



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

**RELAZIONE
ANNUALE**

**STATO
DEI SERVIZI
2022**

VOLUME 1



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



**RELAZIONE
ANNUALE**

**STATO
DEI SERVIZI
2022**

VOLUME 1

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Stefano Besseghini	<i>Presidente</i>
Gianni Castelli	<i>Componente</i>
Andrea Guerrini	<i>Componente</i>
Clara Poletti	<i>Componente</i>
Stefano Saglia	<i>Componente</i>

Volume 1 - Indice

Capitolo 1

Contesto internazionale e nazionale

pag. 25

 Mercati internazionali dei prodotti energetici	»	26
• Economia internazionale	»	26
• Mercato internazionale del petrolio	»	28
• Mercato internazionale del gas naturale	»	35
• Mercato internazionale del GNL	»	47
• Mercato internazionale del carbone	»	50
 Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione	»	54
 Prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nell'Unione europea	»	55
• Prezzi dell'energia elettrica	»	56
• Prezzi del gas	»	67
 Domanda e offerta di energia in Italia	»	78
 Sistemi idrici in Europa	»	82
• Siccità in Europa	»	82
 Rifiuti urbani e assimilati in Europa	»	87
• Verso un cambio di strategia?	»	87

Capitolo 2

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

» 99

 Domanda e offerta di energia elettrica nel 2022	»	100
 Mercato e concorrenza	»	103
• Struttura dell'offerta di energia elettrica	»	103
• Infrastrutture elettriche	»	117
• Mercato all'ingrosso	»	133
• Mercato dei Titoli di efficienza energetica	»	140
• Mercato finale della vendita	»	141
 Prezzi e tariffe	»	190
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	»	190
• Prezzi del mercato al dettaglio	»	191
 Qualità del servizio	»	200
• Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	»	200
• Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	»	204
• Durata di interruzioni di energia elettrica con preavviso	»	209
• Qualità della tensione sulle reti in media tensione	»	213
• Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	»	217
• Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica	»	226

Capitolo 3

Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

pag. 235

Domanda e offerta di gas naturale	» 236
Mercato e concorrenza	» 240
• Struttura dell'offerta di gas	» 240
• Infrastrutture del gas	» 247
• Mercato all'ingrosso del gas	» 270
• Mercato finale al dettaglio	» 283
• Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali	» 303
Prezzi e tariffe	» 308
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	» 308
• Prezzi del mercato al dettaglio	» 315
• Condizioni economiche di riferimento	» 317
Qualità del servizio	» 325
• Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale	» 325
• Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas	» 329
• Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas	» 340
• Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas	» 343
• Qualità commerciale del servizio di vendita del gas naturale	» 347

Capitolo 4

Struttura, prezzi e qualità nel settore del telecalore

» 355

Struttura del mercato	» 356
• Stato di diffusione del servizio	» 356
• Caratteristiche dell'offerta	» 357
• Caratteristiche della domanda	» 360
• Operatori del servizio di telecalore	» 362
Prezzi del servizio	» 364
• Prezzi di fornitura del teleriscaldamento	» 364
• Prezzi di fornitura del teleraffrescamento	» 370
Qualità del servizio	» 371
• Sicurezza e continuità del servizio	» 371
• Qualità commerciale del servizio	» 376
• Misura dell'energia termica	» 379

Capitolo 5

Stato dei servizi idrici

pag. 385

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica	» 386
• Servizio di acquedotto	» 387
• Servizio di fognatura	» 409
• Servizio di depurazione	» 415
• Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione	» 428
Investimenti e tariffe	» 444
• Stato delle approvazioni tariffarie per il terzo periodo regolatorio 2020-2023	» 444
• Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità	» 450
• Variazioni tariffarie e investimenti	» 461
Qualità contrattuale	» 470
• Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2022	» 473
• Macro-indicatori di qualità contrattuale	» 483
• Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale	» 490

Capitolo 6

Struttura, tariffe e qualità nel settore dei rifiuti urbani

» 495

Monitoraggio degli assetti istituzionali locali	» 496
• Delimitazione degli ambiti territoriali ottimali	» 497
• Costituzione degli Enti di governo dell'ambito	» 505
• Partecipazione degli enti locali agli EGATO	» 510
Struttura del settore	» 511
Produzione e raccolta dei rifiuti	» 514
Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio	» 519
• Predisposizioni tariffarie 2022-2025 trasmesse all'Autorità	» 521
• Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità	» 531
• Predisposizioni 2022-2025 per i servizi di trattamento	» 536
• Meccanismi di garanzia	» 537
Qualità del servizio: posizionamento delle gestioni nella matrice degli schemi regolatori	» 538

Indice delle tavole

TAV. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale (valori percentuali)	pag. 27
TAV. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2018 al 2022 e previsione per il 2023 (in milioni di barili/giorno)	» 29
TAV. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2017 al 2022 e previsione per il 2023 (in milioni di barili/giorno)	» 30
TAV. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC (in milioni di barili/giorno)	» 31
TAV. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno (in milioni di barili/giorno)	» 32
TAV. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo (G(m ³))	» 36
TAV. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE (G(m ³))	» 37
TAV. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea (G(m ³))	» 38
TAV. 1.9	Produzione di gas naturale nelle principali aree del mondo (G(m ³))	» 40
TAV. 1.10	Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza (G(m ³))	» 40
TAV. 1.11	Paesi importatori nell'Unione europea e fornitori di GNL nel 2022 (in Mt)	» 49
TAV. 1.12	Mercato Internazionale del carbone (in Mt)	» 52
TAV. 1.13	Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici in Europa (in c€/kWh)	» 57
TAV. 1.14	Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali in Europa (in c€/kWh)	» 63
TAV. 1.15	Prezzi del gas naturale per usi domestici in Europa (in c€/kWh)	» 68
TAV. 1.16	Prezzi del gas naturale per usi industriali in Europa (in c€/kWh)	» 73
TAV. 1.17	Bilancio energetico nazionale nel 2021 e nel 2022 (in ktep)	» 79
TAV. 1.18	Totale prelievi idrici in Europa (in M(m ³))	» 82
TAV. 1.19	Percentuale di popolazione collegata almeno al trattamento secondario delle acque reflue urbane	» 83
TAV. 1.20	Acque reflue urbane raccolte e livello di trattamento applicato in percentuale della popolazione (valori percentuali)	» 85
TAV. 1.21	Quote di smaltimento dei fanghi di depurazione dal trattamento delle acque reflue urbane nel 2020, per metodo di smaltimento (valori percentuali)	» 86
TAV. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2021 e nel 2022 (in GWh)	» 100
TAV. 2.2	Bilancio dei gruppi societari del settore elettrico nel 2022 (TWh)	» 101
TAV. 2.3	Produzione lorda per fonte dal 2018 al 2022 (in GWh)	» 103
TAV. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti (in GW)	» 105
TAV. 2.5	Produttori, impianti e generazione per fonte	» 105
TAV. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica nel 2022 per fonte	» 108
TAV. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2022	» 109
TAV. 2.8	Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2022	» 110
TAV. 2.9	Presenza territoriale degli operatori nel 2022	» 111
TAV. 2.10	Presenza territoriale degli operatori nel 2022	» 112
TAV. 2.11	Asset della Rete di trasmissione nazionale (dati al 31 dicembre dell'anno indicato)	» 117
TAV. 2.12	Capacità di interconnessione con l'estero (in MW; capacità nei giorni da lunedì a sabato e nelle ore di picco (7:00-23:00))	» 119
TAV. 2.13	Attività dei distributori elettrici dal 2017	» 122
TAV. 2.14	Composizione societaria dei distributori nel 2022	» 123
TAV. 2.15	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2022 (in km)	» 124
TAV. 2.16	Distribuzione di energia elettrica delle maggiori società di distribuzione nel 2022 (volumi distribuiti in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 125

TAV. 2.17	Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2022 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	pag. 126
TAV. 2.18	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2022 per classe di potenza (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e prelievo medio in kWh)	» 127
TAV. 2.19	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2022 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)	» 129
TAV. 2.20	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici "Altri usi" allacciati in bassa tensione nel 2022 per livello di potenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)	» 130
TAV. 2.21	Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento	» 132
TAV. 2.22	Contrattazione dei titoli di efficienza energetica (numero di TEE e prezzi in €/tep)	» 141
TAV. 2.23	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2022	» 142
TAV. 2.24	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 143
TAV. 2.25	Vendite finali di energia elettrica nel 2022 per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 145
TAV. 2.26	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico per tipologia di cliente	» 149
TAV. 2.27	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico per regione nel 2022	» 151
TAV. 2.28	Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2022 (in GWh)	» 152
TAV. 2.29	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 154
TAV. 2.30	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 155
TAV. 2.31	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 156
TAV. 2.32	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2022 (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)	» 156
TAV. 2.33	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2022 (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e consumi medi in kWh)	» 157
TAV. 2.34	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2022 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 158
TAV. 2.35	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 160
TAV. 2.36	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 160
TAV. 2.37	Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 162
TAV. 2.38	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2022 (volumi in GWh)	» 164
TAV. 2.39	Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per il periodo 1° luglio 2021 – 30 giugno 2024 in ciascuna area territoriale	» 165
TAV. 2.40	Servizio a tutele graduali per tipologia di cliente (volumi in GWh e numero di punti di prelievo in migliaia)	» 165
TAV. 2.41	Clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2022 per classe di consumo e di potenza (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)	» 166
TAV. 2.42	Clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2022 per regione (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)	» 166

TAV. 2.43	Illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali nel 2022 per classe di consumo (volumi in GWh, numero di punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)	pag. 168
TAV. 2.44	Attività dei venditori per classe di vendita	» 170
TAV. 2.45	Operazioni societarie riguardanti l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica nel 2022 per tipologia	» 172
TAV. 2.46	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2022 (volumi in GWh)	» 174
TAV. 2.47	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero: quota di mercato dei primi tre operatori e quota dei punti di prelievo da loro serviti	» 175
TAV. 2.48	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 176
TAV. 2.49	Mercato libero domestico nel 2022 per classe di consumo (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)	» 178
TAV. 2.50	Mercato libero domestico nel 2022 per condizione contrattuale applicata (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 179
TAV. 2.51	Mercato libero non domestico nel 2022 per livello di tensione (volumi in GWh)	» 180
TAV. 2.52	Mercato libero non domestico nel 2022 per classe di consumo (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 180
TAV. 2.53	Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2022 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 182
TAV. 2.54	Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2022 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 183
TAV. 2.55	Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2022 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 185
TAV. 2.56	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 188
TAV. 2.57	Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 189
TAV. 2.58	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)	» 191
TAV. 2.59	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh, componenti UC3 e UC6 incluse)	» 191
TAV. 2.60	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)	» 191
TAV. 2.61	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2022 per classe di consumo (quantità energia in GWh, punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)	» 192
TAV. 2.62	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2022 per classe di consumo e tipo di mercato (€/MWh)	» 193
TAV. 2.63	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2022 per livello di tensione (quantità energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)	» 193
TAV. 2.64	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2022 (quantità energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)	» 194
TAV. 2.65	Approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2022 (GWh al lordo delle perdite di rete e prezzi in €/MWh)	» 194
TAV. 2.66	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015 = 100 e variazioni percentuali)	» 196
TAV. 2.67	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti (in MWh)	» 200
TAV. 2.68	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti (numero di incidenti rilevanti ed ENS in MWh)	» 201

TAV. 2.69	Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici (numero di episodi e MWh)	pag. 201
TAV. 2.70	Numero medio di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti) per utente direttamente connesso con la RTN	» 202
TAV. 2.71	Indicatore di disponibilità ASAI relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale	» 203
TAV. 2.72	ASAI relativo alle linee elettriche aeree	» 203
TAV. 2.73	Percentuale di indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione	» 203
TAV. 2.74	Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione	» 204
TAV. 2.75	Durata (minuti persi) e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione nel 2022	» 207
TAV. 2.76	Percentuale media di miglioramento della durata (D1) e del numero (N1) nell'anno 2022 rispetto al 2019: confronto fra ambiti soggetti a esperimenti regolatori e ambiti non soggetti a esperimenti	» 208
TAV. 2.77	Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni (in milioni di euro)	» 212
TAV. 2.78	Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	» 213
TAV. 2.79	Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2021	» 214
TAV. 2.80	Numero di buchi di tensione severi per utente in media tensione nel 2021 per regione e distributore	» 214
TAV. 2.81	Standard sulla durata massima delle interruzioni per utenti in bassa e in media tensione (in ore)	» 216
TAV. 2.82	Indennizzi automatici erogati nel 2022 per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni (numero di utenti e milioni di euro)	» 216
TAV. 2.83	Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna (in milioni di euro)	» 216
TAV. 2.84	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali tra clienti finali e produttori (ammontare pagato in milioni di euro)	» 218
TAV. 2.85	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 219
TAV. 2.86	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 219
TAV. 2.87	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee per i clienti non domestici BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 220
TAV. 2.88	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti MT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 220
TAV. 2.89	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 221
TAV. 2.90	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in BT nel 2022 allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 221
TAV. 2.91	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in MT nel 2022 allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 221

TAV. 2.92	Prestazioni del servizio di vendita nel settore elettrico e tempi medi effettivi nel 2022 (in giorni solari e valori percentuali)	pag. 227
TAV. 2.93	Numero di reclami nel settore elettrico per tipologia di cliente	» 227
TAV. 2.94	Numero di richieste di informazione nel settore elettrico	» 227
TAV. 2.95	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico	» 228
TAV. 2.96	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico	» 228
TAV. 2.97	Numero di indennizzi da erogare nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2022	» 229
TAV. 2.98	Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2022 (in euro)	» 230
TAV. 2.99	Standard generali di qualità dei call center	» 231
TAV. 3.1	Bilancio del gas naturale 2022 (in G(m ³); valori riferiti ai gruppi industriali)	» 238
TAV. 3.2	Produzione di gas naturale e biometano in Italia nel 2022 (in M(m ³))	» 242
TAV. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2022 (importazioni lorde in M(m ³))	» 245
TAV. 3.4	Reti delle società di trasporto nel 2022 (in km)	» 248
TAV. 3.5	Attività di trasporto per regione nel 2022 (lunghezza delle reti in km e volumi riconsegnati in M(m ³))	» 249
TAV. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2022-2023 (in M(m ³) standard per giorno)	» 251
TAV. 3.7	Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale per gli anni termici dal 2023-2024 al 2036-2037 (in M(m ³) standard per giorno)	» 253
TAV. 3.8	Concessioni di stoccaggio in Italia	» 254
TAV. 3.9	Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2022-2023 e 2023-2024 (in M(Sm ³))	» 255
TAV. 3.10	Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione	» 258
TAV. 3.11	Attività dei distributori nel periodo 2014-2022	» 259
TAV. 3.12	Attività di distribuzione per regione nel 2022 (volumi in M(m ³), clienti in migliaia, volumi unitari in m ³)	» 259
TAV. 3.13	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2022 (numero di cabine e gruppi di riduzione finale, estensione reti in km)	» 261
TAV. 3.14	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2022 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre 2022 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m ³)	» 262
TAV. 3.15	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2022 in migliaia e volumi prelevati in M(m ³))	» 263
TAV. 3.16	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2022 in migliaia e volumi prelevati in M(m ³))	» 264
TAV. 3.17	Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2022 (clienti in migliaia e volumi in M(m ³))	» 265
TAV. 3.18	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2022 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia e prelievi in M(m ³))	» 266
TAV. 3.19	Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2022	» 267
TAV. 3.20	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2022 (volumi in M(m ³))	» 268
TAV. 3.21	Numero di connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento	» 269
TAV. 3.22	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento (numero e tempo medio in giorni lavorativi)	» 270
TAV. 3.23	Numero di operatori e vendite nel 2022 (in M(m ³))	» 271

TAV. 3.24	Evoluzione del mercato all'ingrosso	pag. 272
TAV. 3.25	Approvvigionamento dei grossisti nel 2022	» 274
TAV. 3.26	Impieghi di gas dei grossisti nel 2022	» 275
TAV. 3.27	Vendite dei principali grossisti nel 2022 (in M(m ³))	» 276
TAV. 3.28	Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (in GWh)	» 282
TAV. 3.29	Consumi finali di gas naturale (volumi in M(m ³) e punti di prelievo in migliaia)	» 284
TAV. 3.30	Attività dei venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio	» 285
TAV. 3.31	Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio nel 2022 per tipologia	» 285
TAV. 3.32	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2022 (in M(m ³))	» 287
TAV. 3.33	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2022 (in M(m ³))	» 288
TAV. 3.34	Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in M(m ³), punti di riconsegna in migliaia)	» 290
TAV. 3.35	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2022 (in M(m ³))	» 292
TAV. 3.36	Tassi di <i>switching</i> dei clienti finali del gas naturale	» 293
TAV. 3.37	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2022 (in M(m ³))	» 294
TAV. 3.38	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di gas naturale nel 2022 (quota di mercato dei primi tre gruppi societari (C3) e percentuale di clienti da loro serviti)	» 297
TAV. 3.39	Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2022 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 299
TAV. 3.40	Contratti a prezzo variabile per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2022 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 300
TAV. 3.41	Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2022 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 302
TAV. 3.42	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m ³) e numero di GdM)	» 303
TAV. 3.43	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m ³), numero di esercenti, numero di clienti e numero di comuni serviti)	» 304
TAV. 3.44	Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2022 (in km)	» 305
TAV. 3.46	Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2023	» 309
TAV. 3.47	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2023	» 311
TAV. 3.48	Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2022-31 marzo 2023	» 311
TAV. 3.49	Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1° aprile 2022-31 marzo 2023 (capacità in GWh e prezzi in c€/kWh)	» 312
TAV. 3.50	Articolazione della quota fissa r1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2023 (in €/punto di riconsegna/anno)	» 314
TAV. 3.51	Articolazione della quota variabile r3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2023 (in c€/m ³ e scaglioni di consumo in m ³ /anno)	» 314
TAV. 3.52	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (in c€/m ³ e classi di consumo annuo espresse in m ³)	» 316
TAV. 3.53	Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2022 (in c€/m ³ e classi di consumo annuo espresse in m ³)	» 316
TAV. 3.55	Numeri indice (2015 = 100) e variazioni del prezzo del segmento "gas di città e gas naturale"	» 318
TAV. 3.56	Imposte sul gas a gennaio 2022 (in c€/m ³)	» 322
TAV. 3.57	Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2022	» 325
TAV. 3.58	Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2022	» 325
TAV. 3.59	Protezione catodica delle reti nel 2022	» 326

TAV. 3.60	Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2022	pag. 326
TAV. 3.61	Impianti di odorizzazione nel 2022	» 326
TAV. 3.62	Numero di emergenze di servizio	» 326
TAV. 3.63	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio	» 327
TAV. 3.64	Dispersioni localizzate	» 327
TAV. 3.65	Eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite di gas	» 327
TAV. 3.66	Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2022	» 327
TAV. 3.67	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2022	» 328
TAV. 3.68	Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2022	» 328
TAV. 3.69	Casi di mancato rispetto nel 2022 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna	» 328
TAV. 3.70	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2022	» 329
TAV. 3.71	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate	» 331
TAV. 3.72	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi	» 332
TAV. 3.73	Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2022	» 334
TAV. 3.74	Rete ispezionata (in km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2019-2022 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2020-2022 (rete in alta/media pressione)	» 335
TAV. 3.75	Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2022 (lunghezza reti in km)	» 337
TAV. 3.76	Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2022 (in km)	» 338
TAV. 3.77	Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2022 (in km)	» 339
TAV. 3.78	Ubicazione dei punti attivi al 31 dicembre 2022 dotati di strumenti per la misurazione e registrazione dei valori della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione	» 340
TAV. 3.79	Strumenti per la misura e la registrazione dei valori della pressione installati/messi in servizio nell'anno 2022	» 340
TAV. 3.80	Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	» 341
TAV. 3.81	Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	» 341
TAV. 3.82	Verifiche eseguite nel 2022 dai comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2021 con accertamento positivo	» 342
TAV. 3.83	Accertamenti nel 2022 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributtrice	» 342
TAV. 3.84	Accertamenti nel 2022 sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributtrice	» 342
TAV. 3.85	Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	» 343
TAV. 3.86	Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	» 343
TAV. 3.87	Numero di casi e di indennizzi automatici pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali	» 344
TAV. 3.88	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	» 346
TAV. 3.89	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori in relazione ai clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6 nel 2022	» 347
TAV. 3.90	Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2022 (in giorni solari)	» 348
TAV. 3.91	Numero di reclami nel settore del gas naturale	» 348

TAV. 3.92	Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale	pag. 349
TAV. 3.93	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale	» 349
TAV. 3.94	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale	» 349
TAV. 3.95	Numero di indennizzi da erogare per mancato rispetto di standard specifici nel 2022 nel settore del gas naturale	» 350
TAV. 3.96	Indennizzi automatici erogati (in euro) nel settore del gas naturale nel 2022	» 350
TAV. 3.97	Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative a clienti <i>dual fuel</i>	» 352
TAV. 3.98	Numero di indennizzi da erogare a clienti <i>dual fuel</i> per mancato rispetto di standard specifici nel 2022	» 352
TAV. 3.99	Indennizzi automatici erogati a clienti <i>dual fuel</i> nel 2022	» 352
TAV. 4.1	Produzione di energia termica nel 2021 (in GWh)	» 358
TAV. 4.2	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore	» 358
TAV. 4.3	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore nel 2021 (in GWh)	» 359
TAV. 4.4	Capacità di generazione installata per tecnologia	» 359
TAV. 4.5	Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2021 (in MW)	» 360
TAV. 5.1	Matrice di schemi regolatori per il terzo periodo regolatorio 2020-2023	» 446
TAV. 5.2	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per l'aggiornamento biennale 2022-2023 (numero di gestioni e di abitanti)	» 447
TAV. 5.3	Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)	» 449
TAV. 5.4	Matrice dei <i>cluster</i> per la definizione dei γ_{ij}^{OP}	» 454
TAV. 5.5	Ammontare della decurtazione degli $Opex_{end}^{2018}$ distinto per valore dei γ_{ij}^{OP} (anno 2022)	» 455
TAV. 5.6	$Opex_{OT}^a$ per l'anno 2022	» 456
TAV. 5.7	Op_{social}^a in tariffa per l'anno 2022	» 456
TAV. 5.8	OP_{mis}^a in tariffa per l'anno 2022	» 457
TAV. 5.9	Costi e ricavi delle "Attività b ₂ " valorizzati in tariffa 2022	» 458
TAV. 5.10	Ripartizione del $\Delta_{risparmio}^a$ per area geografica, anno 2022	» 458
TAV. 5.11	$Op_{eff}^{xp,a}$ in tariffa per l'anno 2022	» 459
TAV. 5.12	Ripartizione per area geografica dei tassi di realizzazione degli investimenti previsti per il biennio 2020-2021	» 466
TAV. 5.13	Campione di riferimento (numero di bacini tariffari, abitanti e numero di gestioni)	» 467
TAV. 5.14	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestico residente: scaglioni di consumo, anno 2022 (valori medi)	» 467
TAV. 5.15	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestico residente: tariffe unitarie, anno 2022	» 468
TAV. 5.16	Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestico residente: tariffe unitarie, anno 2022	» 468
TAV. 5.17	Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestico residente, anno 2022	» 468
TAV. 5.18	Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2022 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 m ³ ; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m ³)	» 469
TAV. 5.19	Componenti della spesa media nel 2022 (spesa in euro/anno)	» 470
TAV. 5.20	Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2021-2022	» 475
TAV. 5.21	Indennizzi automatici per tipologia d'uso nel 2022 (numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro)	» 478
TAV. 5.22	Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali	» 479
TAV. 5.23	Classi e obiettivi per macro-indicatore	» 483
TAV. 5.24	Gestioni del <i>panel</i> con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2022	» 484

TAV. 5.25	Opex _{oc} per il quadriennio 2020-2023	pag. 492
TAV. 6.1	Delimitazione degli ATO	» 500
TAV. 6.2	Delimitazione degli ATO (ATO sub-provinciali)	» 504
TAV. 6.3	Individuazione degli Enti di governo dell'ambito	» 506
TAV. 6.4	Costituzione e operatività degli Enti di governo dell'ambito: situazioni specifiche di potenziale criticità	» 508
TAV. 6.5	Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità	» 532
TAV. 6.6	Distribuzione geografica della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie	» 533
TAV. 6.7	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 533
TAV. 6.8	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2021, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 533
TAV. 6.9	Predisposizioni tariffarie, riferite al periodo 2022-2025, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 534
TAV. 6.10	Schemi regolatori selezionati dagli Enti territorialmente competenti	» 534
TAV. 6.11	Matrice di schemi regolatori	» 538

Indice delle figure

FIG. 1.1	Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori	pag.	31
FIG. 1.2	Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB (<i>Middle East Basket</i>)	»	34
FIG. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	»	34
FIG. 1.4	Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent	»	44
FIG. 1.5	Prezzo del gas naturale negli hub europei	»	44
FIG. 1.6	Prezzo del gas naturale al TTF e prezzi all'importazione	»	45
FIG. 1.7	Confronto fra prezzo TTF e prezzo GNL <i>spot</i> Asia	»	46
FIG. 1.8	Prezzi del GNL per aree	»	47
FIG. 1.9	Principali aree di importazione e paesi esportatori di GNL (in %)	»	50
FIG. 1.10	Prezzo del carbone nei principali mercati mondiali	»	53
FIG. 1.11	Prezzo dei permessi d'emissione <i>Emission Unit Allowance</i> (EUA)	»	54
FIG. 1.12	Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nei principali paesi europei	»	59
FIG. 1.13	Variazione nel 2022 dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici	»	61
FIG. 1.14	Prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei	»	61
FIG. 1.15	Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi industriali nei principali paesi europei	»	65
FIG. 1.16	Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi industriali nel 2022	»	66
FIG. 1.17	Prezzi totali dell'energia elettrica per usi industriali e per classe di consumo nei principali paesi europei	»	67
FIG. 1.18	Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi domestici nel 2022	»	70
FIG. 1.19	Componenti dei prezzi del gas naturale per usi domestici nei principali paesi europei	»	71
FIG. 1.20	Prezzi totali del gas naturale per usi domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei	»	71
FIG. 1.21	Componenti dei prezzi totali del gas naturale per usi industriali nei principali paesi europei	»	74
FIG. 1.22	Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi industriali nel 2022	»	75
FIG. 1.23	Prezzi totali del gas naturale per usi industriali e per classe di consumo nei principali paesi europei	»	76
FIG. 1.24	Intensità energetica del PIL dal 1995	»	81
FIG. 1.25	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995	»	81
FIG. 1.26	Generazione di rifiuti urbani nell'Unione europea e in alcuni paesi	»	89
FIG. 1.27	Generazione di rifiuti urbani pro capite in Unione europea e in alcuni paesi	»	90
FIG. 1.28	Produzione di rifiuti per unità di PIL nell'Unione europea e in alcuni paesi	»	90
FIG. 1.29	Andamento delle diverse destinazioni dei rifiuti urbani dal 1995 al 2021	»	92
FIG. 1.30	Percentuale di rifiuti urbani destinati a recupero e discarica nel 2021 a confronto con gli obiettivi UE al 2035	»	93
FIG. 1.31	Percentuale di rifiuti urbani destinati alle diverse tipologie di trattamento e smaltimento nel 2021	»	95
FIG. 1.32	Evoluzione dell'indice di circolarità nell'economia dell'Unione europea e di alcuni paesi	»	96
FIG. 1.33	Quota di rifiuti da imballaggio riciclati	»	97
FIG. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	»	107
FIG. 2.2	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2022 (capacità in MW; generazione in TWh)	»	108

FIG. 2.3	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (in milioni di euro)	pag. 114
FIG. 2.4	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	» 115
FIG. 2.5	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	» 115
FIG. 2.6	Importazioni nette di energia elettrica per frontiera	» 116
FIG. 2.7	Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco	» 136
FIG. 2.8	Andamento medio orario del PUN nelle 24 ore rispetto alla media giornaliera	» 136
FIG. 2.9	Andamento mensile dei prezzi zionali al Nord e in Sicilia nel 2022	» 137
FIG. 2.10	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2021 (valori medi <i>baseload</i>)	» 138
FIG. 2.11	Andamento mensile dei prezzi nell'MI 2022	» 139
FIG. 2.12	Prezzi medi nel 2022 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna	» 140
FIG. 2.13	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008	» 144
FIG. 2.14	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione	» 146
FIG. 2.15	Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2022	» 147
FIG. 2.16	Clienti domestici serviti nel mercato libero per regione	» 148
FIG. 2.17	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico dal 2011	» 150
FIG. 2.18	Consumi e clienti serviti in maggior tutela	» 155
FIG. 2.19	Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2022	» 159
FIG. 2.20	Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2022	» 161
FIG. 2.21	Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione	» 163
FIG. 2.22	Consumi medi regionali dei clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2022	» 167
FIG. 2.23	Energia venduta per illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali per regione	» 168
FIG. 2.24	Evoluzione del mercato libero di energia elettrica	» 170
FIG. 2.25	Numero di venditori del mercato libero per regione	» 175
FIG. 2.26	Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici del mercato libero e della maggior tutela nel 2022	» 178
FIG. 2.27	Distribuzione dei clienti domestici nel mercato libero per tipo di tariffa oraria	» 179
FIG. 2.28	Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori	» 181
FIG. 2.29	Vendite nel servizio di salvaguardia per esercente	» 190
FIG. 2.30	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio	» 196
FIG. 2.31	Livello dei prezzi dell'energia elettrica nell'ultimo triennio	» 197
FIG. 2.32	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei	» 197
FIG. 2.33	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	» 199
FIG. 2.34	Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW al 1° gennaio 2023	» 200
FIG. 2.35	Energia elettrica non fornita regolata soggetta a premi-penalità	» 201
FIG. 2.36	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	» 205
FIG. 2.37	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 205
FIG. 2.38	Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	» 206
FIG. 2.39	Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 206
FIG. 2.40	Durata di interruzione (D1) nel 2022 a confronto con quella del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori	» 208

FIG. 2.41	Numero di interruzioni (N1) nel 2021 a confronto con quello del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori	pag. 209
FIG. 2.42	Durata delle interruzioni con preavviso lunghe per utente in bassa tensione	» 210
FIG. 2.43	Durata delle interruzioni con preavviso lunghe per utente in bassa tensione, per regione, nel 2022	» 210
FIG. 2.44	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2022	» 211
FIG. 2.45	Numero di utenti in media tensione con impianti adeguati e non adeguati nel 2022	» 212
FIG. 2.46	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 222
FIG. 2.47	Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi nel 2022 per i clienti in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 223
FIG. 2.48	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi nel 2022 per i clienti non domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 223
FIG. 2.49	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per i clienti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 224
FIG. 2.50	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 224
FIG. 2.51	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 225
FIG. 2.52	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori	» 225
FIG. 2.53	Livello di servizio dei call center dei venditori di energia elettrica e gas nel 2022	» 232
FIG. 2.54	Tempo medio di attesa nei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas nel 2022	» 233
FIG. 3.1	Consumi di gas naturale per settore	» 236
FIG. 3.2	Disponibilità di gas negli ultimi due anni	» 237
FIG. 3.3	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1990	» 241
FIG. 3.4	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2022	» 241
FIG. 3.5	Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza	» 244
FIG. 3.6	Paesi di origine delle importazioni di GNL	» 244
FIG. 3.7	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2022 secondo la durata intera	» 246
FIG. 3.8	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2022 secondo la durata residua	» 247
FIG. 3.9	Attività di trasporto dal 2011	» 250
FIG. 3.10	Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici	» 256
FIG. 3.11	Gruppi di misura elettronici e tradizionali installati dal 2013 per tipologia di cliente	» 267
FIG. 3.12	Quote del mercato all'ingrosso per classe di venditore	» 273
FIG. 3.13	Sottoscrittori del PSV dal 2010	» 278
FIG. 3.14	Volumi delle transazioni al PSV e <i>churn rate</i>	» 278
FIG. 3.15	Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV	» 279
FIG. 3.16	Volumi e prezzi nei mercati dell'M-GAS	» 283
FIG. 3.17	Tassi di <i>switching</i> dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009	» 293
FIG. 3.18	Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2022 (in m ³)	» 295
FIG. 3.19	Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2022	» 296
FIG. 3.20	Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	» 298
FIG. 3.21	Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni	» 319

FIG. 3.22	Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni	pag. 319
FIG. 3.23	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei	» 320
FIG. 3.24	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m ³ e riscaldamento individuale)	» 321
FIG. 3.25	Composizione percentuale al 1° gennaio 2023 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m ³ e riscaldamento individuale)	» 321
FIG. 3.26	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m ³)	» 324
FIG. 3.27	Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m ³) al 1° gennaio 2023	» 324
FIG. 3.28	Percentuale di rete ispezionata dal 2002	» 330
FIG. 3.29	Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001	» 331
FIG. 3.30	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante	» 333
FIG. 3.31	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante	» 333
FIG. 3.32	Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace	» 334
FIG. 3.33	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)	» 345
FIG. 3.34	Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale ai clienti con misuratore fino alla classe G6 nel 2022	» 345
FIG. 4.1	Evoluzione della volumetria allacciata e dell'estensione delle reti (volumetria in M(m ³), estensione delle reti in km)	» 356
FIG. 4.2	Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2021 (numero di reti, estensione ed energia termica erogata in GWh)	» 357
FIG. 4.3	Calore erogato all'utenza nel 2021, distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo	» 361
FIG. 4.4	Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2021 in funzione della classe dimensionale degli utenti	» 361
FIG. 4.5	Calore erogato nel 2021 dai 10 maggiori operatori (presentati in ordine alfabetico), ripartito per classe dimensionale dell'utente	» 362
FIG. 4.6	Numero di operatori del settore classificati per attività svolta (maggio 2023)	» 362
FIG. 4.7	Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata e del numero di utenti serviti nel 2021 (assi in scala logaritmica)	» 363
FIG. 4.8	Rappresentatività delle tre classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, numero di utenti ed energia termica erogata nel 2021	» 364
FIG. 4.9	Evoluzione dei prezzi (IVA ed eventuale credito d'imposta incluso) dal 2020	» 365
FIG. 4.10	Offerte commerciali per tipologia di definizione e aggiornamento del prezzo, con riferimento al grado di dipendenza dal gas naturale	» 366
FIG. 4.11	Analisi di sensitività del costo evitato al variare del rendimento della caldaia nel primo trimestre 2022	» 368
FIG. 4.12	Distribuzione dell'intero campione dei prezzi analizzati applicati dagli operatori a confronto con la stima di un costo evitato di riferimento (linea gialla)	» 369
FIG. 4.13	Estensione delle reti per tipologia di fluido termovettore nel 2021	» 371
FIG. 4.14	Estensione delle reti per materiale della tubatura nel 2021	» 372
FIG. 4.15	Numero di dispersioni di fluido localizzate sulle reti nel 2021	» 373
FIG. 4.16	Boxplot di un indicatore relativo alla quantità di reintegro idrico delle reti nel 2021	» 373
FIG. 4.17	Numero di interruzioni del servizio lunghe sulle reti registrate nel 2021, per tipologia	» 375
FIG. 4.18	Numero medio di utenti coinvolti nelle interruzioni lunghe nel 2021	» 375
FIG. 4.19	Durata media delle interruzioni lunghe registrate nel 2021, per tipologia	» 376

FIG. 4.20	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2021	pag. 377
FIG. 4.21	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2021	» 378
FIG. 4.22	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di maggiori dimensioni nel 2021	» 378
FIG. 4.23	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2021	» 379
FIG. 4.24	Posizione di installazione dei contatori di fornitura dell'energia termica agli utenti nel 2021	» 380
FIG. 4.25	Posizione di installazione dei contatori di fornitura dell'energia termica agli utenti nel 2021	» 380
FIG. 4.26	Diffusione della marcatura MID (CE-M) sui misuratori del telecalore nel 2021	» 381
FIG. 4.27	Metodo di lettura dei misuratori del telecalore nel 2021	» 381
FIG. 4.28	Frequenza delle verifiche e delle sostituzioni dei misuratori per tipologia di utente nel 2021	» 382
FIG. 5.1	Macro-indicatore M1 – Perdite idriche: distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 388
FIG. 5.2	Macro-indicatore M1: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 389
FIG. 5.3	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche	» 390
FIG. 5.4	Valori medi di M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali, per area geografica	» 391
FIG. 5.5	Volumi medi giornalieri <i>pro capite</i> prelevati e fatturati	» 392
FIG. 5.6	Numero di rotture per km di rete, confronto con M1a – Perdite idriche lineari, per area geografica	» 393
FIG. 5.7	Quota di volumi di processo e di utenza misurati sui volumi totali per area geografica	» 394
FIG. 5.8	Suddivisione delle utenze in funzione del grado di accessibilità ai misuratori	» 395
FIG. 5.9	Suddivisione del numero di misuratori d'utenza per classi d'età	» 395
FIG. 5.10	Macro-indicatore M2: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 397
FIG. 5.11	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio di acquedotto	» 398
FIG. 5.12	Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio acquedotto, per area geografica	» 399
FIG. 5.13	Interruzioni programmate e non programmate	» 400
FIG. 5.14	Utenti finali con diritto all'indennizzo automatico per gli standard specifici di qualità tecnica per area geografica	» 401
FIG. 5.15	Macro-indicatore M3: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> , per area geografica	» 402
FIG. 5.16	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata	» 403
FIG. 5.17	Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità, M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi e M3c – Tasso di parametri da controlli interni non conformi, per area geografica	» 404
FIG. 5.18	Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B e C dell'allegato 1 al decreto legislativo n. 31/2001	» 405
FIG. 5.19	Quota di utenti per i quali è stato applicato il <i>Water Safety Plan</i> e numerosità dei campioni rispetto ai volumi erogati, per area geografica	» 406
FIG. 5.20	Incidenza delle reti di adduzione e di distribuzione sul totale della rete di acquedotto, per area geografica	» 407
FIG. 5.21	Percentuale di reti di adduzione e distribuzione georeferenziate	» 407

FIG. 5.22	Suddivisione dei volumi prelevati dall'ambiente, per tipologia di trattamento di potabilizzazione e per area geografica	pag. 408
FIG. 5.23	Macro-indicatore M4: distribuzione della popolazione del campione, per area geografica	» 410
FIG. 5.24	Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del panel, per area geografica	» 410
FIG. 5.25	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 – Adeguatezza del sistema fognario	» 412
FIG. 5.26	Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura e M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena, per area geografica	» 413
FIG. 5.27	Lunghezza della rete fognaria per tipologia, ripartizione per area geografica	» 414
FIG. 5.28	Lunghezza della rete georeferenziata, per area geografica	» 414
FIG. 5.29	Servizio di depurazione: distribuzione della popolazione del campione, per area geografica	» 416
FIG. 5.30	Macro-indicatore M5: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> , per area geografica	» 417
FIG. 5.31	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica	» 418
FIG. 5.32	Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica, per area geografica	» 419
FIG. 5.33	Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione	» 420
FIG. 5.34	Distribuzione degli agglomerati interessati dalle procedure di infrazione eurounitarie sulla depurazione delle acque reflue	» 421
FIG. 5.35	Macro-indicatore M6: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> , per area geografica	» 422
FIG. 5.36	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata (tasso di superamento dei limiti nei campioni di acqua scaricata)	» 423
FIG. 5.37	Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata, per area geografica	» 424
FIG. 5.38	Qualità dell'acqua depurata – esteso (indicatore G6.1) e tasso di parametri risultati oltre i limiti (indicatore G6.3), per area geografica	» 424
FIG. 5.39	Tasso di superamento puntuale dei limiti fissati dal DLgs n. 152/2006 per i parametri delle tabelle 1, 2 e 4	» 425
FIG. 5.40	Suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione dei trattamenti e della potenzialità	» 426
FIG. 5.41	Percentuale di reflui depurati per tipologia di trattamento, per area geografica ed evoluzione nel tempo	» 427
FIG. 5.42	Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica	» 428
FIG. 5.43	Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023	» 431
FIG. 5.44	Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023 per area geografica (in percentuale)	» 431
FIG. 5.45	Interventi PNRR e REACT-EU recepiti nelle pianificazioni 2022-2023 (ripartizione percentuale per linea di finanziamento)	» 433
FIG. 5.46	Risorse destinate al miglioramento del macro-indicatore M1 nelle pianificazioni 2022-2023 per tipologia di finanziamento (percentuale)	» 433
FIG. 5.47	Fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche per servizio e area geografica (in percentuale)	» 435
FIG. 5.48	Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2022-2023 per tipologia di opera e area geografica (in percentuale)	» 436
FIG. 5.49	Interventi principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, per fabbisogno finanziario, nel periodo 2022-2023 (in percentuale)	» 437
FIG. 5.50	Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica (maggio 2023)	» 439

FIG. 5.51	Rendicontazione degli interventi finanziati e previsioni di spesa, sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari (monitoraggio ottobre 2022)	pag. 440
FIG. 5.52	Distribuzione dell'erogazione delle risorse del Piano nazionale per anno di autorizzazione (in milioni di euro) e peso sul finanziamento totale (%)	» 441
FIG. 5.53	Distribuzione delle risorse della linea di finanziamento M2C4 – I4.2 per area geografica e regione e leva di co-finanziamento delle proposte (%)	» 443
FIG. 5.54	Piano nazionale di ripresa e resilienza e REACT-EU: stato dei finanziamenti assentiti (in milioni di euro), con dettaglio delle misure per area geografica (aggiornamento a maggio 2023)	» 444
FIG. 5.55	Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)	» 448
FIG. 5.56	Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	» 449
FIG. 5.57	Distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 450
FIG. 5.58	Composizione del vincolo ai ricavi del gestore (anno 2022)	» 452
FIG. 5.59	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2022	» 453
FIG. 5.60	Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2022	» 454
FIG. 5.61	Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2022	» 461
FIG. 5.62	Distribuzione delle variazioni tariffarie (anni 2022 e 2023) nell'ambito della matrice di schemi regolatori	» 462
FIG. 5.63	Investimenti <i>pro capite</i> (al netto dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023, come rivisti in sede di aggiornamento tariffario 2022-2023	» 463
FIG. 5.64	Investimenti <i>pro capite</i> (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023 nell'ambito dell'aggiornamento tariffario 2022-2023	» 464
FIG. 5.65	<i>Trend</i> degli investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2020-2023 (in milioni di euro)	» 465
FIG. 5.66	Variabilità della spesa media annua nel 2022 (in euro per consumi annuali di 150 m ³)	» 470
FIG. 5.67	Ripartizione del <i>panel</i> 2022 per area geografica	» 472
FIG. 5.68	Popolazione servita dal <i>panel</i> 2022 per area geografica	» 472
FIG. 5.69	Rispetto degli standard specifici per area	» 474
FIG. 5.70	Totale indennizzato nel periodo 2018-2022	» 477
FIG. 5.71	Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale	» 480
FIG. 5.72	Rispetto degli standard generali per area	» 481
FIG. 5.73	Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica	» 482
FIG. 5.74	Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica	» 482
FIG. 5.75	Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2022	» 486
FIG. 5.76	Macro-indicatore MC1: popolazione del <i>panel</i> per classe di appartenenza nel 2022	» 486
FIG. 5.77	Macro-indicatore MC2: livelli medi per area geografica nel 2022	» 487
FIG. 5.78	Macro-indicatore MC2: popolazione del <i>panel</i> per classe di appartenenza nel 2022	» 488
FIG. 5.79	Popolazione servita dal <i>panel</i> per l'analisi di <i>trend</i> dei valori dei macro-indicatori 2018-2022	» 488
FIG. 5.80	Macro-indicatore MC1: popolazione del <i>panel</i> per area e classe di appartenenza (2018-2022)	» 489
FIG. 5.81	Macro-indicatore MC2: popolazione del <i>panel</i> per area e classe di appartenenza (2018-2022)	» 490
FIG. 5.82	Opex _{QC} richiesti nel quadriennio 2020-2023 <i>pro capite</i> per area geografica	» 491
FIG. 6.1	Natura giuridica dei gestori iscritti in Anagrafica	» 511
FIG. 6.2	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività	» 512
FIG. 6.3	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività	» 513

FIG. 6.4	Gestori non Enti pubblici per attività svolta	pag. 513
FIG. 6.5	Gestori Enti pubblici per attività svolta	» 514
FIG. 6.6	Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani dal 2020 al 2021	» 515
FIG. 6.7	<i>Andamento della raccolta differenziata dal 2018 al 2021 per aree geografiche e confronto con gli obiettivi</i>	» 516
FIG. 6.8	Andamento della raccolta differenziata per regione negli anni 2020 e 2021	» 516
FIG. 6.9	Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2021	» 517
FIG. 6.10	Percentuali di riciclo e raccolta differenziata dal 2010 al 2021 a confronto con gli obiettivi comunitari	» 518
FIG. 6.11	Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2021	» 518
FIG. 6.12	Predisposizioni tariffarie trasmesse all'Autorità relative al periodo 2022-2025, per regione (% popolazione servita)	» 522
FIG. 6.13	Distribuzione degli ETC per classi dimensionali	» 523
FIG. 6.14	Variazione media annuale delle entrate tariffarie nel secondo periodo regolatorio (%)	» 523
FIG. 6.15	Variazione media delle entrate tariffarie nel biennio 2022-2023 (%)	» 524
FIG. 6.16	Ricorso ai coefficienti per il limite alla crescita delle entrate tariffarie (numero ambiti)	» 525
FIG. 6.17	Valori medi dei coefficienti per il limite alla crescita (%)	» 526
FIG. 6.18	Collocazione delle proposte tariffarie 2022 negli schemi di cui al comma 4.3 dell'MTR-2 (%)	» 526
FIG. 6.19	Valori del parametro ω nel biennio 2022-2023 (%)	» 528
FIG. 6.20	Valori del fattore di <i>sharing</i> b_a nel biennio 2022-2023 (%)	» 528
FIG. 6.21	Composizione media dei costi di gestione 2022-2025 (%)	» 529
FIG. 6.22	Composizione media dei costi di gestione nel 2022, dettaglio per componente	» 530
FIG. 6.23	Entrate tariffarie medie unitarie 2022-2025, dettaglio per componente (€/t)	» 530
FIG. 6.24	Distribuzione delle proposte tariffarie per livello delle entrate tariffarie nel 2022 (€/t)	» 531
FIG. 6.25	Distribuzione delle gestioni del campione per schemi regolatori e copertura rispetto alla popolazione nazionale	» 539
FIG. 6.26	Distribuzione degli schemi regolatori in ciascuna macro-area geografica	» 541
FIG. 6.27	Distribuzione a livello regionale delle gestioni del campione per schema regolatorio	» 542



CAPITOLO

1



**CONTESTO
INTERNAZIONALE
E NAZIONALE**

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Dopo la forte ripresa registrata nel 2021, con il graduale processo di ritorno alla normalità *post-pandemia*, la crescita dell'economia mondiale ha subito un rallentamento nel 2022 a causa dell'invasione russa dell'Ucraina, della crisi energetica, del forte aumento dei prezzi, del rallentamento del commercio mondiale e della recrudescenza del Covid-19 in Cina. Alcuni di questi fattori, come la situazione geopolitica e l'inflazione, continuano a pesare negativamente anche nel 2023.

Nel corso del 2022 l'inflazione, già cresciuta nella seconda metà del 2021, è aumentata bruscamente rivelandosi più alta e persistente di quanto inizialmente previsto, raggiungendo a livello globale i livelli più elevati dal 2008. Le crescenti pressioni inflazionistiche sono state in gran parte conseguenti all'aumento dei costi dell'energia, ma un contributo significativo è venuto, soprattutto in certe aree, anche da fattori lato domanda, per la veloce ripresa economica dopo la pandemia e per le ampie misure di sostegno fiscale. Le autorità monetarie mondiali hanno di conseguenza ritenuto necessaria una reazione rapida, intervenendo con drastici aumenti dei tassi ufficiali di sconto per frenare gli effetti inflazionistici e per ridurre il rischio di una spirale al rialzo prezzi-salari. Si è così assistito al più brusco cambiamento di orientamento di politica monetaria mai registrato nel dopoguerra, con conseguenze tuttora incerte sull'attività economica. In particolare, nell'Area euro, dove l'inflazione è salita a livelli storicamente elevati, la Banca centrale europea (BCE) ha modificato profondamente la propria politica monetaria degli ultimi anni, decidendo, tra il 2022 e l'inizio del 2023, aumenti consecutivi dei tassi di interesse di riferimento per complessivi 375 punti base e ponendo così fine a un periodo di otto anni di riduzione dei tassi.

Nonostante questi venti contrari, la crescita del PIL reale è stata sensibile, soprattutto nel terzo trimestre del 2022, in numerose economie, compresi gli Stati Uniti, l'Area euro e i principali mercati emergenti e in via di sviluppo. Tra le cause: un aumento più intenso del previsto dei consumi delle famiglie, che hanno incominciato a spendere di più (in particolare per i servizi), grazie anche ai risparmi accumulati per tutta la fase della pandemia; la crescita degli investimenti delle imprese per rispondere alla domanda; la resilienza del mercato del lavoro; le misure politiche temporanee a livello mondiale per contenere i costi energetici. Il quarto trimestre dell'anno ha segnato, tuttavia, un rallentamento dell'attività mondiale, anche se non in tutte le economie; più marcato il calo nei paesi avanzati e in Cina, con perdita di vigore del commercio mondiale.

Secondo i dati del Fondo monetario internazionale (FMI), il risultato di queste dinamiche è una crescita globale nel 2022 del 3,4%, in confronto al 6,1% del 2021 e alla media dei due decenni prima della pandemia (2000-2009 e 2010-2019) rispettivamente del 3,9% e del 3,7% l'anno (Tav. 1.1). L'Unione europea ha fatto segnare un tasso del 3,7% (3,5% l'Area euro), leggermente superiore a quello medio mondiale. Mentre per gli Stati Uniti è stimato un aumento del 2,1%, la Cina ha registrato una crescita del 3%, il tasso più basso dal 1977, eccetto che per il 2020, primo anno del Covid. Più elevato l'aumento in India (6,8%) e nei Paesi asiatici in via di sviluppo (4,4%). L'unica variazione negativa è stata registrata in Russia che, a seguito della guerra, segna il -2,1%.

TAV. 1.1 Tassi di crescita dell'economia mondiale (valori percentuali)

PAESI E AGGREGATI	2018	2019	2020	2021	2022	PREVISIONE APRILE 2023	
						2023	2024
Mondo	3,6	2,8	-3,1	6,1	3,4	2,8	3,0
Economie avanzate	2,3	1,6	-4,5	5,2	2,7	1,3	1,4
Stati Uniti	3,0	2,2	-3,4	5,7	2,1	1,6	1,1
Unione europea^(A)	2,3	1,7	-5,9	5,4	3,7	0,7	1,6
Area euro	1,9	1,3	-6,4	5,3	3,5	0,8	1,4
Giappone	0,6	0,3	-4,5	1,6	1,1	1,3	1,0
Federazione Russa	2,8	2,0	-2,7	4,7	-2,1	0,7	1,3
Paesi asiatici in via di sviluppo	6,4	5,3	-0,8	7,3	4,4	5,3	5,1
Cina	6,7	5,8	2,2	8,1	3,0	5,2	4,5
India	6,5	4,0	-6,6	8,9	6,8	5,9	6,3
Asean-5^(B)	5,3	4,8	-3,4	3,4	5,5	4,5	4,6
America Latina e Caraibi	1,2	0,2	-7,0	6,8	4,0	1,6	2,2
Medio Oriente e Asia Centrale	2,0	1,4	-2,9	5,7	5,3	2,9	3,5
Africa Sub-sahariana	3,2	3,2	-1,7	4,5	3,9	3,6	4,2

(A) Dal 1° febbraio 2020, il Regno Unito non è più parte dell'Unione europea; quindi i dati relativi all'Unione europea non includono il Regno Unito.

(B) Indonesia, Malesia, Filippine, Thailandia e Vietnam.

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, aprile 2023.

Questi andamenti si sono riflessi sul commercio mondiale di beni e servizi, che ha registrato un aumento in volume del 5,1% rispetto al 10,6% del 2021 e una media del 3,1% nel quinquennio 2015-2019, più che recuperando quindi i livelli pre-pandemia (fonte: Istat). Rispetto alle previsioni formulate immediatamente dopo lo scoppio del conflitto, l'andamento degli scambi commerciali è stato complessivamente più robusto delle attese grazie a molteplici fattori, tra i quali l'allentamento delle strozzature nelle catene globali del valore, l'avvio di una fase di sostituzione della Russia come fornitore di alcune categorie di beni con altri produttori, il parziale riassorbimento dello *shock* dal lato dei prezzi delle materie prime. I flussi commerciali si sono però contratti nel quarto trimestre, che ha segnato il primo calo dalla metà del 2020 (fonte: Banca d'Italia). La dinamica dell'interscambio mondiale di beni è diventata negativa per effetto del calo delle importazioni nelle economie avanzate e in quelle emergenti (fonte: BCE).

Nei primi mesi del 2023 il quadro economico internazionale rimane incerto dopo gli effetti cumulati degli ultimi tre anni di *shock* avversi, nonché fortemente condizionato dal conflitto in Ucraina. L'elevata incertezza incide sulla volatilità dei prezzi delle materie prime, frena l'attività produttiva e il commercio internazionale. L'orientamento delle politiche monetarie, volto a contrastare l'inflazione ancora sostenuta, rimane restrittivo. I principali fattori che hanno plasmato l'economia mondiale nel 2022 sembrano destinati a perdurare nel 2023, ma con intensità diversa. Inoltre, l'incertezza sulle prospettive globali è accentuata dalle possibili ripercussioni degli episodi di instabilità bancaria verificatisi nel mese di marzo 2023. Tuttavia, i prezzi delle materie prime energetiche sembrano avere intrapreso un percorso discendente e si osserva un allentamento delle restrizioni sulle catene di approvvigionamento globali. Le spinte inflazionistiche rimangono elevate su scala mondiale, ma potrebbero avere già raggiunto il loro punto di massimo.

Per il 2023, l’FMI prefigura un rallentamento della crescita mondiale dal 3,4% del 2022 al 2,8%. Per le economie avanzate, l’aumento medio è previsto all’1,3%. Con il rallentamento delle economie avanzate si prevede anche un aumento della disoccupazione. Per i mercati emergenti e le economie in via di sviluppo, le prospettive economiche sono in media più forti, sia pure ampiamente differenziate tra le diverse aree geografiche, e ancora incerte. La Cina è attesa tornare a crescere più intensamente, con una variazione del 5,2%. L’inflazione globale è prevista diminuire, sebbene più lentamente di quanto inizialmente considerato, dall’8,7% nel 2022 al 7,0% quest’anno.

Mercato internazionale del petrolio

Nel 2021, lo squilibrio domanda-offerta determinato dalla ripresa dei consumi *post-pandemia* e dalle difficoltà dell’offerta a farvi fronte, specie in esito ad anni di ridotti investimenti nell’*upstream*, aveva determinato una sostenuta tendenza al rialzo dei prezzi del petrolio.

Nel 2022, alle fragilità strutturali del mercato evidenziate nell’anno precedente è andato sommandosi il conflitto tra Russia e Ucraina, portando il Brent a superare i 100 \$/barile da marzo a luglio. La restante parte dell’anno è stata caratterizzata da un ripiegamento delle quotazioni, ascrivibile a due principali ordini di ragioni: da un lato, i timori di recessione economica nell’area OCSE, scatenati dal forte aumento dei prezzi di tutte le *commodity* (non solo energetiche) e dalla rapida stretta monetaria avviata da Stati Uniti ed Europa; dall’altro, il debole quadro economico cinese compresso tra crisi del mercato immobiliare e recrudescenza dei contagi da Covid-19, con conseguente adozione di misure restrittive estreme (*lockdown* locali) che hanno fortemente limitato l’economia del paese. Tuttavia, il perdurare del conflitto in Ucraina ha contribuito a contenere il ridimensionamento delle quotazioni, che non sono quasi mai scese al di sotto degli 80 \$/barile.

Nel 2022, il prezzo medio del greggio Brent, riferimento per l’Europa, si è attestato a 101,2 \$/barile, in aumento del 43% rispetto al 2021 e del 143% rispetto al 2020. Si tratta del livello annuo più elevato dal 2014.

Domanda e offerta

La fine del periodo più critico della pandemia da Covid-19 era stata accompagnata da una ripresa significativa dei consumi. Nel 2021, in particolare, la domanda petrolifera mondiale era aumentata del 6,8% rispetto al 2020, in larga parte come effetto dell’eliminazione delle misure più restrittive di contenimento dei contagi. In valore assoluto, l’incremento era stato superiore ai 6 milioni di barili/giorno, equivalente ai consumi dell’intera America Latina.

La tendenza alla crescita – benché più contenuta – è proseguita anche nel 2022, trainata dalle richieste del settore trasporti e dalla petrolchimica. In dettaglio, nel 2022 la domanda globale di petrolio ha mostrato un aumento su base annua del 2,3% (+2,2 milioni di barili/giorno rispetto al 2021), portandosi a 99,9 milioni di barili/giorno (Tav. 1.2). I volumi consumati si sono attestati a un livello non molto distante da quello pre-Covid (100,6 milioni di barili/giorno nel 2019) che, secondo le stime, verrà pienamente recuperato nel 2023, con un ammontare globale atteso pari a 101,9 milioni di barili/giorno.

TAV. 1.2 Domanda mondiale di petrolio dal 2018 al 2022 e previsione per il 2023 (in milioni di barili/giorno)

PAESI E AGGREGATI	2018	2019	2020	2021	2022	PREVISIONE 2023
Paesi OCSE	47,7	47,7	42	44,8	45,9	46,2
America ^(A)	25,4	25,4	22,4	24,3	25	25,1
Europa ^(B)	14,3	14,3	12,4	13,1	13,5	13,6
Asia-Oceania ^(C)	8,0	7,9	7,2	7,4	7,4	7,6
Paesi non OCSE	51,7	52,9	49,5	52,8	54	55,7
Russia e altri paesi CSI	4,7	4,7	4,6	4,9	4,9	4,8
Europa	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8
Cina	13,1	14,1	14,2	15,4	15	16,2
Altri Asia	14	14,1	12,7	13,4	13,9	14,3
America Latina	6,3	6,3	5,5	5,9	6,1	6,2
Medio Oriente	8,7	8,8	8,1	8,5	9	9,2
Africa	4,2	4,1	3,8	4	4,2	4,2
TOTALE MONDO	99,5	100,6	91,5	97,7	99,9	101,9

(A) Canada, Cile, Messico e Stati Uniti.

(B) Austria, Belgio, Repubblica Ceca, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Ungheria, Islanda, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Portogallo, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia e Regno Unito.

(C) Australia, Giappone, Corea e Nuova Zelanda; dal 2012 anche Israele.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2023.

Per il secondo anno consecutivo, i Paesi industrializzati hanno registrato un aumento dei consumi, invertendo la tendenza di sostanziale stallo visibile nei due anni prima della pandemia. L'incremento, pari al 2,5% rispetto al 2021, è stato superiore in termini percentuali a quello dell'aggregato non OCSE (+2,3%) e quasi allineato in termini assoluti (+1,1 vs +1,2 milioni di barili/giorno). Rileva notare, in particolare, la dinamica dei consumi cinesi, che hanno mostrato un calo di 400.000 barili/giorno: si tratta della prima variazione annua negativa dall'inizio del nuovo millennio. Il paese asiatico – ormai fattore determinante della domanda petrolifera mondiale – ha, infatti, fortemente risentito delle politiche zero-Covid adottate dal Governo per arginare anche minimi tassi di contagio; questa condizione, unitamente alla crisi del mercato immobiliare, ne ha significativamente indebolito il quadro economico, con il PIL in crescita del 3% rispetto all'8,1% del 2021.

La previsione per il 2023 (Tav. 1.3) evidenzia, tuttavia, un'evoluzione più in linea con la tendenza dell'ultimo decennio. A fronte di un contenuto aumento dei consumi nell'area OCSE (+0,7% sul 2022), si stima il ritorno di una crescita robusta nell'insieme dei paesi meno avanzati, pari al +3,1% rispetto all'anno precedente. La Cina contribuirà da sola al 60% dell'incremento complessivo, grazie alla cessazione delle politiche di contenimento dei contagi e alle migliorate prospettive economiche. Rileva, infine, notare che i consumi OCSE non sono tornati in nessun'area ai livelli pre-Covid e, in base alle stime, non verranno recuperati nemmeno nel 2023. Diversamente, già nel 2022, la domanda dell'area non OCSE si è quasi ovunque riallineata a quella antecedente lo stato pandemico.

Dopo le difficoltà emerse nel 2021, l'offerta petrolifera mondiale ha mostrato nel 2022 una crescita sostenuta (+4,6 milioni di barili/giorno), attestandosi a 99,9 milioni di barili/giorno, un livello allineato a quello dei consumi sebbene ancora inferiore a quello pre-Covid. A trainare la crescita complessiva è stato l'insieme dei Paesi OPEC che, congiuntamente, hanno segnato un incremento di 2,8 milioni di barili/giorno. Minore, ma comunque signi-

ficativo se rapportato all'anno precedente, è stato l'incremento dei Paesi esterni all'Organizzazione, che hanno contribuito per circa 1,8 milioni di barili/giorno.

TAV. 1.3 *Produzione mondiale di petrolio¹ dal 2017 al 2022 e previsione per il 2023 (in milioni di barili/giorno)*

PAESI E AGGREGATI	2018	2019	2020	2021	2022	PREVISIONE 2023
Paesi OCSE	26,9	28,7	28	28,2	29,3	30,5
Americhe	23	24,8	23,9	24,3	25,6	26,9
Europa	3,5	3,4	3,6	3,4	3,2	3,2
Asia-Oceania	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Paesi non OCSE	31,6	31,8	30,3	30,5	31,0	31,0
Russia e altri paesi CSI	14,6	14,6	13,5	13,8	13,9	13,4
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,8	3,9	4	4,1	4,2	4,3
Resto Asia	3,4	3,3	3	2,9	2,7	2,7
America Latina	5,1	5,3	5,3	5,3	5,6	6,1
Medio Oriente	3,1	3	3	3,1	3,2	3,2
Africa	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,3
Guadagni di raffinazione	2,4	2,4	2,1	2,3	2,3	2,4
Biocarburanti ^(A)	2,7	2,8	2,7	2,8	2,9	3,1
TOTALE NON OPEC	63,5	65,6	63,1	63,8	65,5	67,1
TOTALE OPEC^(B)	36,8	35	30,8	31,6	34,4	32,6^(D)
Greggio	31,4	29,6	25,7	26,4	29,1	27,2^(D)
Gas liquidi	5,4	5,3	5,1	5,2	5,3	5,4
TOTALE MONDO	100,3	100,6	93,9	95,3	99,9	99,7^(D)
Variazione scorte^(C)	0,8	0	2,3	-2,3	0	-2,2^(D)

(A) Biocarburanti prodotti in Paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.

(B) Riferito ai Paesi appartenenti all'OPEC.

(C) Calcolata come differenza tra fabbisogno e offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e derivati del petrolio, petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e differenze statistiche.

(D) Previsioni RIE.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2023.

Tuttavia, la tendenza non è indicativa di un cambiamento strutturale, stante il protrarsi di bassi investimenti nell'*upstream* petrolifero e la ridotta capacità inutilizzata disponibile su scala globale. Piuttosto, è l'esito della politica di aumento progressivo della produzione portata avanti dall'OPEC+ per gran parte dell'anno e delle buone *performance* produttive dei paesi esterni all'Alleanza, tali da consentire il ripristino di una condizione di maggiore equilibrio domanda-offerta. Il 5 ottobre, tuttavia, durante il 33° vertice ministeriale OPEC e non OPEC, l'Alleanza ha inaspettatamente deciso di cambiare rotta, proponendo una riduzione produttiva di ben 2 milioni di barili/giorno a partire da novembre ed estendendo l'accordo fino a dicembre dell'anno successivo. Gli effetti di questa decisione sulla produzione complessiva saranno visibili nel 2023, anche in ragione della dichiarata riduzione della

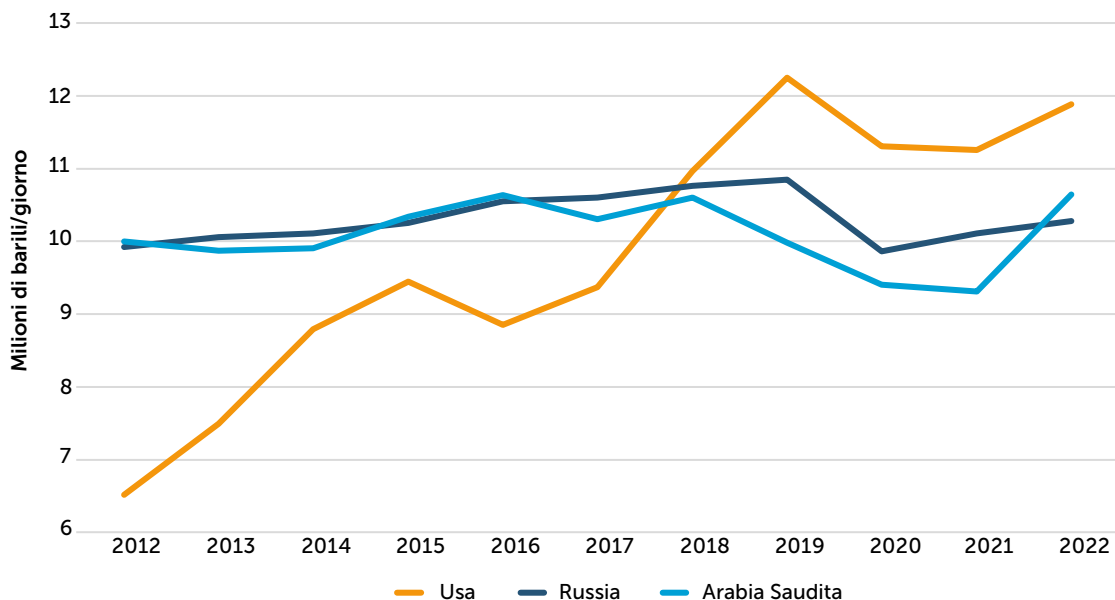
1 I dati AIE sulla produzione mondiale di petrolio per paesi o aggregati includono greggio, condensati e frazioni liquide del gas naturale (*Natural Gas Liquids* – NGLs) e altre fonti non convenzionali.

produzione russa di 500.000 barili/giorno a partire da marzo, in risposta alle sanzioni internazionali, e dell'ulteriore taglio di 1,16 milioni di barili/giorno deciso dall'OPEC+ a partire da maggio.

A livello di area, nel circuito esterno ai paesi OPEC+, l'aumento più sensibile muove dalle Americhe (OCSE), che da sole hanno contribuito al 76% della crescita produttiva dell'aggregato. La produzione USA, dopo due anni consecutivi di variazioni negative, ha ripreso a crescere e si è portata a 11,7² milioni di barili/giorno, ancora a livelli inferiori a quelli pre-pandemia di 12,5 milioni di barili/giorno (2019).

Nel 2022, gli Stati Uniti si sono quindi confermati il primo produttore mondiale di petrolio (Fig. 1.1). A seguire, l'Arabia Saudita che, per la prima volta dal 2017, ha superato il livello di offerta della Russia, la quale si è attestata in terza posizione. I 10,64 milioni di barili/giorno prodotti dal Paese arabo sono stati addirittura superiori al livello record messo a segno nel 2018.

FIG. 1.1 Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori



Fonte: U.S. Energy Information Administration.

TAV. 1.4 Produzione trimestrale di greggio OPEC (in milioni di barili/giorno)

PAESI	2021					2022				
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA
Arabia Saudita	8,47	8,53	9,57	9,91	9,15	10,2	10,49	10,93	10,57	10,53
Iran	2,3	2,4	2,47	2,48	2,42	2,55	2,46	2,54	2,63	2,55
Iraq	3,88	3,94	4,06	4,24	4,03	4,29	4,45	4,54	4,5	4,45
Emirati Arabi Uniti	2,61	2,64	2,76	2,9	2,76	3,09	3,29	3,41	3,37	3,32
Kuwait	2,34	2,35	2,44	2,53	2,42	2,61	2,67	2,8	2,71	2,7

(segue)

2 I dati EIA considerano solo greggio e condensati. Sono quindi sensibilmente inferiori ai dati AIE che includono anche gli NGLs e altre fonti non convenzionali.

PAESI	2021					2022				
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA
Angola	1,14	1,12	1,11	1,12	1,12	1,16	1,17	1,15	1,08	1,14
Nigeria	1,39	1,34	1,27	1,24	1,31	1,3	1,15	1	1,13	1,15
Libia	1,15	1,15	1,16	1,12	1,15	1,08	0,77	0,96	1,17	0,99
Algeria	0,87	0,89	0,92	0,96	0,91	0,99	1,01	1,02	1,02	1,01
Congo	0,28	0,27	0,27	0,26	0,27	0,27	0,26	0,26	0,26	0,26
Gabon	0,17	0,18	0,18	0,19	0,18	0,19	0,18	0,2	0,18	0,19
Guinea Equatoriale	0,11	0,11	0,1	0,08	0,1	0,09	0,09	0,09	0,06	0,08
Venezuela	0,55	0,55	0,59	0,76	0,61	0,72	0,74	0,66	0,68	0,7
TOTALE	25,26	25,48	26,9	27,8	26,43	28,54	28,73	29,55	29,37	29,06

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, varie edizioni.

Sul versante OPEC, l'aumento della produzione di solo greggio (+10%) è stato interamente determinato dagli incrementi registrati dai Paesi del Golfo Persico e in particolare da Arabia Saudita (+1,4 milioni di barili/giorno) ed Emirati Arabi Uniti (+0,56 milioni di barili/giorno), seguiti da Iraq, Kuwait e Iran. In calo o stabile la produzione degli altri membri dell'Organizzazione, soprattutto in ragione della ridotta o assente capacità di riserva al di fuori dei Paesi del Golfo e delle continue tensioni che affliggono alcuni Paesi africani come Nigeria e Libia, determinando una forte instabilità della relativa offerta petrolifera.

TAV. 1.5 *Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno (in milioni di barili/giorno)*

PAESI	PRODUZIONE SOSTENIBILE				CAPACITÀ DI RISERVA			
	2019	2020	2021	2022	2019	2020	2021	2022
Arabia Saudita	12,00	12,00	12,22	12,20	2,10	2,79	2,21	1,70
Iran	3,80	3,70	3,80	3,80	-	-	1,30	-
Iraq	4,90	4,95	4,82	4,70	0,25	0,85	0,54	0,30
Emirati Arabi Uniti	3,40	3,45	4,03	4,10	0,31	0,59	1,15	0,90
Kuwait	2,86	2,86	2,78	2,80	0,17	0,44	0,23	0,10
Angola	1,45	1,45	1,17	1,20	0,17	0,18	0,02	0,10
Nigeria	1,80	1,80	1,53	1,40	0,03	0,31	0,32	0,10
Libia	1,17	1,25	1,23	1,20	0,01	0,90	0,18	0,00
Algeria	1,05	1,05	0,99	1,00	0,02	0,15	0,02	0,00
Congo	0,35	0,35	0,29	0,30	0,00	0,05	0,01	0,00
Gabon	0,22	0,22	0,21	0,20	0,03	0,02	-0,01	0,00
Guinea Equatoriale	0,12	0,12	0,12	0,10	0,00	0,01	0,02	0,00
Venezuela	0,78	0,70	0,81	0,80	0,00	0,19	0,01	0,10
TOTALE	34,45	33,90	34,00	33,80	3,12	6,48	6,01	3,30

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, 2023.

Prezzi dei greggi

Nel 2022 il prezzo medio annuale del Brent è cresciuto del 43% rispetto al 2021 e del 143% rispetto al 2020, portandosi a 101,2 \$/barile. Da gennaio a luglio, la tendenza è stata prevalentemente rialzista. L'anno si è aperto con quotazioni prossime a 80 \$/barile, sulla scia di uno squilibrio domanda-offerta già visibile nel 2021, determinato dalle difficoltà della produzione di tenere il passo con una crescita dei consumi *post-pandemia* superiore alle aspettative. La guerra Russia-Ucraina ha amplificato le tendenze al rialzo aggiungendo alle quotazioni il cosiddetto *war premium*, ovvero l'aumento dei prezzi (premio) generato dai rischi geopolitici. L'offensiva militare avviata il 24 febbraio 2022 dalla Russia ha spinto il Brent a superare i 100 \$/barile: da marzo a luglio le quotazioni del greggio di riferimento europeo hanno oscillato prevalentemente nella fascia 100-125 \$/barile, un livello che non si registrava dalla Primavera araba (2012-2014) e sostenuto dai timori di interruzioni consistenti e repentine delle esportazioni da Mosca, evenienza particolarmente critica in un mercato già poco flessibile. Il picco massimo è stato raggiunto in giugno, dopo la decisione dell'Unione europea di imporre un embargo su petrolio e derivati di provenienza russa tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023.

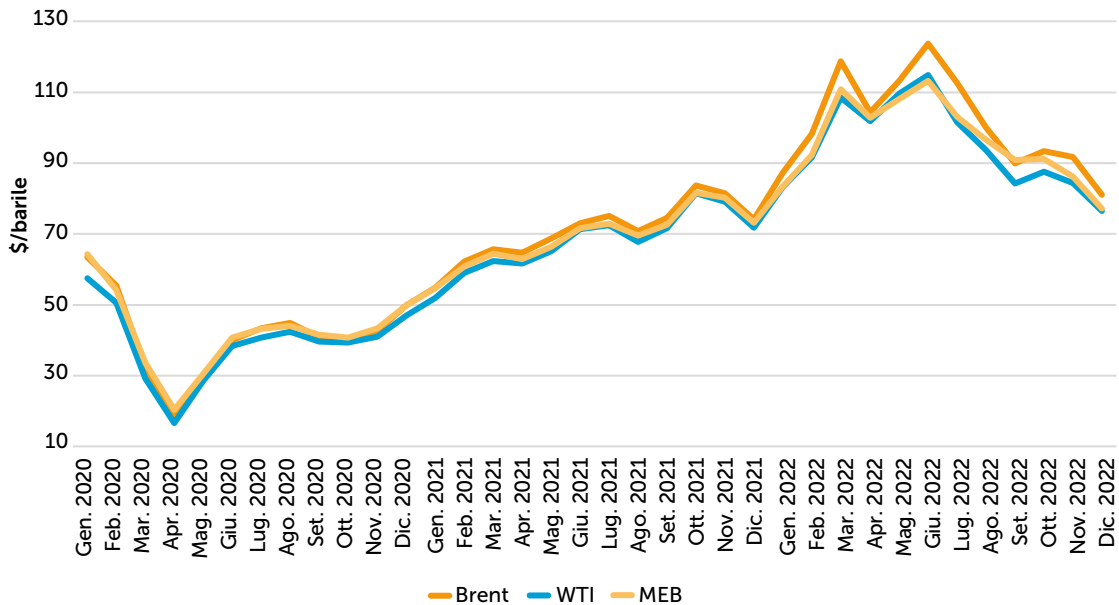
Tra agosto e novembre i prezzi hanno abbandonato la soglia dei 100 \$/barile, assestandosi nella fascia 80-90 \$/barile. Il calo è ascrivibile alla compresenza di fattori che hanno agito in senso opposto sui prezzi. Da un lato, le aspettative di peggioramento della situazione economica generale e di conseguente calo dei consumi, a rischio anche per la recrudescenza dei contagi da Covid-19 in Cina. Dall'altro lato, invece, il permanere del *war premium* che ha contribuito a definire una sorta di livello minimo attorno agli 80 \$/barile. Il ridimensionamento è stato altresì contenuto dalla decisione a sorpresa dell'OPEC *Plus* di tagliare la produzione di petrolio di 2 milioni di barili/giorno a partire da novembre, dopo una politica di aumenti produttivi continui nel corso del 2022.

Anche l'inizio del 2023 è stato caratterizzato dall'alternarsi di forze che agiscono in senso opposto sui prezzi. Nei primi due mesi dell'anno, il Brent ha oscillato quasi sempre al di sopra degli 80 \$/barile (con punte anche prossime a 88 \$/barile), sorretto da un quadro dei fondamentali reali che si prospettava più critico di quello del 2022. La fine delle misure restrittive in Cina ha consolidato le aspettative di crescita dei consumi mondiali, mentre il calo annunciato di 500.000 barili/giorno della produzione russa in risposta alle sanzioni occidentali – unitamente alla scarsa flessibilità produttiva di gran parte degli altri paesi produttori – ha riproposto il tema della difficoltà dell'offerta a tenere il passo. Una criticità, quella del potenziale squilibrio domanda/offerta, che va letta anche (ma non solo) come conseguenza del conflitto in atto. L'avvio degli embarghi su greggio e prodotti russi, rispettivamente il 5 dicembre e il 5 febbraio, nonché la definizione di un *price cap* sul petrolio di Mosca da parte del G7, non hanno avuto un riverbero immediato e diretto sui prezzi, ma non si può di certo negare il loro impatto indiretto: nel breve periodo, con la reazione russa di tagliare la produzione; nel più lungo periodo, in termini di riconfigurazione dei flussi petroliferi con conseguente modifica dei delicati equilibri geopolitici mondiali. Come già nel 2022, il prezzo appare inoltre, in corso d'anno, influenzato dalle prospettive economiche a livello mondiale, ancora non assestate, tra rischi di tenuta della crescita (enfaticizzati da situazioni di crisi nel sistema bancario negli Stati Uniti e in Europa, in Svizzera e anche in Germania, con un forte crollo del titolo azionario di *Deutsche Bank*) e una ripresa migliore delle aspettative. Le forze opposte in gioco stanno comunque definendo una banda di oscillazione tra i 70 e i 90 \$/barile.

Nel corso del 2022, si è assistito anche a un significativo ampliamento del differenziale tra Brent e WTI rispetto ai valori minimi del 2020 e del 2021: in media mensile, si muove con importanti oscillazioni nel *range* 2,6-11,1 \$/

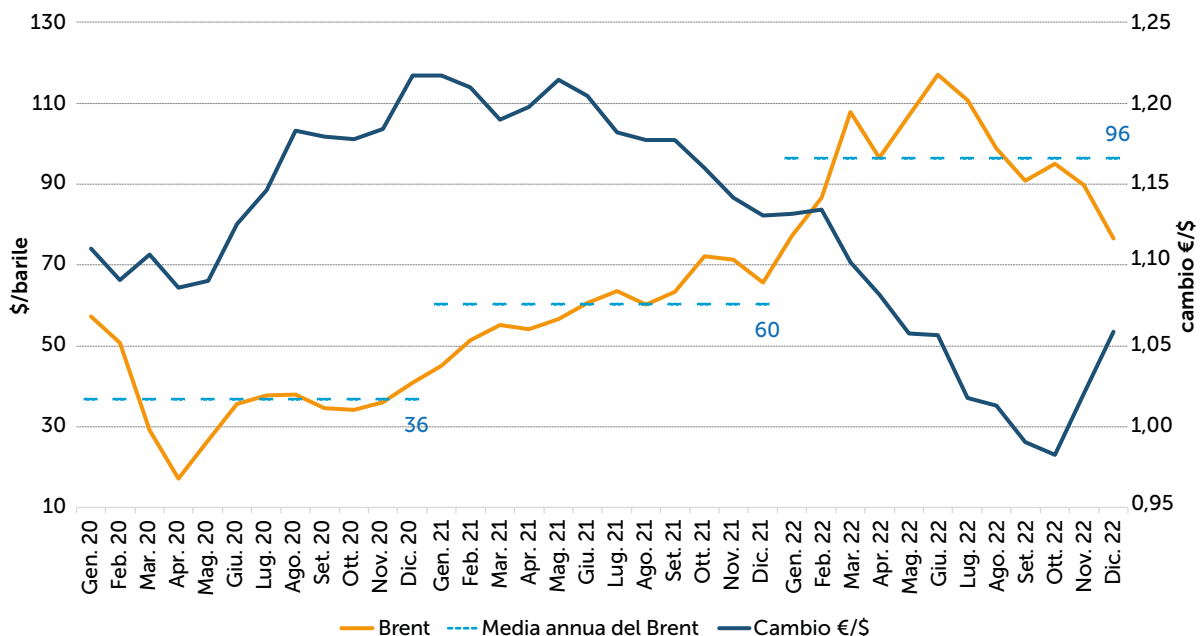
barile, rimanendo prevalentemente al di sopra dei 6 \$/barile. Ancora più variabile il differenziale rispetto al paniere di greggi medio-orientali che oscilla da -1 \$/barile a 10,5 \$/barile.

FIG. 1.2 Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB (Middle East Basket)



Fonte: Platts.

FIG. 1.3 Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Platts e Banca centrale europea.

Il 2022 sarà anche ricordato perché l'euro è sceso sotto la parità con il dollaro, toccando i minimi storici dal 2002. Il cambio è arrivato a un minimo di 0,98 in ottobre e ha chiuso l'anno in media a 1,05 \$ per 1 euro, in sensibile riduzione rispetto al livello di 1,18 del 2021 (-11%). Il deprezzamento dell'euro è stato progressivo, con

i mesi di settembre e ottobre al di sotto della parità; a fine anno si è registrato, tuttavia, un recupero attorno al livello di 1,05. A pesare sull'andamento è stato l'operato delle due banche centrali e in particolare l'iniziale cautela della BCE rispetto alle manovre più decise della FED in materia di rialzo dei tassi di interesse. Il costo in euro del greggio importato è quindi significativamente aumentato, in linea con l'andamento della quotazione espressa in dollari. Rispetto al 2021 si registra un aumento del 61% a 96,4 €/barile.

Mercato internazionale del gas naturale

Nel 2022 il sistema europeo del gas naturale ha vissuto una crisi di portata storica, sia dal punto di vista della sicurezza degli approvvigionamenti, sia dal punto di vista dei prezzi, con questi ultimi che hanno raggiunto livelli mai toccati in precedenza. A seguito dell'invasione russa dell'Ucraina (24 febbraio 2022), la riduzione progressiva delle importazioni europee provenienti dalla Russia e l'impossibilità di poterle sostituire in tempi brevi hanno prodotto gravi tensioni sui mercati, esacerbando i fattori rialzisti già in atto dall'autunno 2021. Ciò ha portato l'Unione europea e i vari Paesi membri a varare misure straordinarie di breve e di medio termine per il contenimento dei consumi e, soprattutto, ad avviare un processo strutturale di sostituzione del gas russo con altre fonti. Tale percorso, pur non potendosi certo dire concluso, ha comunque prodotto risultati di rilievo che stanno cambiando il sistema di approvvigionamento europeo e i flussi commerciali del gas scambiato a livello internazionale: *in primis* attraverso il ricorso al GNL disponibile sul mercato internazionale e alla predisposizione e/o programmazione di nuovi terminali di rigassificazione (galleggianti e su terraferma); in secondo luogo, con l'aumento, dove possibile, delle importazioni via gasdotto alternative al gas russo. Sono stati infatti rinnovati o allacciati rapporti con paesi produttori per accrescere le fonti di importazione esistenti o trovarne di nuove.

Se lo scorso inverno il sistema gas non è andato in crisi, come sarebbe potuto accadere, è stato grazie a una rapida diversificazione delle fonti di importazione e alle misure di riduzione dei consumi del gas emanate dai Paesi UE, ma anche per una serie di fattori che hanno ridotto la domanda: le temperature invernali eccezionalmente miti e i comportamenti più attenti dei consumatori hanno diminuito i consumi per usi di riscaldamento e permesso un contenuto ricorso agli stoccaggi; i costi elevatissimi dell'energia, raggiunti soprattutto nei mesi estivi, hanno portato a una forte riduzione della domanda energetica dell'industria.

Domanda di gas naturale

Dopo il rimbalzo record del 2021 (+4,7%), guidato dal recupero economico globale *post lockdown* e dalle condizioni meteorologiche (inverno freddo in diverse aree, seguito da un'estate molto calda), il 2022 ha visto una contrazione dell'1,5% circa dei consumi mondiali di gas, scesi secondo le ultime stime disponibili da 4.109 a circa 4.046 G(m³) (Tav. 1.6). A livello globale, le condizioni meteorologiche molto miti nel primo e nel quarto trimestre del 2022 hanno impattato negativamente sui consumi nel settore residenziale, mentre i prezzi elevatissimi hanno inciso su quelli industriali in Europa e in Asia Pacifico, con riduzione della produzione, contrazione della domanda e passaggio a combustibili alternativi. Inoltre, l'attuazione del regolamento (UE) 1369/2022 del 5 agosto 2022, sulle misure coordinate di riduzione della domanda di gas dopo l'aggravarsi della crisi geopolitica, ha contribuito a contenere i consumi.

TAV. 1.6 Consumo^(A) di gas naturale nelle principali aree del mondo (G(m³))

PAESI E AGGREGATI	2019	2020	2021	2022	VARIAZIONE PERCENTUALE 2022/2021
Africa	164	161	169	164	-3,0%
Asia Pacifico	829	834	891	877	-1,6%
Centro e Sud America	156	142	153	151	-1,3%
Eurasia	608	584	634	610	-3,8%
Europa	590	576	609	524	-14,0%
Medio Oriente	543	547	562	575	2,3%
Nord America	1.104	1.079	1.091	1.145	4,9%
TOTALE MONDO	3.993	3.924	4.109	4.046	-1,5%
<i>di cui:</i>					
Paesi OCSE	1.827	1.790	1.820	1.803	-0,93%
Unione europea (UE 28)	486	468	488	427	-12,5%
Unione europea (UE 27)	407	395	412	356	-13,6%
Cina	307	325	367	364	-0,8%
Usa	886	868	874	921	5,4%
Russia	482	460	501	475	-5,2%

(A) La domanda non include le iniezioni nette in stoccaggio.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati AIE, *Gas Market Report Q2, 2023*, AIE, *Monthly Gas Statistics* e Eurostat.

Anche le aree abitualmente a maggiore crescita, come Asia Pacifico e Cina, hanno conosciuto una diminuzione della domanda, rispettivamente di -1,6% e -0,8%. Il calo è dovuto a un maggiore impiego del carbone per gli elevati prezzi del GNL e, in Cina, anche al *lockdown* imposto dalle autorità come misura anti-Covid, oltre che a temperature miti. Questi fattori hanno condotto alla prima flessione della domanda gas cinese dopo più di due decenni. L'Europa ha conosciuto il maggiore calo percentuale segnando -14,0%, per le motivazioni più avanti evidenziate. Gli USA, invece, hanno visto un sensibile incremento della domanda (+5,4%), determinato soprattutto dagli impieghi nel settore termoelettrico a seguito di un minore utilizzo del carbone per l'aumento del suo prezzo in confronto a quello del gas americano; ha contribuito anche un'estate molto calda che ha incrementato gli usi per raffrescamento.

A livello mondiale, la produzione di energia elettrica risulta il settore a maggiore consumo di gas, con una quota del 44%, seguita dalla domanda residenziale e terziaria con il 22% e dagli usi industriali con il 18% circa (fonte: *Gas Exporting Countries Forum*).

Nel complesso dei Paesi OCSE (Tav. 1.7), si rileva una riduzione dei consumi dell'1% circa, dopo un aumento dell'1,7% nell'anno precedente. Pesa sul valore medio la contrazione dell'area europea (12%) che ha più che compensato l'incremento dell'area Americhe. Stabile l'Asia-Oceania.

TAV. 1.7 Bilancio del gas naturale nell'area OCSE (G(m³))

AREA DI CONSUMO	2018	2019	2020	2021	2022
OCSE Americhe					
Produzione interna	1.099	1.185	1.172	1.208	1.259
+ importazioni	122	119	110	118	121
- esportazioni	183	208	221	268	281
- variazione scorte	-10	12	8	-7	-10
Consumo lordo ^(A)	1.039	1.068	1.048	1.059	1.109
OCSE Asia-Oceania					
Produzione interna	149	170	170	180	187
+ importazioni	184	172	168	166	160
- esportazioni	92	100	102	113	114
- variazione scorte	2	-1	-1	-3	3
Consumo lordo ^(A)	233	237	236	224	224
OCSE Europa					
Produzione interna	234	219	202	194	205
+ importazioni	757	776	733	737	697
- esportazioni	470	450	442	414	390
- variazione scorte	9	20	-13	-23	36
Consumo lordo ^(A)	511	522	507	534	470
TOTALE OCSE					
Produzione interna	1.482	1.574	1.544	1.582	1.651
+ importazioni	1.063	1.067	1.011	1.021	977
- esportazioni	744	758	765	795	785
- variazione scorte	1	31	-6	-27	29
Consumo lordo ^(A)	1.783	1.827	1.790	1.820	1.803

(A) Il consumo lordo include differenze statistiche che non sono evidenziate.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*.

Nel 2021, nonostante il forte rialzo dei prezzi nella seconda metà dell'anno, la domanda di gas nell'Unione europea si era mostrata mediamente robusta, chiudendo su base annua a 412 G(m³) con un incremento del 4,3% sul 2020. Il 2022 ha visto invece i consumi flettersi del 13,6% (-56 G(m³)). Il clima eccezionalmente mite ha eroso la domanda per riscaldamento (-15% rispetto alla media del triennio precedente), mentre i prezzi record hanno determinato per l'industria il maggiore calo percentuale di settore (-26% sul triennio). A queste riduzioni hanno contribuito anche le misure di contenimento dei consumi fissate dalle istituzioni comunitarie con il regolamento (UE) 2022/1369 (riduzione volontaria dei consumi del 15% tra agosto 2022 e marzo 2023) e declinate in vario modo dagli stati membri. L'unico comparto di utilizzo del gas che a livello complessivo ha mantenuto volumi in linea o lievemente superiori rispetto alla media 2019-2021 è quello termoelettrico. A sostenere i consumi gas: la domanda elettrica, che almeno fino ad agosto si è mantenuta particolarmente elevata, per poi contrarsi significativamente nel quarto trimestre a causa del rialzo dei prezzi; il minore contributo di altre fonti, quali l'idroelettrico – a causa di un'estate siccitosa che nel Sud Europa ne ha ridotto l'apporto del 15% portandolo ai livelli più bassi dal 2000 – e il nucleare, in conseguenza della temporanea chiusura in Francia di 32 reattori su 56 per manutenzioni straordinarie.

Benché una diminuzione dei consumi sia riscontrabile in tutti gli stati membri, le sue dimensioni variano a seconda delle specificità di ogni mercato nazionale, del ruolo che il gas riveste nei rispettivi mix elettrici, dell'accesso a fonti alternative e delle misure di contenimento messe in atto dai diversi governi (Tav. 1.8). Considerando i primi cinque mercati dell'Unione europea per dimensione, Germania, Italia, Francia, Olanda e Spagna, si osserva come la riduzione dei consumi si muova in un intervallo che va da un minimo di -3,8% della Spagna fino al -22% dei Paesi Bassi. L'Italia registra 9,9% e la Germania -15,3%. Nel Regno Unito la domanda si è ridotta del 7% circa.

TAV. 1.8 Consumi di gas naturale nell'Unione europea (G(m³))

PAESI	2018	2019	2020	2021	2022	VARIAZIONE PERCENTUALE 2022/2021
Austria	9	9,3	8,8	9,3	8,2	-12,4%
Belgio	17,7	18,2	18,3	18,3	15,7	-14,0%
Bulgaria	3,1	2,9	3,0	3,4	2,7	-20,0%
Cechia	8,3	8,7	8,8	9,5	7,6	-19,6%
Croazia	2,8	2,9	3,04	2,9	2,5	-13,3%
Danimarca	3,0	2,9	2,8	3,0	2,4	-18,4%
Estonia	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	-29,4%
Finlandia	2,6	2,6	2,4	2,4	1,3	-46,7%
Francia	40,9	41,6	38,6	40,9	37,0	-9,6%
Germania	85,3	91,8	89,3	93,6	79,3	-15,3%
Grecia	4,9	5,2	5,8	6,4	5,2	-19,6%
Irlanda	5,4	5,4	5,5	5,2	5,3	1,7%
Italia	72,7	74,3	70,9	76,1	68,5	-9,9%
Lettonia	1,4	1,4	1,1	1,2	0,8	-31,2%
Lituania	2,3	2,2	2,4	2,3	1,6	-28,3%
Lussemburgo	0,8	0,8	0,7	0,8	0,6	-25,9%
Malta	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	1,4%
Paesi Bassi	43	44,9	44,1	42,3	33,0	-22,0%
Polonia	20,8	21,3	22	23,4	19,4	-16,9%
Portogallo	5,8	6	6	5,8	5,5	-5,3%
Regno Unito	80,9	79,3	73,1	76,3	71,0	-6,9%
Romania	12	11,2	11,7	12,1	10,2	-15,7%
Slovacchia	4,6	4,7	4,9	5,5	5,3	-3,8%
Slovenia	0,9	0,9	0,9	1,0	0,8	-11,8%
Spagna	31	35,4	31,7	33,6	32,3	-3,8%
Svezia	0,8	1,1	1,1	1,2	0,7	-43,3%
Ungheria	10,1	10,2	10,6	11,2	9,5	-14,8%
UNIONE EUROPEA (UE 28)	470,9	486,1	468,3	488,5	427,3	-12,5%
UNIONE EUROPEA (UE 27)	390,0	406,8	395,2	412,2	356,3	-13,6%

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics Information* e Eurostat (per Bulgaria, Croazia, Romania, Malta).

In Italia, la diminuzione è stata di 7,6 G(m³), di questi ben il 59% è attribuibile ai minori prelievi delle reti di distribuzione urbane (legati prevalentemente ai consumi per usi civili), il 28% ai minori consumi delle grandi industrie allacciate alla rete di trasporto e poco meno del 12% alla diminuzione dei consumi termoelettrici (il restante è imputabile a consumi di sistema e ad altre voci residuali). Nel solo settore civile, è stimabile una minore richiesta nell'ultimo trimestre dell'anno, per effetto del clima più mite, di 1,9 G(m³), a fronte di un calo per altri effetti di poco più di 1 G(m³) (fonte: SNAM).

Nel primo trimestre del 2023 la domanda di gas naturale in Europa ha continuato a diminuire, segnando una variazione di -14% rispetto al 2022. Ancora una volta, le temperature molto più miti della norma e le misure volontarie di riduzione dei consumi adottate dai vari paesi hanno contribuito particolarmente alla discesa, sebbene il calo dei prezzi abbia determinato una leggera ripresa dei consumi nel settore industriale. La debolezza della domanda nel corso dell'inverno ha avuto come conseguenza un basso ricorso agli stoccaggi, che in media UE alla fine formale della stagione di erogazione (31 marzo) segnavano uno stato di riempimento del 56%, rispetto al 26% del 2022. Livello, quest'ultimo, che aveva posto il sistema gas europeo di fronte a una situazione estremamente critica per riuscire a raggiungere entro la successiva stagione invernale uno stato di riempimento tale da assicurare, in assenza o quasi di gas russo da metanodotti, un adeguato livello di sicurezza dell'offerta.

In Italia, nel primo trimestre 2023 i consumi sono calati del 19% rispetto al 2022 (-4,7 G(m³), principalmente a causa di temperature rimaste quasi costantemente molto al di sopra delle medie stagionali, ma anche per i minori consumi del settore termoelettrico (-27%), a fronte dell'aumento dell'uso del carbone.

Offerta di gas naturale

Nel 2022 la produzione mondiale di gas (Tav. 1.9) è rimasta pressoché costante (-0,3%) a causa soprattutto del calo della domanda e delle tensioni geopolitiche, ma anche di un aumento dei costi di estrazione. La produzione di gas non convenzionale, cresciuta costantemente negli ultimi anni, ha continuato anche nel 2022 a costituire il principale fattore all'origine di questo aumento, con una quota sulla produzione globale di gas naturale che ha raggiunto il 31% (era del 25% nel 2021). Tale aumento è stato più che compensato da una diminuzione della produzione di gas convenzionale (fonte: *Gas Exporting Forum Countries*).

In Europa, la produzione è cresciuta del 3,6%, grazie all'apporto di Norvegia e Regno Unito, con volumi per i due paesi che hanno raggiunto rispettivamente i 127 G(m³) (+7,3%) e i 38 G(m³) (+16%). L'UE 27 ha segnato invece una diminuzione del 7,7%, cui ha contribuito la programmata discesa della produzione del giacimento di Groningen, in passato una delle principali fonti di approvvigionamento di gas europeo. Il Governo dei Paesi Bassi ha deciso di attenersi alla tempistica prevista per la chiusura del sito entro ottobre 2023 (fatta salva la possibilità di estenderne l'operatività di un anno in caso di carenza di gas in Europa durante l'inverno). La produzione statunitense ha visto un aumento del 3,7%, che ha fatto fronte alla maggiore richiesta da parte degli impianti di liquefazione. È cresciuta anche la produzione cinese (+6,3%), mentre il Medio Oriente ha registrato una variazione positiva del 2,7%. Significativa la riduzione di quasi il 12% della produzione russa, che pesa sulla contrazione complessiva dell'area eurasiatica (-9,2%).

TAV. 1.9 Produzione di gas naturale nelle principali aree del mondo (G(m³))

PAESI E AGGREGATI	2019	2020	2021	2022	VARIAZIONE 2022/2021
Africa	252	241	262	251	-4,2%
Asia Pacifico	630	626	651	659	1,2%
Centro e Sud America	167	150	148	152	2,7%
Eurasia	921	866	961	873	-9,2%
Europa	249	230	222	230	3,6%
Medio Oriente	668	669	693	712	2,7%
Nord America	1.164	1.145	1.183	1.230	4,0%
TOTALE MONDO	4.051	3.927	4.120	4.108	-0,3%
<i>di cui:</i>					
Paesi OCSE	1.574	1.544	1.582	1.651	4,3%
Unione europea (UE 28)	110	96	84	85	1,6%
Unione europea (UE 27)	70	56	51	47	-7,7%
Cina	174	189	205	218	6,3%
Usa	968	954	984	1020	3,7%
Russia	738	692	762	672	-11,8%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati AIE, *Gas Market Report Q2, 2023*, AIE, *Monthly Gas Statistics* e Eurostat.

Complessivamente, l'area OCSE ha segnato una crescita della produzione del 4,3%, a fronte di una riduzione dei consumi che, come indicato, è stata dell'1% circa. Le importazioni sono quindi diminuite del 4,3% e le esportazioni dell'1,2%. Le scorte segnano una variazione positiva di 29 G(m³) (Tav. 1.7). In riferimento all'area OCSE Europa, nel 2022 le importazioni sono diminuite del 5,5% a seguito del calo della domanda. A fronte del crollo delle importazioni dalla Russia (-34%), si registra un aumento dei flussi da altri paesi europei (+1,5%) e dall'Asia (+52%).

Sempre in riferimento all'area OCSE Europa, il 45% delle importazioni nel 2021 proviene da paesi europei, il 14% dalla Russia, il 3% dall'Asia e il restante 37% da altri paesi.

TAV. 1.10 Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza (G(m³))

AREA DI PROVENIENZA	2018	2019	2020	2021	2022
America del Nord	115,7	113,9	104,6	114,8	115
Asia ^(A)	0	0	0	0	0
Europa	0,3	0,1	0,1	0	0,1
Altre aree	5,8	4,8	5	2,7	5,7
TOTALE IMPORT AREA: OCSE AMERICHE	121,8	118,7	109,6	117,6	120,8
Oceania	51,6	53,4	52,1	48,1	56,1
Asia ^(A)	76,1	65,7	62,6	59,8	57,2
Europa e Russia	13,6	12,4	11,7	12,6	11,9
Altre aree	42,9	40,2	42	45,4	34,5
TOTALE IMPORT AREA: OCSE ASIA-OCEANIA	184,2	171,7	168,3	165,9	159,7

(segue)

AREA DI PROVENIENZA	2018	2019	2020	2021	2022
Europa	394,5	374,2	354,3	337,6	342,8
Russia	76,9	83,3	93,7	104,3	68,9
Asia^(A)	24,3	36,8	29,8	22,4	34,2
Altre aree	261,0	282,0	255,4	272,9	250,6
TOTALE IMPORT AREA: OCSE EUROPA	756,7	776,2	733,1	737,3	696,6

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, aprile 2023.

Di grande rilevanza l'analisi dei cambiamenti nel sistema di approvvigionamento dell'Unione europea. Nel 2021, l'UE 27 aveva importato circa 375 G(m³) (al lordo delle riesportazioni), di cui l'80% via gasdotto e il 20% tramite GNL. Nel 2022 le importazioni complessive sono diminuite a circa 360 G(m³) (-3,6%), di cui il 64% via gasdotto e il 36% attraverso il GNL.

Le importazioni tramite gasdotto si sono ridotte del 21% circa (-63 G(m³)). La decisione dell'UE di sostituire nel breve-medio termine le importazioni dalla Russia ha portato a una riduzione dei flussi da quel paese di circa 80 G(m³). Nel 2021 la Russia pesava per il 50% circa delle importazioni UE via gasdotto; nel 2022 ha inciso per il 28%, attraverso una graduale riduzione dei volumi dalle varie vie di importazione, che sono raggruppabili in quattro percorsi principali: il gasdotto Nord Stream, attraverso il Baltico fino in Germania; il gasdotto Yamal, attraverso Bielorussia e Polonia; i gasdotti attraverso l'Ucraina; parzialmente, attraverso il Turkstream (Ungheria), il gasdotto diretto in Turchia. Nel 2022, la Russia ha fornito il 45% del suo gas via tubo tramite il Nord Stream 1, seguito dal 26% tramite le linee ucraine, mentre il 19% è entrato tramite il Turkstream.

La riduzione complessiva delle importazioni russe è stata immediatamente evidente fin dall'inizio del 2022 e si è accentuata mese dopo mese. Dopo lo scoppio del conflitto, la diminuzione è stata attribuita alla risposta della Russia alle sanzioni, attraverso il regime di pagamento del gas in rubli. In seguito, interruzioni dei flussi dal Nord Stream sono state imputate alle sanzioni tecnologiche imposte dall'UE, che avrebbero provocato l'impossibilità di sostituire alcune turbine. Nell'estate 2022 la Russia ha tuttavia interrotto e quindi arrestato completamente l'approvvigionamento attraverso tale gasdotto, che a settembre 2022 ha subito atti di sabotaggio tali da impedirne in ogni caso l'uso. Anche i flussi attraverso la Polonia si sono gradualmente prosciugati. A fine 2022 e inizio 2023, a parte il Turkstream, l'unico gas che giunge in Europa dalla Russia tramite gasdotto, peraltro in volumi molto ridotti, è quello attraverso Ucraina e Slovacchia fino al confine con l'Austria. Si è così passati da un volume giornaliero medio di 438 M(m³)/giorno nel 2021 (fonte: *Oxford Institute for Energy Studies*) a 35-40 M(m³)/giorno nell'inverno 2022/2023.

I volumi dalla Norvegia sono cresciuti di circa 7 G(m³). Inoltre, i paesi dell'Unione europea hanno firmato accordi per l'aumento delle importazioni dall'Algeria e dall'Azerbaijan. Nel 2022, l'Azerbaijan ha aumentato le esportazioni verso l'UE di 3 G(m³). Nel caso dell'Algeria, ci sono state alcune difficoltà nella produzione e uno spostamento dei flussi dalla Spagna all'Italia (-35% verso la Spagna (fonte: *Gas Exporting Forum Countries*), +11% verso l'Italia (fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica), con un leggero calo complessivo delle sue forniture all'UE di 3 G(m³).

Ma è soprattutto con il GNL che, complice il calo della domanda, l'Unione europea è riuscita a sostituire il gas russo e a procedere nel corso dell'anno al riempimento degli stoccaggi. Nel 2022 l'UE ha importato circa 130 G(m³) di GNL (fonte: Agenzia internazionale dell'energia), con un incremento del 63% rispetto al 2021 (80 G(m³)). A differenza degli anni precedenti, quando era il mercato di ultima istanza, l'Europa ha sostituito l'Asia Pacifico come mercato "premium" per il GNL, data la necessità di compensare il calo delle importazioni russe. Infatti, il prezzo del gas all'*hub* olandese TTF ha mantenuto un premio rispetto ai prezzi *spot* del GNL in Asia Pacifico (Fig. 1.7), attirando volumi significativi di gas liquido *spot* e/o con flessibilità di destinazione, carichi che sarebbero stati precedentemente diretti verso i mercati asiatici.

Nel 2022 si è verificata, quindi, una riconfigurazione dei flussi globali di GNL, con volumi significativi spostati dall'Asia all'Europa, pur rimanendo, la prima, l'area di mercato a maggiore utilizzo. Questo spostamento è iniziato nel quarto trimestre del 2021 ed è continuato nel 2022, trainato dall'indebolimento della domanda di GNL dell'Asia Pacifico e da prezzi *spot* nell'area a sconto rispetto al TTF. La debolezza della domanda asiatica di GNL nel 2022 è derivata principalmente dalla Cina e dai paesi del subcontinente indiano. Il differenziale di prezzo Europa/Asia ha così determinato un *netback* più elevato per i carichi del bacino atlantico esportati in Europa rispetto all'Asia.

In Europa sono giunti circa 130 G(m³) di GNL. A livello nazionale, Francia, Regno Unito, Spagna, Paesi Bassi, Belgio, Italia, Polonia e Lituania hanno registrato i maggiori aumenti delle importazioni, mentre la Germania è entrata a far parte del club degli importatori di GNL nel 2022, dopo l'avvio del suo primo terminale galleggiante nel dicembre 2022.

I vari terminali del Centro-Nord Europa hanno funzionato come porte di ingresso del GNL non solo per i paesi in cui sono ubicati, ma anche per altri paesi UE connessi tramite gasdotti. Le importazioni francesi di GNL sono aumentate di ben 13 milioni di tonnellate (18,2 G(m³)), trainate dalle forti esportazioni via gasdotto verso Belgio, Germania e Svizzera. Vale la pena ricordare che il Belgio utilizza capacità del terminale di rigassificazione di Dunkerque in Francia per importare GNL. Anche le importazioni del Regno Unito sono aumentate considerevolmente (+8 Mt, pari a +11,2 G(m³)), principalmente per le minori importazioni da gasdotto dalla Norvegia e per le forti esportazioni tramite condotta verso l'Europa continentale attraverso i gasdotti IUK e BBL. Nel frattempo, un calo delle importazioni via tubo dall'Algeria, ricarichi di GNL per la riesportazione verso i paesi dell'UE e un aumento delle esportazioni tramite gasdotto verso la Francia hanno determinato un incremento delle importazioni di GNL dalla Spagna. Le maggiori importazioni nei Paesi Bassi sono state conseguenza di minori importazioni, minore produzione interna e aumento delle esportazioni via gasdotto verso la Germania. In Italia le importazioni "dirette" di GNL approdate ai tre terminali di rigassificazione di Rovigo, Livorno e Panigaglia sono aumentate del 47% per complessivi 14 G(m³). Nel complesso, in Europa il tasso di utilizzo dei terminali GNL è passato dal 40% circa del 2021 a oltre il 60% del 2022.

Il ricorso al GNL disponibile sul mercato ha consentito nel corso dell'estate di recuperare il livello di riempimento degli stoccaggi che avevano terminato la stagione al 26% e che sono giunti al 1° novembre con il 95%, oltre gli obiettivi previsti dall'UE (fonte: *Gas Infrastructure Europe*).

Il 46% del GNL importato in UE 27 è provenuto dalle Americhe, in particolare dagli Stati Uniti, il 21% dall'Africa, il 15% dal Medio Oriente e il 15% dalla Russia, con un incremento del 35% (+5 G(m³)) rispetto al 2021. Il restante 3% è giunto da altri paesi esportatori (fonte: Bruegel).

Con riferimento ai volumi commercializzati sui principali *hub* internazionali, nell'Unione europea e nel Regno Unito, il volume di gas scambiato è crollato di quasi il 20% nel 2022, il livello più basso dal 2017. Il forte calo dei consumi e i prezzi elevati hanno pesato sul *trading*. Il *churn rate* combinato di Unione europea e Regno Unito è sceso su base annua del 7% a 11,5 punti, il livello più basso dal 2018. Il calo è stato più pronunciato durante il terzo trimestre, con i prezzi ai massimi storici, quando i volumi scambiati sono crollati del 25%. La discesa è stata guidata principalmente dal TTF, il più grande e liquido *hub* europeo, che da solo ha impattato per quasi il 90% della riduzione; di conseguenza, la sua quota sul totale del gas scambiato agli *hub* europei è scesa da circa l'80% nel 2021 a meno del 75% nel 2022. Il commercio di gas attraverso le borse ha resistito meglio (il calo è stato del 10%), mentre i volumi scambiati OTC sono diminuiti di circa un terzo. Di conseguenza, la quota scambiata in borsa è salita nel 2022 a oltre il 55%, dal 50% del 2021.

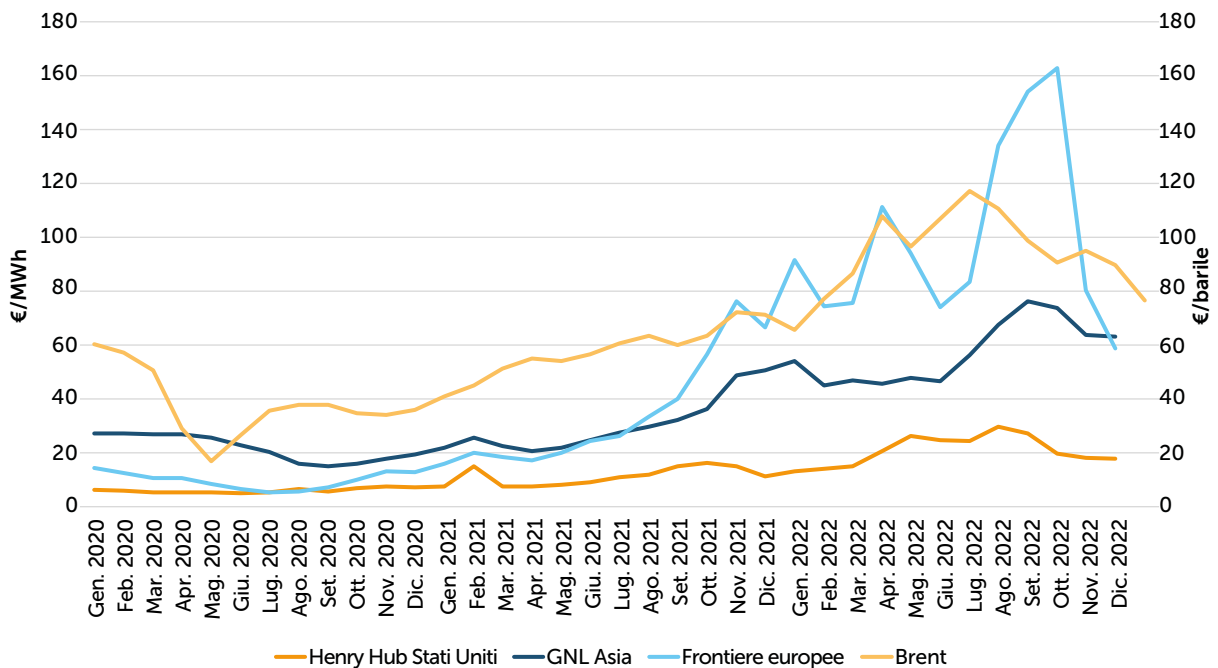
I volumi commercializzati sull'Henry Hub, principale punto di scambio americano, sono diminuiti del 5%. La flessione si è concentrata nella seconda metà dell'anno, quando i volumi scambiati sono scesi di oltre il 15% rispetto allo stesso periodo del 2021. Prezzi in rialzo e fondamentali tecnici "restrittivi" hanno pesato sulla liquidità del mercato. Il *churn rate* è diminuito di quasi il 10% a soli 40 punti, il livello più basso dal 2012. In Asia, le negoziazioni di derivati (ICE JKM) sono diminuite di oltre il 40% su base annua, riflesso dei minori acquisti di GNL *spot* e dell'aumento dei costi di *trading*. Il *churn rate* è sceso di poco sotto i 3 punti.

Prezzo del gas

Già nella seconda metà del 2021, i mercati europei e asiatici avevano conosciuto un forte rialzo dei prezzi con i fondamentali di mercato in rapido e radicale mutamento. La progressiva crescita dei valori, accentuatasi nel corso dell'autunno 2021, era stata conseguenza di diversi fattori: ripresa della domanda rapida e intensa dopo la pandemia; volumi di gas russo nei mercati europei sui minimi contrattuali e cessata immissione da parte di Gazprom di quantità *spot*; concorrenza tra mercati asiatici ed europei per assicurarsi il GNL; basso livello di riempimento degli stoccaggi europei; effetti della riduzione progressiva degli investimenti globali nell'*upstream* della filiera avvenuta negli ultimi anni. A fine 2021 i prezzi ai principali *hub* europei avevano raggiunto i 115 €/MWh, per poi contrarsi moderatamente a inizio 2022, scendendo su 80-90 €/MWh.

Lo scoppio della guerra si inseriva, quindi, in un contesto di mercato già critico, esacerbandone gli effetti sui prezzi *spot* europei, che in marzo raggiungevano i primi record a 120-130 €/MWh, con punte sui 200 €/MWh. Nel corso dell'estate, la progressiva riduzione di gas russo e la necessità di procedere rapidamente al riempimento degli stoccaggi, che stava avanzando a ritmi troppo bassi, determinavano un forte squilibrio domanda/offerta che, insieme ad alcuni fattori congiunturali, spingevano i prezzi *spot* su livelli mai raggiunti prima: ad agosto, 230 €/MWh circa in media mensile, con punte giornaliere vicine ai 320 €/MWh, vale a dire un valore pari a quasi quindici volte il prezzo medio nel decennio 2011-2021. Pur con dinamiche simili in tutti gli *hub*, nel 2022, per la prima volta, si sono rilevati scostamenti significativi dei prezzi sulle varie piazze (Fig. 1.5), con TTF, PSV e l'*hub* tedesco THE, sempre sostanzialmente allineati, ma con valori superiori all'NBP inglese (e all'interconnesso *hub* belga di Zeebrugge) e al mercato *spot* francese, soprattutto per le diverse condizioni di domanda e le maggiori necessità di riempimento degli stoccaggi del primo gruppo di mercati.

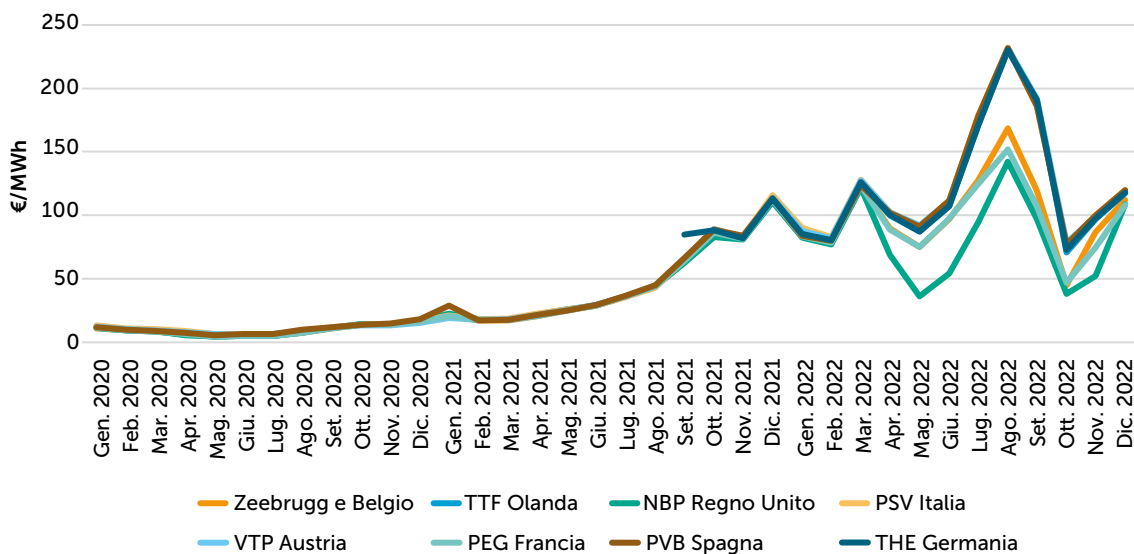
FIG. 1.4 Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent



Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

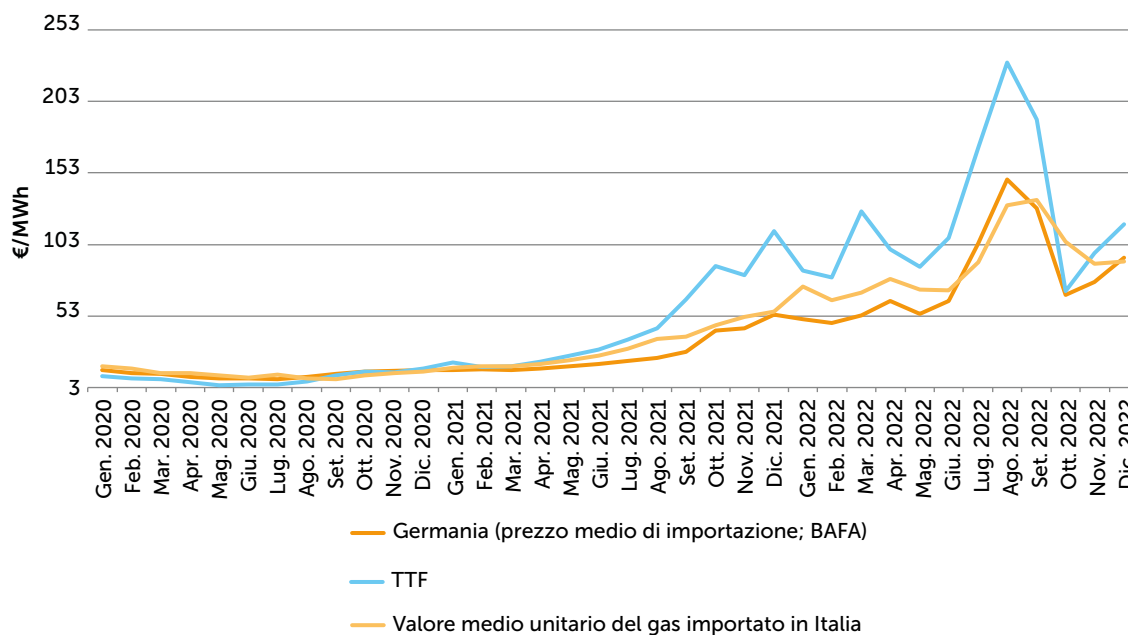
I livelli record delle quotazioni agli hub si ripercuotevano gradualmente anche sui prezzi medi di importazione alle frontiere (Fig. 1.4). Il valore medio indicativo del gas alle frontiere importato in Europa ha raggiunto i massimi in settembre e ottobre (155-160 €/MWh), mentre quello alla frontiera italiana indicativamente in settembre (134 €/MWh). L'indice BAFA, che rappresenta il prezzo mensile di importazione della Germania, media tra i valori del gas importato con contratti pluriennali e a breve termine, segna il massimo di 149 €/MWh in agosto (Fig. 1.6).

FIG. 1.5 Prezzo del gas naturale negli hub europei



Fonte: Platts.

FIG. 1.6 Prezzo del gas naturale al TTF e prezzi all'importazione



Fonte: ICIS, Istat e Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

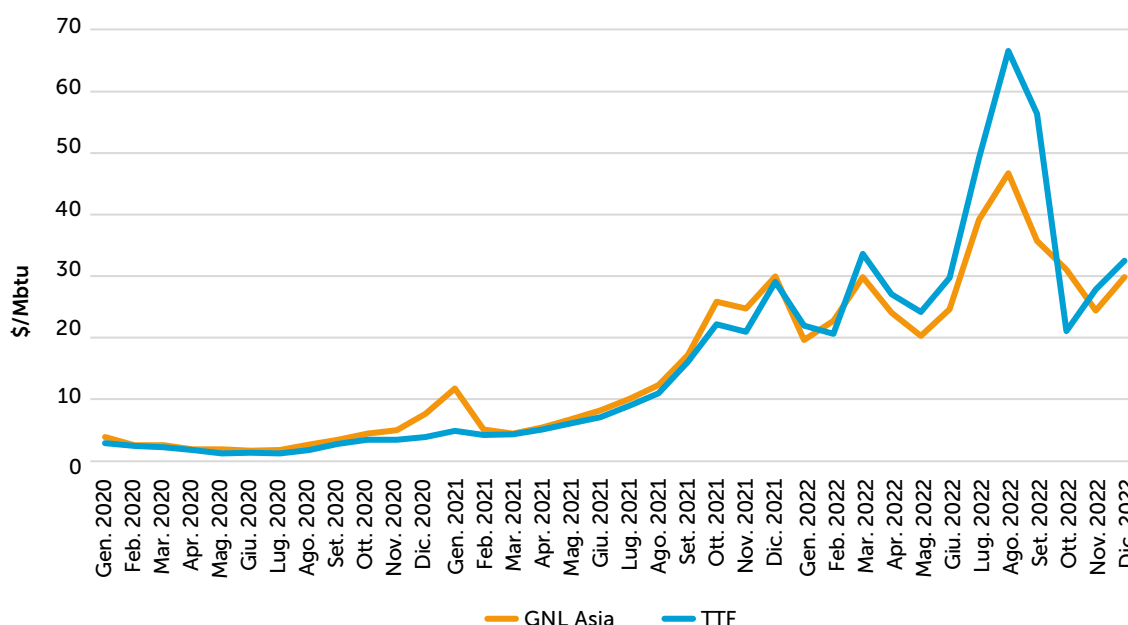
Dopo un calo nel primo autunno, le quotazioni del gas hanno ripreso a salire progressivamente a causa dell'aumento della domanda per riscaldamento e per un'incertezza dell'offerta senza precedenti, cui hanno contribuito anche problemi nelle centrali nucleari francesi. Nella prima metà di dicembre i prezzi del PSV hanno nuovamente raggiunto i 140 €/MWh, con un aumento del 55% rispetto alla media di novembre. Il PSV ha chiuso l'anno con un valore medio di 124,8 €/MWh, +167% rispetto al 2021 (47,2 €/MWh) e quasi 8 volte la media del 2019 (16,4 €/MWh).

L'Unione europea ha cercato di porre un tetto alla corsa dei prezzi del gas agli *hub*. Dopo lunghissime discussioni – sia per le difficoltà tecniche che tali interventi comportano, sia per le differenti posizioni e i diversi interessi tra i vari stati europei –, il 19 dicembre 2022 il Consiglio e la Commissione hanno trovato un faticoso compromesso politico che prevede un *price cap* a partire dal 15 febbraio 2023. Il *cap* entrerebbe in funzione qualora per tre giorni lavorativi consecutivi fossero rispettate due condizioni: a) il prezzo dei prodotti *month ahead* quotati sul TTF che supera i 180 €/MWh; b) la differenza tra il prezzo dei prodotti *month ahead* e il valore di un paniere di quotazioni *spot* del GNL che supera i 35 €/MWh. In sostanza, il tetto si applicherebbe solo in caso di prezzi elevatissimi, e in effetti non è poi mai entrato in funzione.

Infatti, dalla seconda metà di dicembre, le quotazioni hanno cominciato un progressivo ridimensionamento, che nei tre mesi successivi ha riportato i valori agli *hub* su livelli vicini a quelli antecedenti l'autunno 2021. Ciò è avvenuto, oltre che per la rapidità con cui l'Unione europea ha individuato soluzioni alternative temporanee o strutturali al gas russo, anche grazie a circostanze favorevoli: debole concorrenza asiatica sul GNL, calo della domanda per temperature eccezionalmente miti, distruzione della domanda industriale ed effetti delle misure statali per il contenimento dei consumi di gas. Questi fattori hanno dato respiro ai mercati spingendo i prezzi a scendere progressivamente e oltre ogni attesa, fino ai 43-45 €/MWh di aprile 2023.

Come detto, il prezzo del gas agli *hub* europei ha mantenuto quasi costantemente nel corso del 2022, in particolare a partire da marzo, un premio rispetto ai prezzi *spot* del GNL in Asia Pacifico (Fig. 1.7). Ciò è potuto avvenire anche grazie all'indebolimento della domanda asiatica, della Cina in particolare, dovuto a temperature estive e invernali miti, alla politica cinese zero-Covid, al buon livello delle scorte, al passaggio al carbone da parte di alcune *utility* in Giappone e Corea del Sud per ridurre i costi. Inoltre, gli elevatissimi prezzi hanno reso molto prudenti gli importatori asiatici circa un'eccessiva esposizione al GNL. Infatti, il livello delle quotazioni ha ridotto la domanda sia in quei paesi particolarmente esposti agli acquisti *spot* (India e Sud-Est Asiatico), sia per i *buyers* storici come Giappone e Corea che, nonostante un portafoglio di acquisti basato in prevalenza su contratti a lungo termine legati al petrolio (e quindi nel 2022 a prezzi meno elevati), hanno aumentato l'utilizzo del carbone.

FIG. 1.7 Confronto fra prezzo TTF e prezzo GNL spot Asia



Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

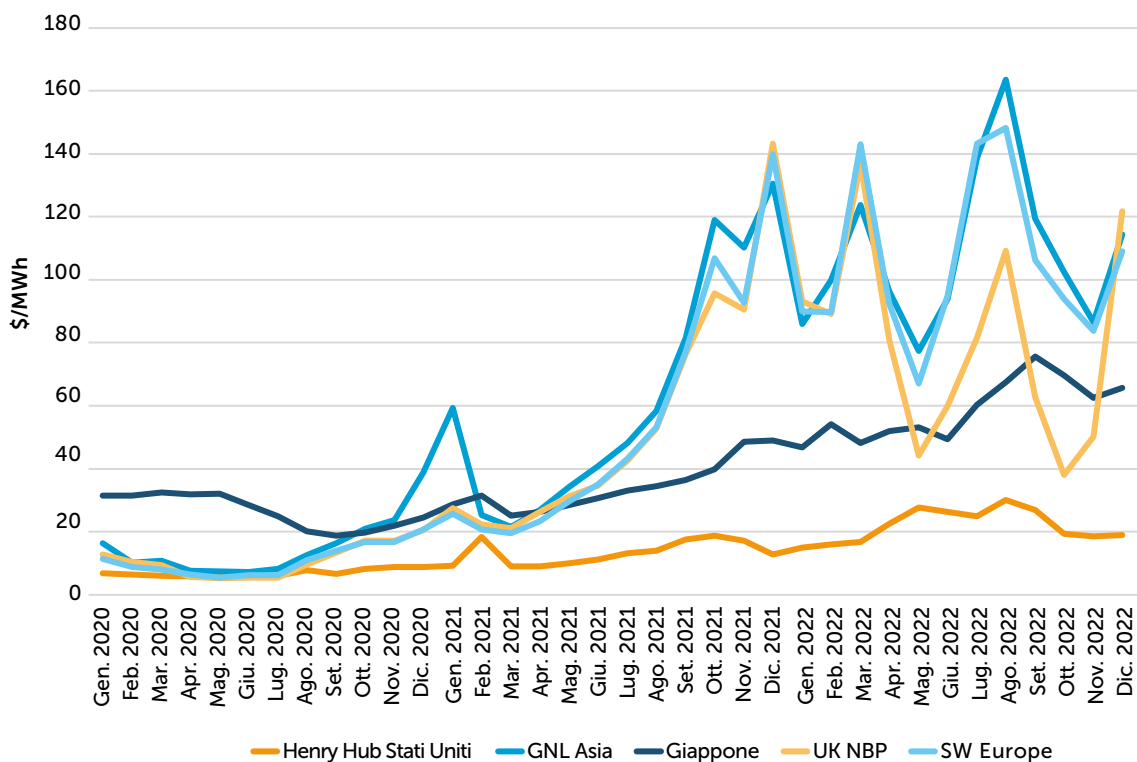
La figura 1.8 pone a confronto, a livello internazionale, i prezzi di Henry Hub, National Balancing Point inglese, area Sud-Ovest Europa, Nord-Est asiatico (mercato *spot*) e Giappone. In Asia, in media annua, il prezzo del GNL importato *spot* ha segnato 108,5 \$/MWh, +72% rispetto a quello del 2021 (a sua volta cresciuto di 4 volte rispetto ai 12 mesi precedenti). La quotazione media annua del GNL approvvigionato in Europa Sud-Occidentale è risultata in aumento di quasi il 90% sul 2021, in conseguenza dell'elevata domanda del vecchio Continente. Il GNL è stato importato in Giappone a un prezzo medio di 59 \$/MWh, +70% in confronto al 2021.

Pure in un contesto di prezzi sempre più alti della media degli anni precedenti, merita rilevare come nell'ultimo trimestre del 2022 i prezzi del GNL asiatico abbiano iniziato una graduale e progressiva flessione, che è proseguita nei primi mesi del 2023. Le cause vanno ricercate, come per l'Europa, in un inverno mite, abbondanti scorte e nel persistere di una generale debolezza della domanda.

Riguardo al mercato americano, pure in un contesto di aumento dei valori, l'area è rimasta meno esposta alle turbolenze dei mercati internazionali, grazie alla propria produzione interna. Il prezzo *spot* del gas di Henry Hub

(HH) è stato in media di 6,42 \$/MMBtu nel 2022 (21,9 \$/MWh), comunque superiore del 64% rispetto alla media di 3,91 \$/MMBtu nel 2021 (13,3 \$/MWh). La media annuale del 2022 è stata la più alta dal 2008, pur mantenendosi ben inferiore alle altre aree di mercato. La tendenza rialzista dei prezzi *spot* dell'HH è stata conseguenza del fatto che l'aumento della produzione di gas negli Stati Uniti non è stato sufficiente a soddisfare la crescente domanda, sia per il consumo interno, sia per le esportazioni di GNL, aumentate significativamente verso l'Europa per compensare le minori importazioni di gas dalla Russia. Nel mercato interno, anche la maggiore domanda di gas per la produzione di energia elettrica, la minore produzione di *shale gas* in alcuni giacimenti e le minori iniezioni di stoccaggio hanno sostenuto i prezzi. Il livello di stoccaggio sotterraneo di gas negli Stati Uniti nel 2022 era ben al di sotto della media storica di cinque anni. Nella seconda metà di agosto 2022, i prezzi *spot* giornalieri di HH sono stati scambiati sopra i 9 \$/MMBtu (30,7 \$/MWh). Nel corso del quarto trimestre i prezzi hanno però conosciuto una tendenza discendente per una crescita della produzione interna e una buona ricostituzione delle scorte, scendendo a fine 2022 a circa 3,5 \$/MMBtu (11,9 \$/MWh), il livello più basso da dicembre 2021. Il calo si è ampliato nei primi mesi del 2023, con quotazioni tornate su valori appena superiori ai 2 \$/MMBtu (6,8 \$/MWh) tra febbraio e aprile, a causa di temperature molto miti che non si registravano dal 2006.

FIG. 1.8 Prezzi del GNL per aree



Fonte: ARERA, elaborazione su dati *World Gas Intelligence*.

Mercato internazionale del GNL

In base ai dati disponibili, nel 2022 il commercio internazionale di GNL ha registrato un aumento del 6% circa su base annua, avvicinandosi a 400 Mt. Si tratta di un tasso di crescita di poco superiore a quello del 2021 (4,5%), ma inferiore rispetto alla media annua dell'8% fatta segnare nel periodo 2015-2019 (+0,4% nel 2020).

L'aumento è stato guidato dalla domanda europea, la cui necessità di GNL per compensare l'ammancio del gas russo via *pipeline* ha indebolito i flussi di importazione da altre aree. Come detto, ciò ha determinato un'importante riconfigurazione dei flussi internazionali di scambio di gas liquefatto, con volumi dirottati dall'area asiatica e, in second'ordine, dai mercati dell'America Latina all'Europa.

La quota di mercato dell'Asia sul commercio internazionale è scesa dal 73% del 2021 al 64% circa, assestandosi sui 250 Mt. La diminuzione delle importazioni è stata del 7% e rappresenta il primo calo su base annua dal 2015. L'indebolimento della domanda di GNL è dovuto principalmente alla concorrenza europea con i prezzi *spot* su livelli record e alla disponibilità di fonti alternative di approvvigionamento di gas. A livello nazionale, la Cina (-20%) ha guidato il calo, seguita da India, Giappone, Pakistan e Bangladesh. Al contrario, le importazioni sono aumentate in Thailandia e Malesia. Il Giappone risulta essere il primo Paese importatore al mondo con poco più di 70 Mt, seguono la Cina con 63 Mt e la Corea del Sud con 47 Mt (Fonte: *Gas Exporting Countries Forum*).

L'America Latina e l'area caraibica hanno conosciuto una riduzione del 37% su base annua. Ma nel 2021 il Sud America aveva dovuto affrontare una delle peggiori siccità del secolo, che avevano portato Brasile e Cile a incrementare le importazioni di GNL per sopperire al crollo della produzione idroelettrica. Nel 2022, il ritorno delle importazioni su medie storiche è stato determinato principalmente dalla ripresa dei livelli idroelettrici e dall'aumento della produzione di gas in alcuni Paesi della regione. Il Brasile ha rappresentato la maggior parte del calo del 2022 (-72%), seguito da Cile, Porto Rico e Argentina. La quota dell'area sul mercato mondiale è passata dal 4,5% a meno del 3% (Fonte: *Gas Exporting Countries Forum*).

La quota dell'Europa (compresi Regno Unito e Turchia) sulle importazioni mondiali è, invece, salita dal 21% a quasi il 32%. L'UE, come detto, ha importato circa 130 G(m³), corrispondenti a 95 Mt circa, per una crescita di oltre il 60%. I maggiori Paesi importatori sono stati la Francia con 26 Mt (+100%), la Spagna con 23 Mt (+45%), l'Olanda con 13 Mt (+80%) e l'Italia, con circa 11 Mt (+47%). Il 42% delle forniture di GNL all'UE è provenute dagli Stati Uniti, seguiti dal Qatar (15%) e dalla Russia (15%) (Tav. 1.11).

A livello mondiale, il commercio di GNL *spot* e a breve termine (contratti a pronti o di durata inferiore ai due anni) è diminuito del 18% (21 Mt) su base annua, attestandosi a 100 Mt, lo stesso livello del 2019. Il calo è dovuto principalmente all'indebolimento della domanda *spot* nell'area Asia-Pacífico e alla partenza di accordi di compravendita a lungo termine. La quota del commercio *spot*/breve termine sul commercio globale di GNL è scesa dal 32% del 2021 al 25% del 2022 (Fonte: *Gas Exporting Countries Forum*).

La capacità di rigassificazione globale nel 2022 è aumentata di 28 Mtpa, raggiungendo i 1.037 Mtpa. A livello regionale, l'Asia-Pacífico ha la maggiore capacità, pari a 573 Mtpa, seguita dall'Europa (195 Mtpa), dal Nord America (155) e dalla Cina (195 Mtpa). Mediamente il tasso di utilizzo globale della capacità è stato del 39% (Fonte: *Gas Exporting Countries Forum*), ma l'UE ha registrato valori molto più elevati, dal 45%-50% di Belgio e Spagna, a oltre il 95% dell'Olanda (Fonte: Bruegel). Due nuovi Paesi si sono uniti alla lista degli importatori di GNL: Germania ed Ecuador.

TAV. 1.11 Paesi importatori nell'Unione europea e fornitori di GNL nel 2022 (in Mt)

PAESI IMPORTATORI NELL'UNIONE EUROPEA	QUANTITATIVI IMPORTATI	PAESI ESPORTATORI VERSO L'UNIONE EUROPEA	QUANTITATIVI ESPORTATI
Francia	26,3	Stati Uniti	40,5
Spagna	22,9	Qatar	14,6
Olanda	12,6	Russia	14,2
Italia	10,6	Nigeria	8,0
Belgio	9,5	Algeria	5,3
Portogallo	4,6	Egitto	3,3
Polonia	4,4	Norvegia	2,6
Grecia	2,6	Trinidad	2,6
Lituania	2,3	Angola	1,8
Finlandia	0,2	Spagna	1,2
Germania	0,1	Guinea Equatoriale	1,1
-	-	Oman	0,7
-	-	Perù	0,2
TOTALE	96,1	TOTALE	96,1

Fonte: Elaborazione su dati IEEFA e Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica per l'Italia.

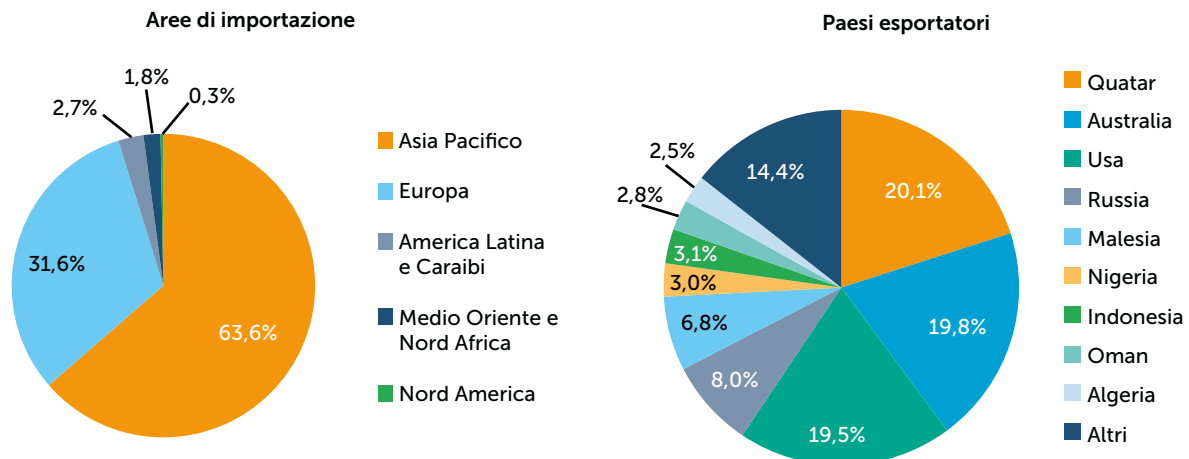
Lato offerta, il Qatar ha riconfermato, nel 2022, la sua posizione di maggiore esportatore mondiale con 80 Mt, seguito da Australia (79 Mt), Stati Uniti (78 Mt), Russia (32 Mt) e Malesia (27 Mt). L'incremento annuo delle esportazioni è stato guidato dagli Stati Uniti, seguiti da Russia, Qatar, Norvegia, Malesia e Trinidad Tobago. La crescita dei volumi esportati negli USA è ascrivibile alla partenza dell'impianto di Calcasieu Pass, al potenziamento dei liquefattori di Corpus Christi e di Sabine Pass nonché all'aumento di produzione del sito di Elba Island, che hanno compensato la chiusura dell'impianto di Freeport, interessato a giugno 2022 da un incendio che lo ha reso inattivo fino a febbraio 2023. In Russia, la maggiore produzione va ricercata nell'operatività a pieno regime degli impianti di Sakhalin 2 e Yamal LNG e nella partenza del liquefattore di Portovaya. Al massimo della capacità hanno operato i liquefattori in Qatar, mentre in Norvegia a sostenere l'export è stata la ripartenza del liquefattore Hammerfest LNG. Una maggiore disponibilità produttiva, infine, ha consentito di incrementare i volumi destinati all'estero di Malesia e Trinidad Tobago. Diminuiscono, invece, le esportazioni di Nigeria e Algeria, la prima interessata da una minore disponibilità di materia prima e la seconda dalla chiusura non programmata, da marzo a ottobre, di un treno dell'impianto di liquefazione di Arzew GL 3Z.

Nel 2022, complessivamente, la capacità di liquefazione è aumentata di 16 Mtpa, attestandosi a 186 Mtpa. Si tratta di un incremento maggiore rispetto ai circa 7 Mtpa registrati l'anno precedente. Il tasso di utilizzo dei liquefattori è stato in media dell'81%, in linea con l'anno precedente (Fonte: *Gas Exporting Countries Forum*).

Le decisioni finali di investimento (FID) hanno riguardato una capacità di liquefazione di 34 Mtpa (Fonte: *Gas Exporting Countries Forum*), sostanzialmente in linea con il 2021. Un freno è derivato dall'aumento dei costi e dall'inflazione nonché da un rallentamento nella stipula di contratti di acquisto a lungo termine. Gran parte dei nuovi progetti dovrebbe essere realizzata negli USA (23 Mtpa), quindi in Suriname (4 Mtpa), in Congo (3 Mtpa), in Canada (2 Mtpa) e in Malesia (2 Mtpa).

La flotta di navi metaniere a fine 2022 ammontava a 680 unità. Sono risultate 28 le nuove navi ordinate per una crescita del 4% sull'anno precedente, il livello più basso dal 2013 (Fonte: *Gas Exporting Countries Forum*).

FIG. 1.9 Principali aree di importazione e paesi esportatori di GNL (in %)



Fonte: Elaborazione su dati *Gas Exporting Countries Forum*.

Mercato internazionale del carbone

Dopo la crescita record del 2021 (+6%), nel 2022 la domanda di carbone ha registrato un nuovo aumento, seppure con un tasso inferiore rispetto all'anno precedente, pari a +1,2%. I volumi consumati dovrebbero così superare gli 8.000 Mt, il livello più alto di sempre.

A spiegare l'incremento della domanda sono stati soprattutto i prezzi record del gas, che hanno risentito delle tensioni geopolitiche e di riduzione dell'offerta susseguenti al conflitto russo-ucraino, nonché della diminuita disponibilità di altre fonti (idroelettrico e nucleare). Fattori che hanno incentivato ulteriormente il passaggio al carbone, soprattutto nella generazione elettrica, dove il ricorso a questa fonte è aumentato del 2%, fino a coprire il 36% del mix elettrico mondiale. Questo incremento assume ancora più rilevanza se si considera il contesto di crisi economica che ha interessato un largo numero di paesi e che ha pesato negativamente sui consumi energetici globali, compresi quelli del carbone nell'industria, che complessivamente si sono ridotti dell'1%, a causa di un rallentamento soprattutto del comparto del ferro e dell'acciaio.

Tuttavia, da un punto di vista regionale, la crescita non è stata generalizzata e a paesi con consumi sostenuti se ne contrappongono altri caratterizzati da una riduzione della domanda. Tra i primi, spicca sicuramente l'India, che, dopo il +14% raggiunto nel 2021, ha visto il suo ricorso al carbone crescere del 7%. L'espansione dell'elettrificazione del paese, unitamente al proseguimento della crescita economica (+6,8%) e a fattori climatici, hanno spinto l'uso del carbone nella generazione elettrica che, in questo comparto, segna +7%, arrivando a coprire quasi i tre quarti dei consumi elettrici. A questo si aggiunga l'indisponibilità ad acquistare fonti alternative come il GNL a prezzi ritenuti proibitivi per un paese che ancora oggi può contare su una produzione interna di carbone a costi contenuti e che meno di altri si è mostrato sensibile alle stringenti e vincolanti politiche ambientali.

Anche nell'UE 27, la crisi energetica ha favorito un "ritorno al carbone": il 2022 dovrebbe chiudersi con una domanda del 6,5% più elevata rispetto al 2021, in ragione soprattutto della maggiore richiesta nel comparto della generazione elettrica (+9%) che ha più che compensato il calo di circa il 2% del settore industriale. La riduzione dei flussi di gas russo e fattori di convenienza economica (i minori costi hanno imposto la produzione a carbone nell'ordine di merito), nonché linee di indirizzo da parte dei governi volte ad aumentare l'utilizzo del carbone a favore di un risparmio di gas, hanno spinto diversi stati europei, soprattutto nei mesi successivi allo scoppio della guerra, a massimizzare (in alcuni casi, a riprendere, dopo lo stop) la produzione termoelettrica a carbone.

Sostanzialmente stabile, invece, (+0,4%) la domanda di carbone cinese che, pur chiudendo sui valori più alti di sempre 4.250 Mt, ha risentito del rallentamento economico derivante dalle nuove restrizioni governative imposte per contenere la diffusione del Covid-19. La contrazione della produzione industriale ha pesato sulla domanda sia di carbone termico, impiegato in usi diversi dalla generazione elettrica (-1,8%), sia di quello metallurgico (-1,7%), utilizzato soprattutto nel comparto dell'acciaio. Il calo è stato parzialmente compensato da un aumento dell'1,8% della domanda di carbone nella generazione elettrica, che dopo un primo semestre di calo (-3%) ha recuperato, soprattutto nei mesi estivi, quando una forte siccità abbattutasi nella Regione cinese del Sichuan ha reso necessario un maggiore ricorso a questa fonte.

Tra i paesi che, al contrario, vedono i consumi di carbone rallentare rientrano gli Stati Uniti: in linea con la tendenza alla riduzione dei consumi che contraddistingue questa fonte dal 2014, il volume totale di carbone consumato è sceso del 6,3%. Il calo interessa principalmente il comparto della generazione elettrica, che da sola assorbe il 92% della domanda totale di questa fonte ed è ascrivibile a rilevanti criticità sul fronte dell'offerta che hanno fatto da freno alla domanda. In particolare, problemi logistici sulla linea di trasporto ferroviario e difficoltà nella ricostituzione delle scorte hanno fortemente limitato l'uso del carbone nella generazione elettrica, la cui quota tra le fonti energetiche per il sistema elettrico nazionale dovrebbe ridursi dal 23% al 20%.

Così come per la domanda, anche l'offerta, secondo i dati preliminari dell'IEA, nel 2022 dovrebbe avere segnato un nuovo record: una crescita del 5,4% per una produzione che supera le 8.300 Mt. A sostenere l'aumento sono soprattutto Cina e India, i cui volumi prodotti, in crescita rispettivamente del 7,5% e del 10,9%, più che compensano il calo della Russia (-7,4%). Aumento anche per l'Indonesia con +9,3%, mentre è sostanzialmente stabile la produzione degli USA (+2%) e in diminuzione quella dell'Australia (-5,2%), colpita da piogge intense e inondazioni.

Riguardo agli scambi internazionali (Tav. 1.12), le esportazioni sono aumentate globalmente dell'1,4%, mentre si sono ridotte del 2,1% le importazioni. La guerra russo-ucraina e le sanzioni che hanno interessato anche il carbone hanno costituito il principale elemento di discontinuità, ridefinendo anche in questo caso la geografia dei flussi. La Russia, nonostante mantenga il suo ruolo di terzo esportatore mondiale, ha visto crollare le proprie esportazioni del 10%, in ragione della difficoltà di collocare altrove il carbone prima destinato all'Europa. A sopperire all'ammancio russo sono stati sia importanti Paesi come l'Indonesia, principale esportatore di carbone con 473 Mt (+8,5%), sia produttori più piccoli come il Sud Africa (+10,3%) e la Colombia, che però ha visto diminuire del 3,2% i volumi complessivamente movimentati all'estero. In calo del 5,4%, per le criticità sopra esposte, le esportazioni dell'Australia, che comunque si conferma come secondo esportatore a livello mondiale.

Fra gli importatori, sono anche nel 2022 i Paesi asiatici ad assorbire i 2/3 dei volumi scambiati. Merita però rilevare la riduzione marcata dell'import della Cina, pari a -15,7%, imputabile, da un lato, al minore ritmo di crescita della domanda, e, dall'altro, alla spinta governativa verso lo sfruttamento delle risorse domestiche. Rialzo a due cifre,

pari a quasi +16%, delle importazioni tedesche di *hard coal* (antracite), che ha contribuito a sopperire al venire meno del gas russo per la generazione elettrica.

TAV. 1.12 Mercato Internazionale del carbone (in Mt)

ESPORTATORI DI CARBONE	2019	2020	2021	2022 ^(A)
Indonesia	462	408	436	473
Australia	395	376	370	350
Russia	218	212	215	192
Stati Uniti	85	63	77	76
Sud Africa	79	73	63	70
Colombia	77	72	55	53
Altri	139	119	117	137
MONDO	1.455	1.323	1.333	1.351

IMPORTATORI DI CARBONE	2019	2020	2021	2022 ^(A)
Cina	317	317	338	285
India	241	220	207	221
Giappone	186	174	173	184
Corea del Sud	137	123	126	127
Taiwan	67	63	70	65
Germania ^(B)	41	30	38	44
Altri	450	411	419	415
MONDO	1.439	1.338	1.371	1.341

(A) Stime AIE.

(B) Per la Germania si considerano le importazioni di *hard coal* che pesano per il 95% sul totale del carbone importato. La fonte è Eurostat fino al 2021 e stima RIE per il 2022 (fonte: VDKI).

Fonte: AIE, Eurostat.

Prezzo del carbone

La corsa dei prezzi del gas si è riflessa anche sull'andamento delle quotazioni dei principali carboni di riferimento, che, pur con le dovute specificità regionali, hanno conosciuto nel 2022 una nuova significativa crescita su base annua. Il rialzo più evidente, pari a +140%, si è registrato per l'API 2, *benchmark* europeo, che segna in media 287 \$/ton, quasi 170 dollari in più rispetto alla media dell'anno precedente. Il rialzo, concentratosi soprattutto fra marzo e settembre, trova giustificazione, da un lato, nelle quotazioni record del gas e in un minore apporto di fonti alternative che hanno spinto a uno *switch* obbligato verso il carbone nella generazione elettrica; dall'altro lato, è ascrivibile alla guerra in corso e al fondato rischio di scarsità lato offerta, conseguente prima alla progressiva riduzione volontaria da parte della Russia delle sue esportazioni all'UE, poi, a partire da agosto, all'entrata in vigore dell'embargo che ha bloccato l'approvvigionamento di carbone russo. Di qui, la necessità per l'Unione europea di trovare mercati alternativi, più lontani geograficamente.

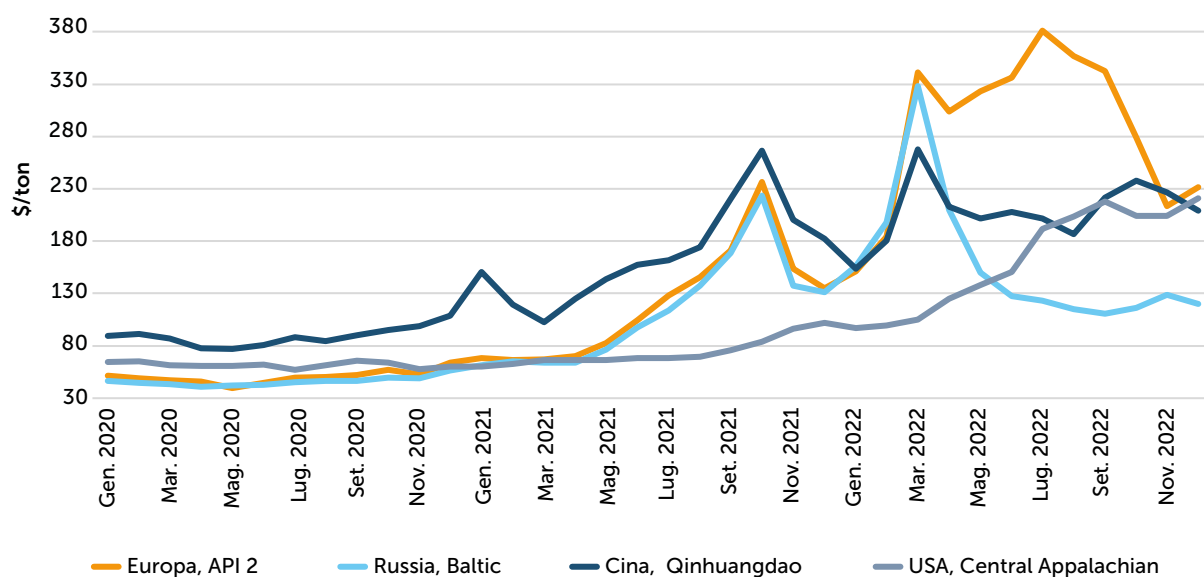
Allo stesso tempo, la Russia si è adoperata per trovare nuovi sbocchi al carbone invenduto all'Europa, riallocandolo sui mercati asiatici a un prezzo scontato, come dimostra l'andamento del Baltic, che rispetto al 2021 è cresciuto del 41%, chiudendo a 157 \$/t (il valore medio più basso fra i carboni analizzati), per un differenziale negativo rispetto all'API europeo che, dai pochi \$/t degli anni precedenti, è arrivato a superare per diversi mesi del 2022 la soglia dei 200 \$/t.

Il prezzo del Qinhuangdao cinese ha chiuso invece il 2022 con un rialzo medio del 25% sul 2021, per un valore di circa 209 \$/t. Su base mensile, i prezzi si sono mossi con andamenti alterni, registrando un rialzo più pronunciato solo durante i mesi estivi, quando, come già indicato, una forte siccità nella Regione del Sichuan ha ridotto la produzione idroelettrica imponendo un maggiore ricorso al carbone. Per il colosso asiatico, a contenere la corsa dei prezzi è stata una politica governativa che ha privilegiato un maggiore sfruttamento delle risorse interne, dopo le enormi criticità lato offerta che avevano contraddistinto il 2021. Nella prima metà del 2022, la Cina ha prodotto l'11% in più di carbone rispetto al pari periodo del 2021, aumento che, insieme alla contrazione della domanda, ha permesso la riduzione dell'import.

Negli USA, il prezzo *spot* del carbone Central Appalachian ha conosciuto un rialzo del 121%, chiudendo poco sopra i 160 \$/ton, risentendo principalmente delle dinamiche internazionali.

Pure in presenza di prezzi che continuano a rimanere elevati, merita rilevare come i principali carboni di riferimento abbiano registrato dopo l'estate una tendenza a una contrazione dei prezzi, ulteriormente amplificata nel primo trimestre del 2023. Le cause vanno ricercate nel generalizzato calo dei consumi delle principali *commodities* energetiche per le favorevoli condizioni meteorologiche e la riduzione volontaria della domanda, nella crisi che ha colpito alcuni comparti industriali *energy intensive* e nel miglioramento delle aspettative riguardo agli equilibri domanda/offerta per il prossimo inverno.

FIG. 1.10 Prezzo del carbone nei principali mercati mondiali



Fonte: Refinitiv (newsletter GME) per l'API 2 Europeo; Eikon per Baltic e Qinhuangdao; EIA per US Appalachian.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

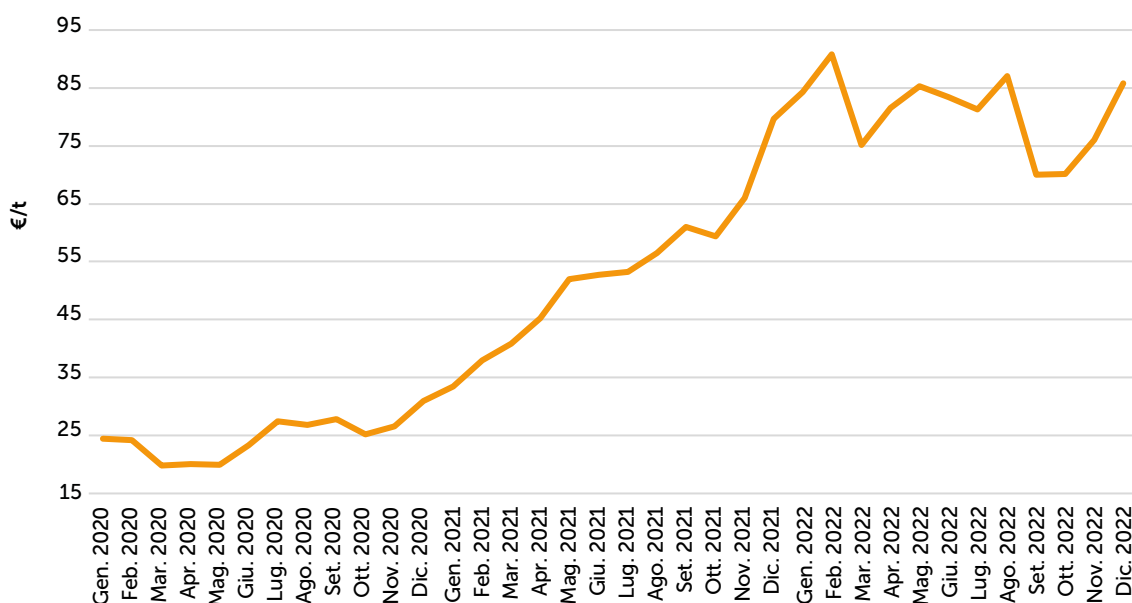
Secondo i dati della Commissione europea, nel 2022 le emissioni complessive verificate di gas serra degli operatori coperti dal sistema di scambio delle quote di emissione UE (ETS) hanno mostrato un lieve incremento, pari allo 0,5%. Si tratta, comunque, di un valore inferiore del 15% rispetto al dato pre-pandemia del 2019 e ben al di sotto del limite complessivo per il 2022 previsto dal sistema.

Due fattori opposti spiegano il risultato: da un lato, gli alti prezzi del gas e un ridotto apporto di nucleare e idroelettrico hanno sostenuto la domanda di carbone con conseguente aumento delle emissioni; dall'altro lato, la crisi che ha contenuto i consumi industriali ha determinato una riduzione della CO₂ rilasciata in atmosfera.

Pertanto, a un aumento del 2% delle emissioni del comparto della generazione elettrica ha fatto da contraltare un calo del 5% del comparto manifatturiero, concentratosi soprattutto nei settori dei fertilizzanti, dei metalli e del cemento. Si registra, inoltre, un netto incremento (+70%) per le emissioni dell'aviazione, a seguito della ripresa dei voli dopo gli anni della pandemia, anche se sono rimaste inferiori del 15% rispetto al valore del 2019.

Relativamente al prezzo dei permessi, dopo un 2021 di rialzi quasi continui, nel 2022 il *carbon price* ha seguito un andamento molto meno lineare. Complessivamente, l'anno ha comunque registrato una forte crescita media, pari al 52%, per un valore di 80,9 €/ton (+28 €/ton sul 2021), risultato però di un'ampia volatilità delle quotazioni che hanno alternato prevalenti fasi di rialzo ad alcuni periodi di contrazione (Fig. 1.11).

FIG. 1.11 Prezzo dei permessi d'emissione Emission Unit Allowance (EUA)



Fonte: ICE.

Nel primo bimestre, ha prevalso una tendenza al rialzo: a gennaio la media mensile ha chiuso a 84,3 €/ton, mentre a febbraio ha toccato la soglia dei 90,8 €/ton. Le ragioni vanno ricercate in fattori tecnici di supporto e nei risvolti politico-legislativi, con la Commissione europea prima non intenzionata a intervenire per frenare l'aumento delle quotazioni e poi aperta a discutere eventuali soluzioni per calmierare i prezzi. Il primo ripiegamento si è registrato a marzo, con il prezzo che ha perso quasi 16 €/ton rispetto a febbraio, a causa della forte incertezza sul mercato generata dallo scoppio della guerra in Ucraina. Nuove spinte al rialzo, legate a una maggiore richiesta di permessi dovuta all'aumento della generazione a carbone, hanno contraddistinto i mesi di aprile (81,5 €/ton) e maggio (85,3 €/ton). È poi seguito un periodo di leggera contrazione che ha caratterizzato i primi mesi estivi: giugno ha segnato in media 83,5 €/ton e luglio 81,3 €/ton. Ad agosto, invece, il *carbon price* ha chiuso a 87,1 €/ton, toccando il punto di massimo storico il giorno 19, quando la quotazione ha raggiunto circa i 98 €/ton. Il caldo estremo e siccitoso ha sostenuto la domanda elettrica e ha ridotto l'apporto di idroelettrico e nucleare (dato che le centrali nucleari necessitano di acqua per il loro raffreddamento). In settembre e ottobre si sono verificati nuovi e robusti cali, con valori nell'intorno dei 70 €/ton, per il concatenarsi di una serie di fattori: il rallentamento di alcuni comparti industriali; la maggiore offerta di permessi sul mercato; il clima autunnale, che è rimasto mite, e l'abbondanza di fonti alternative al carbone, che hanno contribuito a ridurre significativamente la richiesta di permessi.

Anche sul fronte istituzionale hanno contribuito al ridimensionamento dei prezzi i nuovi tasselli giunti nella riforma ETS II (definizione dei target di riduzione, estensione del meccanismo al settore trasporti su strada ed edifici a partire dal 2027; meccanismi di allocazione di permessi aggiuntivi; ecc.). Infine, a partire da novembre, pure in un contesto di fondamentali sostanzialmente non mutati, le quotazioni hanno ripreso a crescere, con rilevazioni giornaliere per buona parte stabilmente sopra la soglia dei 90 €/ton, ed estese anche ai primi mesi del 2023, sulla scia di indicatori tecnici rialzisti e dell'avvicinarsi della scadenza del 30 aprile, data entro la quale ogni anno devono essere restituite un numero di quote pari alle emissioni prodotte nell'anno precedente.

Prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nell'Unione europea

Nelle pagine che seguono è riportato, come di consueto, il confronto tra i prezzi medi dell'energia elettrica e del gas naturale praticati nel 2022, nei diversi paesi, per varie classi e tipologie di consumo, come risultanti a Eurostat, l'Istituto statistico della medesima Unione europea, alla data del 5 maggio 2023. Si tratta dei dati che i paesi dell'Unione europea³ sono tenuti a trasmettere secondo la metodologia di rilevazione introdotta dal regolamento (UE) 2016/1952⁴.

Nel corso del 2022 tali prezzi finali hanno conosciuto aumenti rilevanti, sulla scia delle dinamiche eccezionali registrate nei prezzi all'ingrosso del gas, come anche riportato in diversi paragrafi di questo Volume. Lo scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina e le conseguenti tensioni sui mercati, culminate anche in interruzioni di flussi di gas, hanno esacerbato gli effetti sui prezzi, suscitando anche timori di scarsità fisica della risorsa.

³ Dal 2020, in coerenza con l'uscita dall'Unione europea, le statistiche Eurostat non includono più i dati relativi al Regno Unito, in precedenza riportato nei confronti in ragione della dimensione e della rilevanza del Paese in questione.

⁴ Regolamento (UE) 2016/1952 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 ottobre 2016, relativo alle statistiche europee su prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica. Per una descrizione più dettagliata delle finalità e dei contenuti di tale regolamento, si rimanda al Capitolo 1 del Volume 1 della *Relazione Annuale* 2018.

Per garantire la disponibilità di forniture e soprattutto per mitigare l'impatto dei prezzi sui clienti finali e sul sistema economico, più in generale, in molti paesi europei sono state adottate politiche pubbliche di intervento sui mercati dell'energia elettrica e del gas. Queste ultime, a seconda del paese, hanno agito a vari stadi della filiera con sovvenzioni a monte finalizzate alla riduzione dei prezzi oppure anche a valle, attraverso sconti e benefici di diversa natura direttamente corrisposti ai consumatori (si vedano, in questo senso, bonus, crediti d'imposta, ecc.). In altri casi, le politiche non hanno avuto effetti analoghi o quantificabili sui prezzi (si veda, per esempio, in Francia il costo di acquisizione di EdF o i contributi forfettari dalle/alle imprese produttrici/venditrici di energia). In aggiunta, tali politiche sono risultate eterogenee anche per livello, oltre che per tipologia dell'intervento, in ragione, tra l'altro, delle diverse caratteristiche dei rispettivi parchi produttivi di energia elettrica, dei vincoli esistenti sulle fonti utilizzate, inclusi quelli all'importazione, nonché del diverso grado di penetrazione del gas nei vari settori di consumo. Pertanto, con riferimento al 2022, il confronto tra i dati di prezzo dei vari paesi deve tenere conto, oltre che delle consuete avvertenze, anche degli interventi pubblici realizzati, ad ampio spettro, nonché del contesto più generale, particolarmente complesso, soprattutto a causa del conflitto in corso in Ucraina, e quindi delle molte variabili in gioco⁵.

Prezzi dell'energia elettrica

In un contesto straordinario di crescita generalizzata, la media ponderata dei prezzi lordi dell'energia elettrica delle cinque classi di consumo domestiche considerate da Eurostat è cresciuta in Italia del +40,3% nel 2022 (passando da 25,97 c€/kWh a 36,43 c€/kWh) e del +13% nell'Area euro (passando da 24,73 c€/kWh a 27,94 c€/kWh) (si vedano la tavola 1.13 e la figura 1.12). Nel 2021 gli aumenti in Italia e nell'Area euro si erano mantenuti nell'intorno del +5%.

L'aumento dei prezzi lordi in Italia è dovuto per un +50,8% alle sensibili variazioni (+72%) dei prezzi netti (dati dalla somma del prezzo di energia e vendita e dei costi di rete e che passano da 18,29 c€/kWh a 31,47 c€/kWh), calmerate in parte (-10,5%) dalle pur significative misure di riduzione della componente oneri e imposte (-35,4%, da 7,68 c€/kWh a 4,96 c€/kWh). Nell'Area euro è risultato invece inferiore, benché marcato, l'aumento dei prezzi netti (+43,2%, da 15,7 c€/kWh a 22,48 c€/kWh) mentre è stata di poco superiore la riduzione di oneri e imposte (-39,5%, da 9,03 c€/kWh a 5,46 c€/kWh). Si osserva che mentre le variazioni in aumento dei prezzi netti nel 2021 in Italia e nell'Area euro erano risultate confrontabili (+14,6% e +11,6%), il contenimento delle componenti relative a oneri e tasse aveva già raggiunto il -14,3% in Italia, mentre nell'Area euro era ancora in fase di avvio e limitato al -3,3%.

Il contributo dei prezzi netti agli aumenti degli importi finali per i clienti italiani è per lo più dovuto (+46,3%) alle variazioni dei prezzi di energia e vendita (+98,2%, da 12,23 c€/kWh a 24,24 c€/kWh) mentre decisamente inferiore è il peso (+4,5%) delle variazioni dei costi di rete (+19,3%, da 6,06 c€/kWh a 7,23 c€/kWh⁶). Nell'Area euro gli aumenti dei prezzi di energia e vendita (+68,6%, da 9,12 c€/kWh a 15,38 c€/kWh) e dei costi di rete (+7,9%, da 6,58 c€/kWh a 7,1 c€/kWh) hanno pesato sugli importi finali rispettivamente per il +25,8% e il +2,2%.

5 Per una rassegna degli interventi pubblici adottati nei vari paesi, si vedano per esempio nelle pagine Eurostat dei prezzi le sezioni "Allowances in the reference period 2022 Semester 1 and Semester 2", o Bruegel, "National fiscal policy responses to the energy crisis", marzo 2023.

6 Fra le cause dell'aumento dei costi di rete è da considerare l'aumento del valore delle perdite di rete che sono incluse in questa voce, come richiesto dalla metodologia Eurostat.

Il differenziale dei prezzi lordi rispetto all'Area euro, che si era mantenuto inferiore al +6,5% negli anni 2020 e 2021, raggiunge nel 2022 quota +30%, mentre la differenza in termini di prezzi netti passa dal +16% al +40%. In merito alle componenti dei prezzi netti, il differenziale per i prezzi di energia e vendita, già pari al +34%, si porta al +58%, mentre diviene positivo anche quello relativo ai costi di rete (+2%) che invece era negativo e pari al -8% nel 2021. Si riduce, inoltre, l'ampiezza del differenziale negativo relativo a oneri e tasse, che passa dal -15% del 2021 al -9% del 2022.

TAV. 1.13 *Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici in Europa (in c€/kWh)*

PAESI	2021				2022			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	7,30	6,65	8,19	22,14	11,24	6,64	4,79	22,67
Belgio	8,47	10,54	9,60	28,61	22,93	9,41	7,61	39,95
Bulgaria	6,00	2,74	1,75	10,49	5,48	3,85	1,87	11,20
Cechia	9,81	4,12	3,86	17,79	23,53	6,50	4,96	34,99
Cipro	10,91	2,72	7,76	21,39	18,34	2,63	8,47	29,44
Croazia	5,81	4,47	2,92	13,20	6,58	4,74	3,02	14,34
Danimarca	7,47	5,16	13,37	26,00	24,34	5,70	16,60	46,64
Estonia	8,18	4,37	3,99	16,54	12,38	4,77	4,91	22,06
Finlandia	5,19	5,23	5,29	15,71	8,02	5,22	4,87	18,11
Francia	7,33	5,48	6,49	19,30	10,11	5,79	4,77	20,67
Germania	8,22	8,07	16,38	32,67	13,45	8,53	12,23	34,21
Grecia	12,07	2,63	4,50	19,20	33,48	2,68	-9,71	26,45
Irlanda	11,88	8,85	6,22	26,95	20,08	9,70	7,83	37,61
Italia	12,23	6,06	7,68	25,97	24,24	7,23	4,96	36,43
Lettonia	7,30	5,49	4,83	17,62	15,63	5,64	5,54	26,81
Lituania	5,24	5,47	3,45	14,16	11,24	5,39	3,68	20,31
Lussemburgo	6,55	7,32	5,13	19,00	8,71	7,23	3,38	19,32
Malta	12,03	2,70	0,90	15,63	11,68	2,70	0,87	15,25
Paesi Bassi	8,05	6,99	-2,02	13,02	20,38	7,22	-22,43	5,17
Polonia	4,58	4,81	6,89	16,28	5,31	4,92	6,27	16,50
Portogallo	7,65	4,45	10,32	22,42	13,70	6,02	3,62	23,34
Romania	7,19	4,23	4,28	15,70	16,98	4,58	1,96	23,52
Slovacchia	6,08	4,32	6,08	16,48	8,10	4,70	5,62	18,42
Slovenia	6,47	4,85	4,86	16,18	8,28	4,01	3,85	16,14
Spagna	12,67	7,16	9,03	28,86	17,10	8,06	6,65	31,81
Svezia	6,82	5,24	7,44	19,50	10,75	5,34	2,38	18,47
Ungheria	3,40	4,54	2,14	10,08	2,72	4,96	2,08	9,76
Unione europea	8,55	6,17	8,42	23,14	14,52	6,68	5,23	26,43
Area euro	9,12	6,58	9,03	24,73	15,38	7,10	5,46	27,94
Norvegia	7,19	3,74	3,89	14,82	14,69	3,43	-3,27	14,85

Fonte: Eurostat.

L'andamento dei prezzi medi riflette quello verificatosi nelle diverse classi di consumo; in relazione ai prezzi lordi, il differenziale tra quelli italiani e quelli medi dell'Area euro è positivo per tutte le classi, massimo nella prima (+35%) e nell'ultima classe (+29%) e inferiore al +30% nelle tre classi di consumo centrali, ove è pari a circa il +23%.

Si verifica, pertanto, un'inversione di tendenza, in particolare, nelle classi DB e DC⁷ (che sono quelle dove si concentrano i maggiori consumi nel nostro Paese, coprendo in un caso il 36,7% e nell'altro il 40,8% del totale dell'energia elettrica fatturata al settore domestico nel 2022⁸) ove il differenziale per i prezzi lordi era rimasto debolmente negativo sia nel 2020 sia nel 2021.

In relazione ai prezzi netti, i differenziali sono prossimi al 30% in tutte le classi eccetto che nell'ultima, ove risultano pari al +43%; nelle classi DB e DC, in particolare, i differenziali erano pari rispettivamente al +7% e al +3% nel 2021.

L'ultima classe di consumo, che rappresenta una quota residuale dei volumi complessivi del settore domestico (1,6%), è quella dove risulta maggiore il divario dei prezzi di energia e vendita, passato dal +33% del 2021 al +62% del 2022, anche se l'aumento maggiore della componente si è verificato per la classe DD (cui compete una quota del 13,2% dei volumi), nella quale i differenziali sono passati dal +23% al +50%, assumendo un valore in linea con quelli delle tre classi precedenti, compresi tra il +52% e il +55%. In relazione ai costi di rete, il valore leggermente positivo del divario medio è dovuto in particolare alla crescita del differenziale per la prima classe (dal -3% al +1%), mentre nelle altre classi si mantiene un differenziale negativo, benché inferiore in modulo rispetto al 2021, e compreso tra il -17% della classe DC e il -12% dell'ultima classe.

La componente fiscale presenta anche nel 2022 una struttura debolmente progressiva a partire dalla classe di consumo DB; tuttavia, mentre nel 2021 la non degressività delle imposte costituiva ancora una peculiarità rispetto al resto d'Europa, nel 2022 anche nell'Area euro gli importi sono crescenti con la classe di consumo. Nonostante la significativa variazione negativa (-55,7%), gli oneri e le tasse rimangono superiori per i clienti italiani nella prima classe di consumo (con un differenziale di +65% rispetto ai clienti dell'Area euro), mentre nelle altre classi la presenza di variazioni negative in modulo decrescenti con il consumo (dal -36,4% della classe DB al -24% della classe DE) e inferiori a quelle registrate nell'Area euro (che vanno da -47% a -25%) agisce a favore del mantenimento del carattere di non degressività di oneri e tasse e della presenza di differenziali negativi rispetto all'Area euro compresi tra il -8% e il -11%.

Guardando all'incidenza della componente tasse e oneri, si registra in Italia un abbattimento in media del -54%, più importante di quello comunque elevato e pari al -46,5% dell'Area euro; di conseguenza, l'incidenza si porta in Italia dal +29,6% al +13,6% e, nell'Area euro, dal +36,5% al +19,5%. I valori di cui sopra sono dovuti alle misure di sostegno adottate sia in Italia sia negli altri paesi europei. L'incidenza è, in particolare, minima in Italia nelle prime due classi di consumo e pari al +11,7%, di poco inferiore al +15% nella classe DC e prossima al +18% nell'ultima classe DE; nell'Area euro l'incidenza delle imposte va dal +10% circa della prima classe al +26% circa dell'ultima classe.

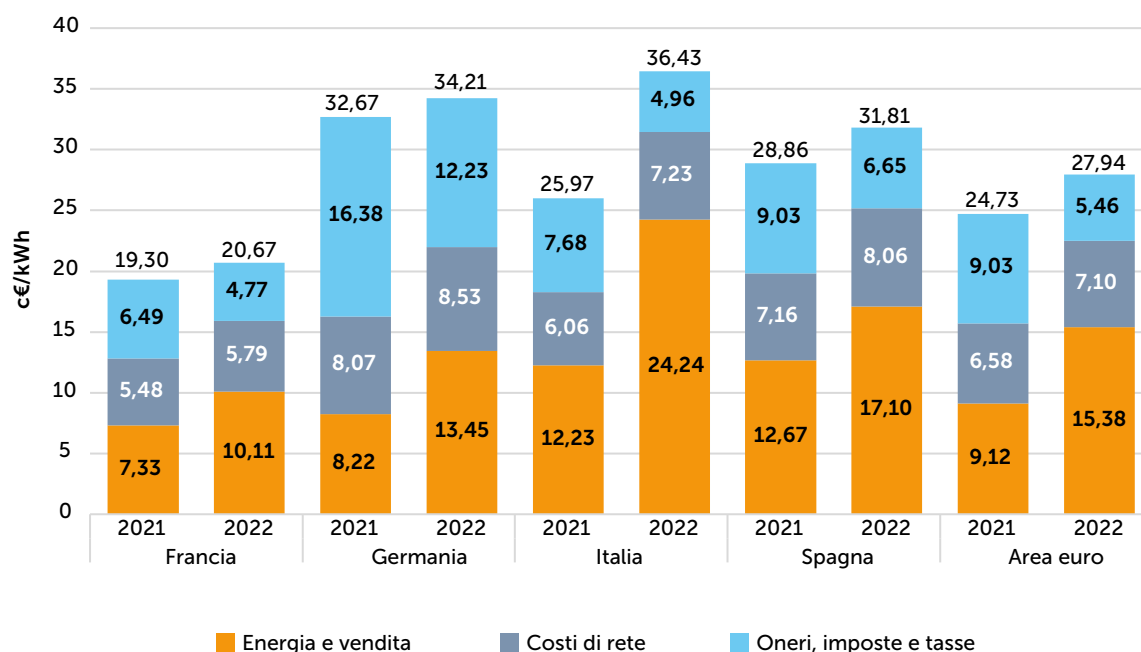
7 Con consumi rispettivamente compresi tra 1.000 e 2.500 kWh/a e da 2.500 a 5.000 kWh/a.

8 Fonte: raccolta dei prezzi medi ai sensi della delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com.

Passando al confronto tra i prezzi italiani e quelli dei principali paesi europei⁹, la Germania, con un prezzo medio di 34,21 c€/kWh, non si conferma, per la prima volta dal 2019, il paese con i prezzi dell'energia elettrica più alti per il comparto domestico, risultando sopravanzata solo dall'Italia in tutte le classi di consumo, eccetto che nella prima, ove i prezzi sono massimi per i clienti spagnoli. Mentre fino al 2021 il cliente domestico italiano pagava prezzi finali decisamente inferiori rispetto all'omologo tedesco, con un divario pari in media a circa il -21%, nel 2022 il differenziale medio è positivo e pari al +6,5%; le differenze sono maggiori nella prima (+14,1%) e nell'ultima classe (+14,3%), sono pari al +5,1% nella classe DD e minime nelle due classi centrali (+0,3% per la classe DB e +1,6% per la classe DC).

I prezzi della Francia (pari in media a 20,67 c€/kWh) si confermano quelli più vantaggiosi tra i principali paesi presi in esame; gli aumenti dei prezzi lordi in Francia, infatti, sono risultati in media non superiori al 7%. I differenziali tra Italia e Francia, in particolare, risultano ancora in aumento per tutte le classi: mentre per la prima classe i divari aumentano del 12%, passando dal +21% al +33%, gli aumenti dei differenziali nelle altre classi vanno dal +35% della seconda classe (che passa dal +12% al +47%) al +56% dell'ultima classe (che passa dal +17% al +73%). La Spagna, che presentava ancora nel 2021 prezzi più alti dell'Italia in media del +10%, manifesta nel 2022 prezzi in media pari a 31,81 c€/kWh e inferiori del 15% a quelli italiani; nello specifico, il differenziale tra Italia e Spagna rimane negativo solo nella prima classe di consumo e pari al -2%, mentre i differenziali negativi delle classi DB, DC e DD, compresi tra il -14% e il -20%, sono ora tutti positivi, tra il +4% e il +13%. In relazione all'ultima classe DE, in cui il differenziale era già positivo e pari al +16%, si assiste a una variazione in aumento nel 2022 fino al +43%.

FIG. 1.12 Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nei principali paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

In termini di prezzi netti, nel 2022 i differenziali crescono in media del +30% rispetto a Germania e Spagna, mentre registrano un incremento del +55% rispetto alla Francia. Di conseguenza i differenziali dei prezzi netti rispetto

⁹ Con i principali paesi europei si intende Francia, Germania e Spagna, vale a dire i paesi dell'Area euro i cui mercati in esame presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia.

alla Germania sono prossimi al +40% in tutte le classi eccetto che nell'ultima, ove sono massimi e pari al +54%; più contenuti i differenziali rispetto alla Spagna in tutte le classi, ove risultano inferiori o uguali al +20%, eccetto che nell'ultima classe, che presenta differenziali massimi anche in questo caso e prossimi al +55%. Decisamente significativi i differenziali dei prezzi netti rispetto alla Francia, crescenti con il consumo e variabili dal +47% della prima classe al +86% dell'ultima classe.

In termini di prezzi di energia e vendita, i differenziali sono tutti positivi e in media pari al +58% rispetto all'Area euro, dal +42% rispetto alla Spagna al +140% rispetto alla Francia.

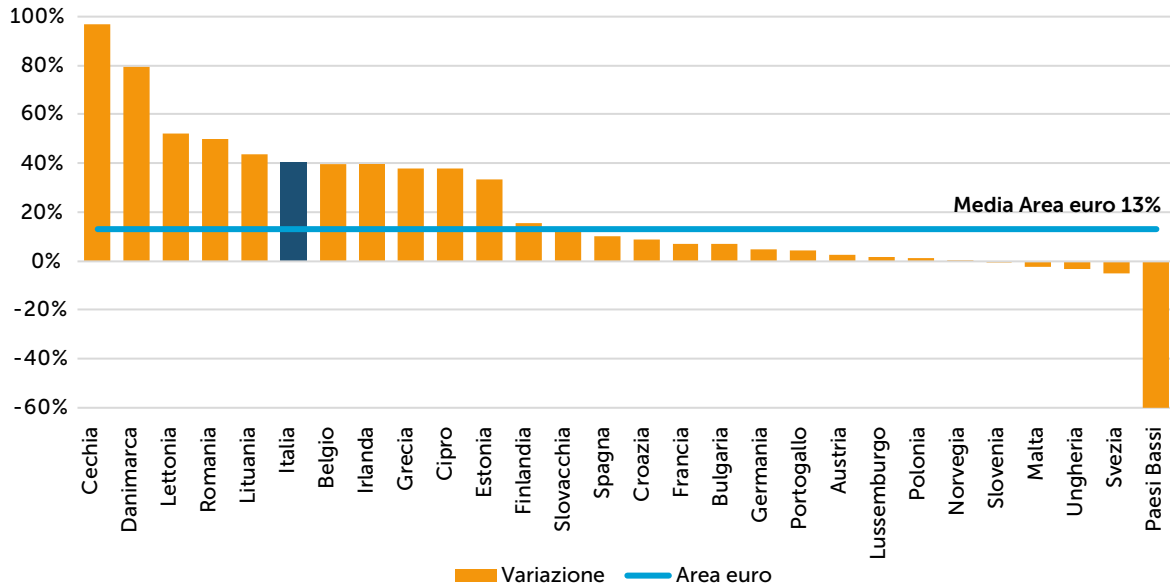
La Francia è però l'unico Paese rispetto al quale il differenziale è in media positivo anche in relazione ai costi di rete (+25%), laddove risulta negativo rispetto a Germania (-15%) e Spagna (-10%).

La Germania resta il Paese con i valori più alti di incidenza degli oneri e delle imposte, benché passi da valori superiori al 50% nel 2021 a circa il 36% nel 2022.

Incidenza in marcato calo anche in Francia, dove si colloca su valori medi del 23% (che erano del 34% nel 2021), e in Spagna, ove passa dal 32% al 21%. L'Italia è nel 2022 il Paese con l'incidenza inferiore di oneri e imposte, passata in media dal 29,6% al 13,6%.

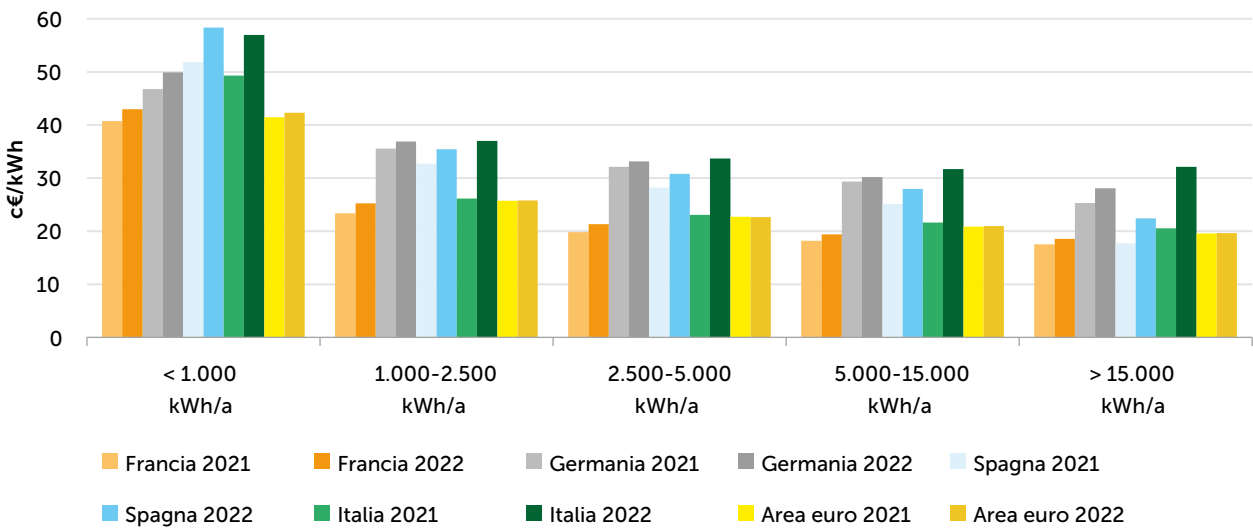
Con riferimento specifico alla classe di consumo intermedia DC (2.500-5.000 kWh/a) – rappresentativa del cliente domestico, in quanto, oltre ad avere il maggiore peso in termini di energia venduta, include il cliente tipo normalmente di riferimento per l'Autorità –, il prezzo lordo è aumentato del 46,1%, a fronte di un incremento medio nell'Area euro del 13,2% e di aumenti molto più contenuti nei principali paesi (+9,2% in Spagna, +7,6% in Francia e +3,2% in Germania). Sempre guardando ai valori al lordo delle imposte, le famiglie italiane con consumi in questa classe pagano un prezzo di 33,71 c€/kWh che corrisponde al 58% in più delle famiglie francesi (21,3 c€/kWh), al 9% in più delle famiglie spagnole (30,82 c€/kWh), mentre è del tutto confrontabile con il prezzo pagato dalle famiglie tedesche (33,17 c€/kWh), rispetto al quale lo scarto positivo è limitato al solo +1,6%.

FIG. 1.13 *Variazione nel 2022 dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.14 *Prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Prezzi per i clienti industriali

L'andamento congiunturale sfavorevole dei prezzi dell'energia elettrica porta nel 2022 alla perdita, per i clienti industriali italiani, dei risultati conseguiti attraverso il lento, ma graduale, processo degli anni precedenti di riduzione del divario tra i prezzi medi lordi del nostro Paese e quelli dell'Area euro, con una spiccata conferma dei segnali di inversione già manifestatisi nel 2021.

In particolare, il differenziale rispetto all'Area euro del prezzo medio lordo ponderato rispetto ai consumi delle diverse classi, che si era attestato intorno al 20% negli anni 2020 e 2021 dopo avere raggiunto quota 32% nel 2019, balza in avanti di più di 20 punti percentuali, arrivando al 43%; per tutte le classi il valore del differenziale di prezzo rispetto all'Area euro, compreso tra il 32% della classe IE e il 43% delle classi IC e IF, supera o è confrontabile con quello, storicamente elevato, di dieci anni fa, quando era mediamente superiore al 35%.

Nel complesso, infatti (si veda la tavola 1.16 e le figure 1.16 e 1.17), la media ponderata dei prezzi lordi delle classi di consumo non domestico cresce nel 2022 del +72,7% in Italia (da 20,15 c€/kWh a 34,8 c€/kWh) e del +46,8% nell'Area euro (da 16,62 c€/kWh a 24,39 c€/kWh), con uno scarto di 26 punti percentuali, mentre l'anno precedente gli aumenti in Italia e nell'Area euro si erano mantenuti inferiori al 15% e più ravvicinati, con uno scarto di soli 2,3 punti percentuali (in quanto pari al 14,7% in Italia e al 12,4% nell'Area euro).

L'aumento dei prezzi lordi in Italia è dovuto per un +78,4% alle rilevanti variazioni dei prezzi netti (+124,2%, da 12,71 c€/kWh a 28,5 c€/kWh), in parte compensate (-5,7%) dalle pure significative riduzioni degli oneri e delle imposte (-15,3%, da 7,44 c€/kWh a 6,3 c€/kWh), in conseguenza delle misure di sostegno adottate. Nell'Area euro l'aumento dei prezzi netti, pure molto elevato, non ha raggiunto il 100% (+92,1%, da 9,74 c€/kWh a 18,71 c€/kWh) mentre è stata di poco superiore a quella registrata in Italia la riduzione di oneri e imposte (-17,4%, da 6,88 c€/kWh a 5,68 c€/kWh).

Il contributo dei prezzi netti agli aumenti degli importi finali per i clienti italiani è per lo più dovuto (+73,3%) alle variazioni dei prezzi di energia e vendita (+141,3%, da 10,46 c€/kWh a 25,24 c€/kWh) mentre inferiore è il peso (+5%) delle variazioni dei costi di rete (+44,9%, da 2,25 c€/kWh a 3,26 c€/kWh)¹⁰. Nell'Area euro gli aumenti dei prezzi di energia e vendita (+121,6%, da 7,09 c€/kWh a 15,71 c€/kWh) e dei costi di rete (+13,2%, da 2,65 c€/kWh a 3,00 c€/kWh) hanno pesato sugli importi finali rispettivamente per il +52% e il +2%, con un contributo complessivo del +54% dei prezzi netti agli aumenti dei prezzi lordi.

Sia in Italia sia nell'Area euro l'aumento dei prezzi netti risulta crescente con i consumi, con variazioni comprese nel nostro Paese tra il +82,2% della classe IA e il +142,5% della classe IF e, nell'Area euro, tra il +56,4% e il +115,3% nelle medesime classi. Tali variazioni sono guidate in entrambi i casi da quelle della componente energia, che vanno in Italia dal +104% nella classe IA al +152,2% nella classe IF e, nell'Area euro, dal +90,3% al +131,8%. In relazione ai costi di rete la variazione è massima in Italia per la classe IB e prossima al +30% nelle altre classi, mentre nell'Area euro vi sono incrementi anche inferiori al 10% (e, in particolare, pari a +8,7% per la classe IC e a +6,5% per la classe IF).

In termini di prezzi netti, il differenziale tra i prezzi italiani e quelli medi europei, che aveva subito una significativa contrazione nel 2020 ed era tornato a crescere nel 2021, aumenta per tutte le classi, in misura minore (inferiore o uguale al 20%) per la classe IA a più basso consumo (ove arriva al +42%) e per quelle a consumi più elevati IE e IF (ove si attesta rispettivamente al +47% e al +62%), e in misura superiore per le classi intermedie; per la classe IC, in particolare, l'incremento del differenziale, che passa dal +23% al +53%, è massimo e pari a 30 punti percentuali.

¹⁰ Gli aumenti nei costi di rete sono sostanzialmente da ricondurre alle indicazioni metodologiche di Eurostat, che richiedono l'inclusione tra tali costi delle perdite di rete che, valorizzate come la materia prima, presentano valori in crescita da un semestre all'altro.

TAV. 1.14 Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali in Europa (in c€/kWh)

PAESI	2021				2022			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	6,27	2,90	5,23	14,40	14,43	2,93	4,89	22,25
Belgio	6,51	2,95	5,16	14,62	16,20	2,22	6,73	25,15
Bulgaria	10,41	1,78	1,98	14,17	25,65	2,35	-7,80	20,20
Cechia	6,00	3,43	3,16	12,59	14,26	4,03	4,84	23,13
Cipro	10,86	2,04	7,97	20,87	18,99	2,13	12,07	33,19
Croazia	6,50	3,20	2,73	12,43	15,52	3,32	3,96	22,80
Danimarca	7,71	2,55	6,38	16,64	18,40	2,61	8,44	29,45
Estonia	7,76	2,47	3,52	13,75	15,64	2,69	5,14	23,47
Finlandia	5,26	2,07	1,84	9,17	9,02	2,12	2,58	13,72
Francia	6,24	2,55	3,71	12,50	9,72	2,70	2,91	15,33
Germania	5,41	3,20	11,38	19,99	12,98	3,49	8,76	25,23
Grecia	10,79	1,15	2,48	14,42	27,62	1,35	-6,69	22,28
Irlanda	12,43	2,74	3,10	18,27	21,16	3,68	3,28	28,12
Italia	10,46	2,25	7,44	20,15	25,24	3,26	6,30	34,80
Lettonia	6,73	3,93	4,38	15,04	12,64	3,95	5,12	21,71
Lituania	6,77	3,69	3,50	13,96	17,48	3,90	4,73	26,11
Lussemburgo	6,54	1,91	1,44	9,89	13,02	2,30	1,74	17,06
Malta	11,01	2,70	0,84	14,55	10,50	2,70	0,82	14,02
Paesi Bassi	6,19	2,54	5,32	14,05	13,53	2,51	4,95	20,99
Polonia	4,66	2,59	6,27	13,52	8,49	2,68	6,91	18,08
Portogallo	6,78	2,55	6,11	15,44	13,24	3,42	1,31	17,97
Romania	7,28	2,06	3,43	12,77	21,84	2,65	6,63	31,12
Slovacchia	6,35	3,83	6,19	16,37	17,12	4,02	7,01	28,15
Slovenia	6,19	1,80	3,30	11,29	14,48	1,56	4,11	20,15
Spagna	7,52	2,11	5,32	14,95	16,44	2,80	5,62	24,86
Svezia	5,77	2,17	2,11	10,05	9,09	2,34	2,95	14,38
Ungheria	6,67	2,46	3,17	12,30	18,11	3,21	5,45	26,77
Unione europea	6,87	2,80	6,34	16,01	15,09	2,96	5,46	23,51
Area euro	7,09	2,65	6,88	16,62	15,71	3,00	5,68	24,39
Norvegia	5,10	1,14	2,13	8,37	9,42	1,19	3,23	13,84

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Nel 2022 si arresta il calo del differenziale positivo con l'Area euro relativo alla componente oneri e imposte; la media ponderata del differenziale rispetto ai consumi delle varie classi, scesa all'8% nel 2021, si porta infatti al +11%. L'andamento medio del differenziale riflette la diversità delle variazioni nelle varie classi; infatti, i differenziali tra l'Italia e l'Area euro sono positivi e in media pari al 14% per le prime tre classi mentre rimangono negativi

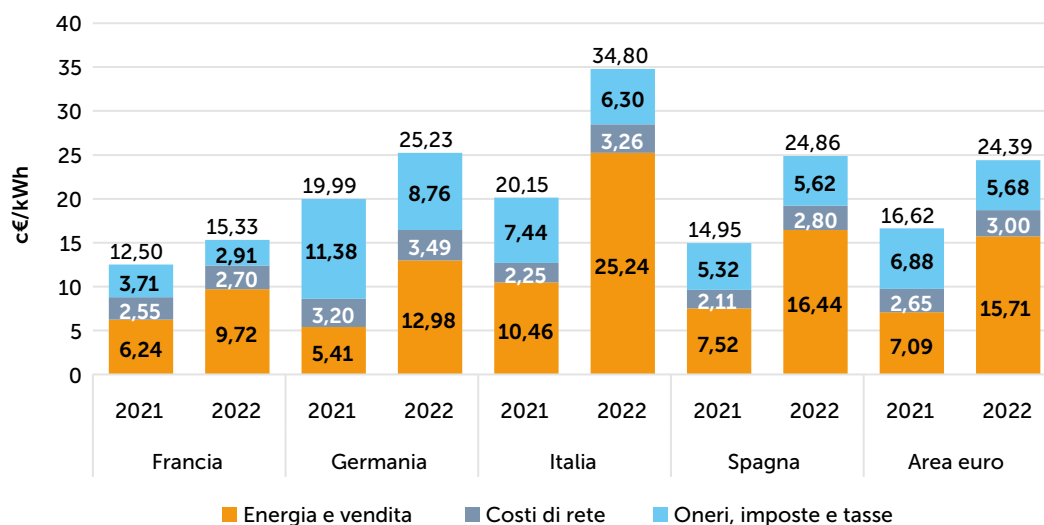
per le classi a consumi più elevati, ove i clienti industriali italiani hanno goduto di condizioni più favorevoli. Si registra, tuttavia, in tali classi un avvicinamento della componente oneri e imposte a quella dell'Area euro, essendosi i differenziali negativi ridotti in modulo, con una crescita in valore tanto maggiore quanto più è alta la classe (per la classe ID si è passati dal -13% al -7%, con una variazione del +6%; per la IE dal -35% al -25%, con una variazione del +9%; e per la IF dal -61% al -29%, con una crescita del +32%).

I valori dei differenziali sono conseguenza delle variazioni relative delle componenti fiscali, che in Italia registrano in media un -15,3%, in linea con il -17,4% dell'Area euro; le variazioni sono tuttavia molto diverse nelle varie classi. Infatti, mentre per le classi centrali la componente oneri e imposte è calata meno in Italia che nell'Area euro con differenze nelle diminuzioni comprese tra il 5% e il 7%, nelle classi a maggiore consumo le imposte sono rimaste sostanzialmente invariate per la classe IE (laddove nell'Area euro sono calate del 12,5%) mentre sono addirittura cresciute nella classe IF (+79%), che è invece interessata da una lieve flessione nell'Area euro (-1,5%).

L'incidenza della componente oneri e imposte, già in calo nel 2020 e nel 2021, raggiunge i valori minimi in Italia, risultando in media inferiore al 20% (18,1%), valore invece non raggiunto nell'Area euro, ove l'incidenza risulta in media pari al 23%; la differenza nei valori finali dell'incidenza è condizionata dai diversi valori di partenza, in quanto non è molto diversa la diminuzione dell'incidenza tra il 2021 e il 2022 verificatasi in Italia (in media -18,8%) da quella occorsa nell'Area euro (in media -18,1%). Guardando alle singole classi, l'incidenza della componente oneri e imposte è superiore al 20% solo nelle prime due classi, mentre è prossima al 20% (19,7%) nella classe IC e pari al 15,6% nella classe ID; nelle ultime classi è invece di poco superiore al 10%. Nell'Area euro, invece, non v'è alcuna classe ove l'incidenza sia inferiore al 21% e le classi centrali registrano i valori massimi pari rispettivamente al 26,2% per la classe IB e al 24,8% per la classe IC.

In esito a tali dinamiche, l'aumento dei prezzi lordi italiani nel 2022 risulta crescente con i consumi, dal +33% della prima classe al +133,8% della classe IF. Anche nell'Area euro i valori peggiorano tanto più alti sono i consumi, con aumenti compresi tra il +20,1% e il +72,1%.

Passando al confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.15), mentre nel 2021 il differenziale tra Italia e Germania era in media poco significativo (1% circa), con prezzi per i clienti non domestici tedeschi meno convenienti di quelli italiani in tutte le classi (dati i differenziali negativi compresi tra -6% e -18%) eccetto che per la classe IA relativa ai consumi più bassi (che presentava un differenziale positivo del +9%), il differenziale nel 2022 è positivo per tutte le classi di consumo e mediamente pari al +38% (con un prezzo medio lordo in Germania di 25,23 c€/kWh).

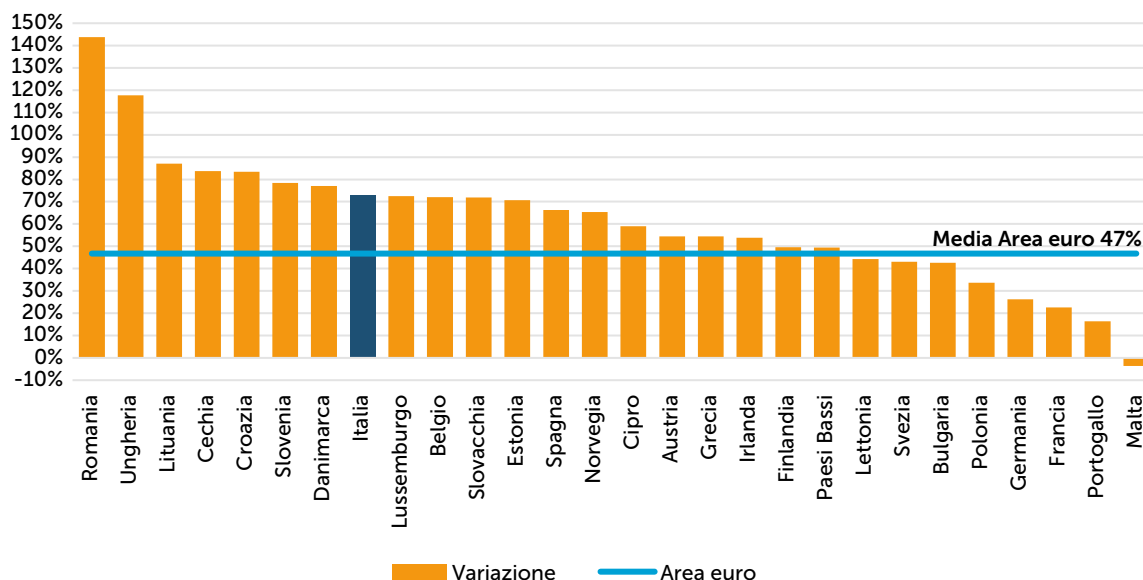
FIG. 1.15 Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi industriali nei principali paesi europei

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

I differenziali rispetto alla Francia, già ampliatisi nel 2021, crescono in misura considerevole (+66%), divenendo in media pari al +127% (con prezzo medio lordo in Francia di 15,33 c€/kWh); i valori dei differenziali sono compresi tra il +90% per la prima classe e il +130% per la classe IC. Differenziali in aumento anche rispetto alla Spagna per tutte le classi ma con incrementi medi contenuti, nell'intorno del 5%: i clienti non domestici spagnoli pagano infatti, in media, un prezzo (pari a 24,86 c€/kWh) più basso di quelli italiani del 40%, mentre la differenza era pari a circa il 35% nel 2021.

Differenziali, rispetto ai principali paesi, positivi per tutte le classi, anche per i prezzi netti, con valore confrontabile a quello del differenziale dei prezzi lordi nel caso della Francia (in media, +129%), di poco superiore nel caso della Spagna (+48%) e, invece, molto maggiore per la Germania (+73%). Infatti, mentre rispetto a Francia e Spagna si verificano differenziali positivi anche per la componente oneri e imposte (rispettivamente +116% e +12%), nel caso della Germania le componenti fiscali sono risultate in media ancora più elevate che in Italia, seppure in misura inferiore rispetto al 2021. Il differenziale tra Italia e Germania relativo alla componente oneri e imposte è infatti passato in media dal -35% al -28%.

Con riferimento alla classe di consumo IC (con consumi tra 500 e 2.000 MWh/anno), tra le più rappresentative per il nostro Paese (14,5% dell'energia fatturata in totale), i prezzi italiani, dopo essere cresciuti del +14% nel 2021, crescono di un ulteriore +72,8%, risultando pari a 34,51 c€/kWh. Essi si attestano rispetto alla media dell'Area euro (24,09 c€/kWh) a un +43,3%. Nel 2021 il prezzo lordo per questa classe di consumo ha segnato nell'Area euro un incremento del +38,4% (Fig. 1.16). Il divario positivo è cresciuto sia con la Francia (+130%, era +62% nel 2021), che con la Spagna (+56%, contro il precedente +37% del 2021). Il differenziale con la Germania, che era negativo e pari al -12%, diviene positivo e pari al +34%.

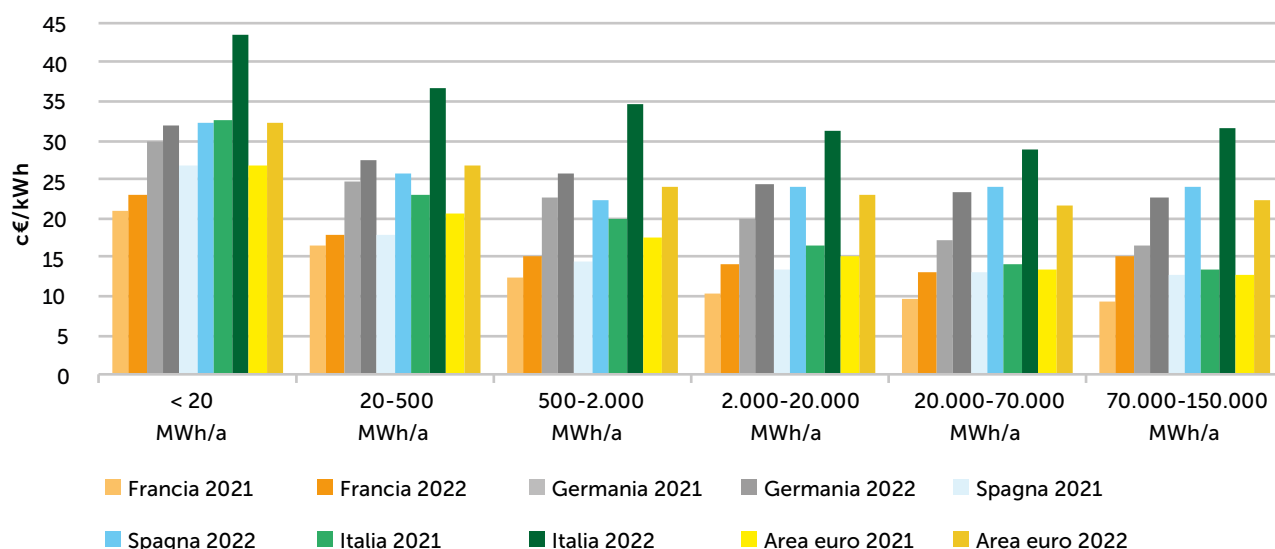
FIG. 1.16 Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi industriali nel 2022

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

In termini di prezzi netti, per questa classe i differenziali con gli altri paesi sono in linea con quelli dei prezzi lordi per Francia (+128%) e Spagna (+66%); nel caso della Germania, il differenziale dei prezzi netti è invece all'incirca doppio (+69%) di quello dei prezzi lordi.

Per quanto riguarda la componente oneri e imposte, si assiste a una diminuzione per questa classe (-16,6%) più che doppia rispetto a quella verificatasi nel 2021 (-7,3%). La diminuzione in Francia e Germania risulta invece superiore e pari a circa il -30%, mentre in Spagna la componente non subisce variazioni significative (-1,3%).

Il valore della componente resta secondo solo a quello della Germania, rispetto al quale è ora inferiore del 27% (mentre lo era del -39% nel 2021). In termini di incidenza fiscale sul prezzo finale, l'Italia si colloca a meno del 20% (19,7%), con un calo ancora più marcato di quello dell'anno precedente (l'incidenza in Italia era prossima al +40% nel 2021) e un valore inferiore di cinque punti percentuali circa alla media dell'Area euro che è al 25%, anch'essa in calo dal 2021 (+45% circa); ancora superiore l'incidenza della componente fiscale in Germania, che presenta valori di poco superiori al 36% (era al +60% circa nel 2021) pur essendo stata interessata da una diminuzione superiore al 20% e confrontabile a quella verificatasi in Italia.

FIG. 1.17 Prezzi totali dell'energia elettrica per usi industriali e per classe di consumo nei principali paesi europei

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Prezzi del gas

Anche nel 2022 i prezzi del gas naturale per i consumatori domestici italiani, comprensivi di oneri e imposte, sono stati più alti della media dei prezzi dell'Area euro, con un lieve peggioramento della posizione. Il differenziale tra l'Italia e l'Area euro del prezzo medio lordo ponderato rispetto ai consumi delle varie classi passa, infatti, dall'8% del 2021 al 13%. Il differenziale è inferiore al 10% nelle prime due classi di consumo¹¹ (essendo pari rispettivamente al +6% nella prima classe D1¹² e al +9% nella seconda classe D2¹³) e massimo nella classe D3¹⁴, in cui raggiunge il +29%.

L'aumento dei prezzi lordi in Italia (si vedano la tavola 1.15 e le figure 1.18 e 1.19), in media pari al +37,2% (da 8,09 c€/kWh a 11,10 c€/kWh), è dovuto per un +53% alle sensibili variazioni dei prezzi netti (+81,4%, da 5,27 c€/kWh a 9,56 c€/kWh), calmerate in parte (-15,8%) dalle riduzioni delle componenti fiscali (-45,4%, da 2,82 c€/kWh a 1,54 c€/kWh), che risultano significative in termini percentuali e sono conseguenza delle misure di sostegno adottate. Nell'Area euro, invece, sia l'aumento dei prezzi netti (+54,9%, da 4,92 c€/kWh a 7,62 c€/kWh) sia la riduzione di oneri e imposte (-13,6%, da 2,58 c€/kWh a 2,23 c€/kWh) sono stati inferiori di circa 30 punti percentuali a quelli verificatisi in Italia; di conseguenza, l'incremento dei prezzi finali nell'Area euro, nonostante la differente ampiezza delle dinamiche delle componenti, è risultato pari al +31,3% e, pertanto, prossimo a quello registrato in Italia. Il prezzo finale nell'Area euro, pari in media a 9,85 c€/kWh, costituisce il valore massimo registrato nella serie temporale dei dati a disposizione.

11 Le classi di consumo Eurostat, tanto per i clienti domestici, quanto per quelli industriali, sono definite in base a intervalli di consumo annuo espressi in GJ. I limiti degli intervalli riportati nel testo sono stati tradotti in metri cubi in base a un potere calorifico standard per una loro maggiore leggibilità e sono arrotondati al valore intero più prossimo.

12 Con consumi inferiori a 520 m³/a, per lo più usi per cottura e acqua calda.

13 Con consumi compresi tra 520 e 5.200 m³/a.

14 Con consumi inferiori oltre 5.200 m³/a, per lo più riscaldamenti centralizzati.

TAV. 1.15 *Prezzi del gas naturale per usi domestici in Europa (in c€/kWh)*

PAESI	2021				2022			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	3,16	1,74	1,81	6,71	6,02	1,79	2,37	10,18
Belgio	3,15	1,43	1,22	5,80	8,69	1,60	1,31	11,60
Bulgaria	3,31	1,43	0,66	5,40	7,90	1,47	0,41	9,78
Cechia	4,48	0,59	0,90	5,97	10,92	1,47	2,60	14,99
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Croazia	2,21	0,94	0,79	3,94	2,92	0,90	0,50	4,32
Danimarca	4,15	1,19	5,34	10,68	12,98	1,44	3,61	18,03
Estonia	3,61	0,77	1,33	5,71	7,51	0,73	2,10	10,34
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	3,25	2,29	2,14	7,68	4,68	2,45	2,46	9,59
Germania	2,93	1,54	2,13	6,60	4,76	1,48	2,29	8,53
Grecia	4,44	2,73	0,47	7,64	8,42	1,61	0,67	10,70
Irlanda	3,28	2,10	1,29	6,67	6,17	2,87	1,64	10,68
Italia	3,54	1,73	2,82	8,09	7,54	2,02	1,54	11,10
Lettonia	1,84	1,64	0,94	4,42	7,30	1,88	1,93	11,11
Lituania	1,82	1,22	0,93	3,97	6,18	1,09	1,69	8,96
Lussemburgo	2,91	1,44	0,90	5,25	8,46	1,50	-1,23	8,73
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	3,00	1,01	6,21	10,22	7,95	1,10	5,69	14,74
Polonia	2,36	1,06	0,85	4,27	4,30	1,15	0,06	5,51
Portogallo	3,41	3,07	2,44	8,92	5,75	3,17	3,03	11,95
Romania	2,37	0,78	0,60	3,75	6,34	0,88	1,37	8,59
Slovacchia	1,95	1,65	0,72	4,32	2,60	1,67	0,85	5,12
Slovenia	2,64	1,28	1,67	5,59	5,04	1,25	1,77	8,06
Spagna	3,13	3,26	1,91	8,30	6,46	1,38	3,18	11,02
Svezia	7,39	4,99	6,71	19,09	13,12	5,93	8,21	27,26
Ungheria	1,64	0,77	0,65	3,06	1,52	0,83	0,64	2,99
Unione europea	3,06	1,62	2,32	7,00	5,96	1,75	2,09	9,80
Area euro	3,15	1,77	2,58	7,50	5,81	1,81	2,23	9,85

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Il contributo dei prezzi netti agli aumenti degli importi finali per i clienti italiani è per lo più dovuto (+49,4%) alle variazioni dei prezzi di energia e vendita (+113%, da 3,54 c€/kWh a 7,54 c€/kWh) mentre ridotto è il peso (+3,6%) delle variazioni dei costi di rete (+16,8%, da 1,73 c€/kWh a 2,02 c€/kWh). Nell'Area euro gli aumenti dei prezzi di energia e vendita (+84,4%, da 3,15 c€/kWh a 5,81 c€/kWh) e dei costi di rete (+2,3%, da 1,77 c€/kWh a 1,81 c€/kWh) hanno pesato sugli importi finali rispettivamente per il +35,5% e il +0,5%.

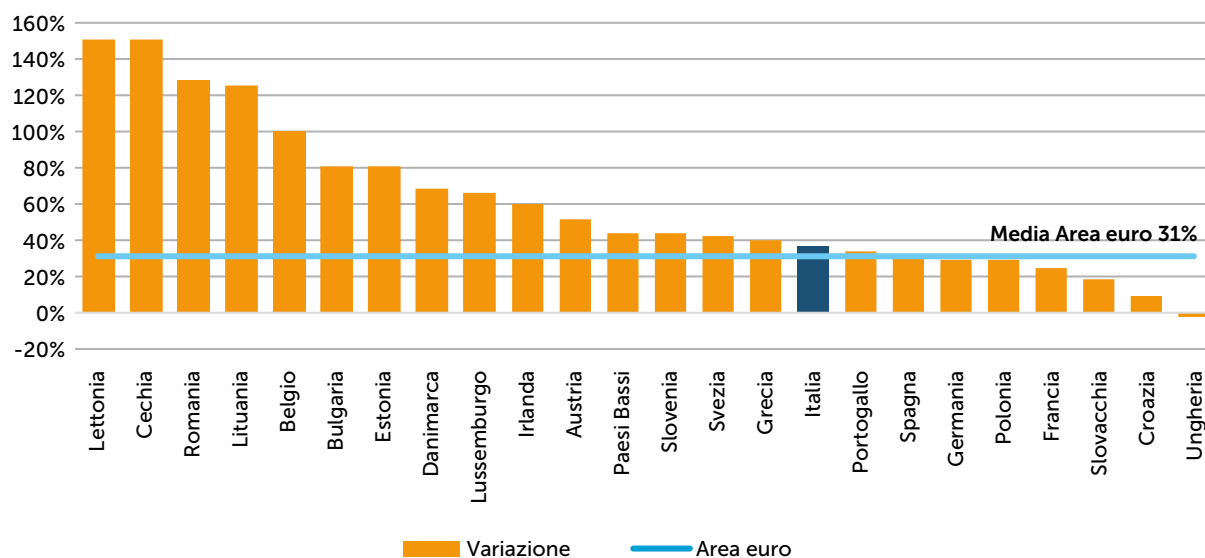
La differenza rispetto all'Area euro in termini di prezzi netti passa in media dal +7% al +25%.

L'ultima classe di consumo si conferma quella con il differenziale più alto del prezzo netto rispetto all'Area euro, pari al +38%, mentre per le altre due classi le differenze sono pari o di poco superiori al 20%.

In merito alle componenti dei prezzi netti, il differenziale per i prezzi di energia e vendita, già pari al +12%, si porta in media al +30% (ed è massimo per l'ultima classe, ove raggiunge il +45%). Diviene positivo anche il differenziale relativo ai costi di rete (+12%) che invece era negativo e in media pari al -2% nel 2021; le differenze risultano minime per la seconda classe, ove lo scarto è del 5%. Il differenziale relativo a oneri e tasse, che era invece ancora pari al +9% nel 2021, diviene fortemente negativo e pari in media al -31% nel 2022. Il vantaggio risulta superiore per i clienti domestici della prima classe, che beneficiano di un differenziale rispetto all'Area euro del -85%; tale vantaggio si riduce al -29% per la seconda classe. L'ultima classe sconta invece una posizione meno vantaggiosa, con un differenziale blandamente positivo in quanto pari al +3%.

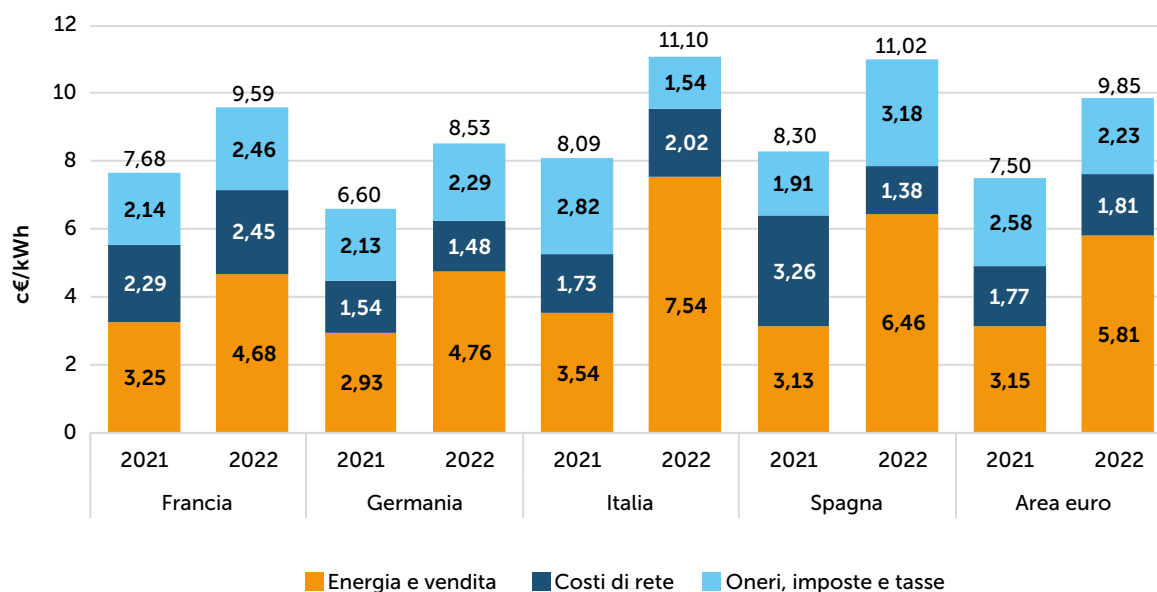
Tale situazione è dovuta al fatto che sia in Italia che nell'Area euro, con il consumo, gli incrementi dei prezzi netti risultano crescenti mentre la contrazione della componente oneri e imposte risulta decrescente; tuttavia, mentre gli incrementi dei prezzi netti in Italia (pari a +50%, +80 e +131% rispettivamente per la classe D1, D2 e D3) crescono con il consumo più rapidamente che nell'Area euro (ove sono pari a +40%, +54% e +76%), il tasso di riduzione della contrazione fiscale con i consumi è inferiore in Italia (ove la variazione della componente è pari a -85%, -45% e -22% per le classi D1, D2 e D3) che nell'Area euro (ove le variazioni sono pari a -23%, -14% e -5%).

L'incidenza fiscale che nel 2021 era ancora in media di poco superiore a quella dell'Area euro, nel 2022 diviene in Italia pari al 14%, di nove punti percentuali inferiore a quella registrata nell'Area euro, pari al 23%. L'incidenza fiscale subisce la diminuzione più rilevante nella prima classe di consumo (-88%), dove diviene pari al 2% (17% nell'Area euro), e una diminuzione inferiore, benché rilevante, nell'ultima classe (-53%), ove si porta al 20% (25% nell'Area euro).

FIG. 1.18 Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi domestici nel 2022

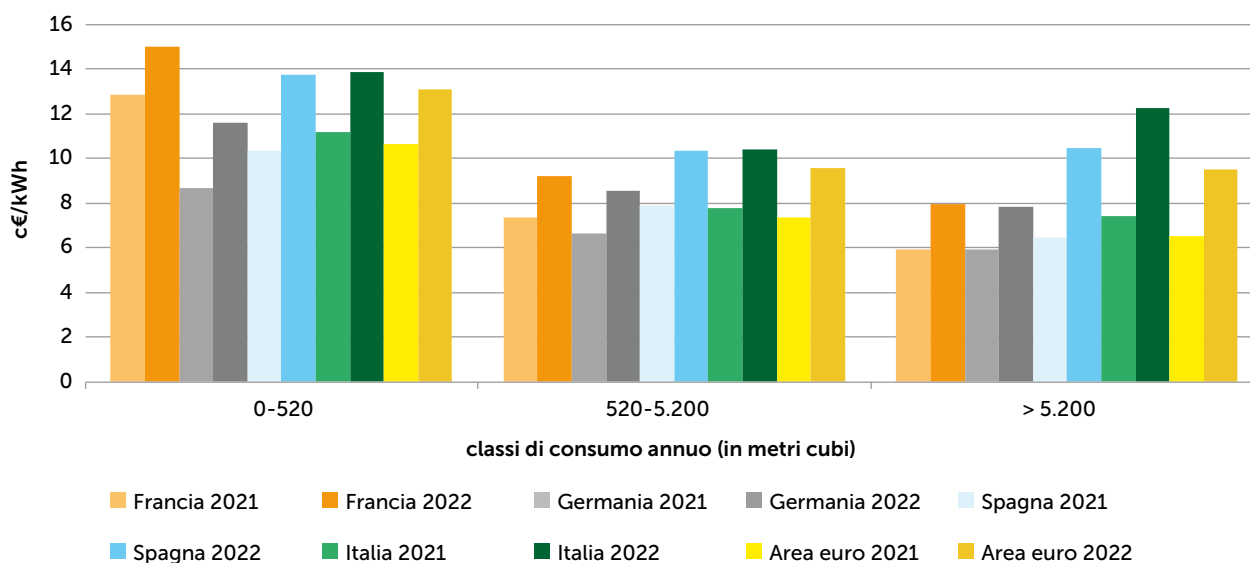
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Guardando al confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.19), il prezzo italiano (11,1 c€/kWh) risulta in media quello più elevato, con differenze positive (+1%) trascurabili rispetto alla Spagna (11,02 c€/kWh), più elevate (+16%) rispetto alla Francia (9,59 c€/kWh) e massime (+30%) rispetto alla Germania (8,53 c€/kWh). Per la classe di consumo più bassa il prezzo italiano (13,85 c€/kWh), comprensivo delle imposte, rimane tuttavia inferiore, come in passato, a quello francese (14,97 c€/kWh). Nella seconda classe il prezzo spagnolo, che era più elevato di quello italiano nel 2021, risulta nel 2022 marginalmente più conveniente (10,32 c€/kWh) di quello del nostro Paese (10,4 c€/kWh). I prezzi più convenienti si confermano, in tutte le classi, quelli tedeschi. A fronte di un generale incremento dei differenziali rispetto agli altri paesi, si segnala un miglioramento delle differenze rispetto ai prezzi tedeschi (da 29% a 19%) e spagnoli (da 8% a 1%) con riferimento alla prima classe di consumo.

FIG. 1.19 Componenti dei prezzi del gas naturale per usi domestici nei principali paesi europei


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

La componente oneri e imposte risulta in media quella più bassa rispetto a tutti i paesi principali dell'Area euro, con una differenza massima del -52% rispetto alla Spagna (e differenze del -33% e 37% rispetto a Germania e Francia). Limitatamente alla classe a consumi più elevati, la componente oneri e imposte risulta più elevata rispetto a Francia (+16%) e Germania (+10%).

FIG. 1.20 Prezzi totali del gas naturale per usi domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Prezzi per i clienti industriali

Negli anni 2019-2020 la differenza tra il prezzo medio, ponderato rispetto ai volumi delle diverse classi di consumo, corrisposto dai clienti non domestici italiani e il prezzo medio pagato nell'Area euro, ancora debolmente positiva, era andata riducendosi divenendo pari all'1%; nel 2021 la differenza era divenuta negativa, con prezzi per i clienti industriali italiani mediamente inferiori del 7% rispetto a quelli dell'Area euro. Nel 2022 la differenza torna invece a essere positiva, in media pari al +12%.

Nella prima classe di consumo¹⁵, che era l'unica a presentare già un differenziale positivo nel 2021 e che pertanto è quella interessata dall'incremento meno elevato, il differenziale assume valore pari al +14%; nelle classi I3 e I4¹⁶, che sono quelle che ricomprendono nel complesso il 52,6% dei consumi non domestici e che nel 2021 erano le più vantaggiose, si verifica l'incremento più significativo del differenziale, che si attesta rispettivamente al +17% e al +14%.

L'aumento dei prezzi lordi in Italia (si vedano la tavola 1.16 e le figure 1.21 e 1.22), in media pari al +137,8% (da 4,20 c€/kWh a 10,01 c€/kWh), è pressoché interamente dovuto (136,8%) alle sensibili variazioni dei prezzi netti (i quali sono aumentati del +172,5%, da 3,34 c€/kWh a 9,1 c€/kWh), mentre è trascurabile (1%) il contributo della lieve variazione positiva della componente oneri e imposte (+4,6%, da 0,87 c€/kWh a 0,91 c€/kWh). Tale variazione non supera il 5% per effetto delle misure di sostegno adottate; infatti, la variazione è dovuta per un +10,3% alla crescita in termini unitari dell'IVA, che aumenta nonostante la riduzione dell'aliquota (essendo l'imposta proporzionale all'incremento complessivo di valore dei consumi), e, per un -5,7%, alla riduzione degli altri oneri. Nell'Area euro, invece, l'incremento finale del prezzo lordo medio (+97%, da 4,54 c€/kWh a 8,95 c€/kWh) è di circa 41 punti percentuali inferiore a quello italiano; a differenza dell'Italia, alla variazione contribuisce in modo non trascurabile, per il +15%, l'incremento di oneri e imposte (pari al +53,5%, da 1,27 c€/kWh a 1,95 c€/kWh), laddove la variazione dei prezzi netti (pari al +114%, da 3,27 c€/kWh a 7,00 c€/kWh) incide per un +82% all'aumento dei prezzi lordi.

L'incremento dei prezzi netti per i clienti italiani, a sua volta, è per lo più dovuto (+166%) alle variazioni dei prezzi di energia e vendita (cresciuti del +193%, da 2,87 c€/kWh a 8,41 c€/kWh), mentre la variazione dei costi di rete (+46,8%, da 0,47 c€/kWh a 0,69 c€/kWh) spiega solo il +7% dell'aumento dei prezzi netti. Nell'Area euro, invece, l'incremento degli importi netti è interamente attribuibile agli aumenti dei prezzi di energia e vendita (+134%, da 2,78 c€/kWh a 6,50 c€/kWh), in quanto risulta praticamente nullo il contributo della lieve variazione dei costi di rete (+2%, da 0,49 c€/kWh a 0,50 c€/kWh).

Si amplia la differenza rispetto all'Area euro in termini di prezzi netti, che passa in media dal +2% al +30%. Le differenze non sono omogenee per le varie classi, risultando comprese tra il +32% della classe I5 e il +51% della classe I2.

In merito alle componenti dei prezzi netti, il differenziale per i prezzi di energia e vendita, che nel 2021 era sceso in media al +3%, si porta al +29% (presentando i valori minimi e massimi, rispettivamente per l'ultima classe (+31%) e per la seconda (+57%)). Diviene positivo anche il differenziale relativo ai costi di rete (+38%) che invece era negativo e in media pari al -4% nel 2021; le differenze risultano positive per tutte le classi e comprese tra il

¹⁵ Consumi inferiori a 26.000 m³ all'anno.

¹⁶ Consumi annui da 260.000 m³ a 2,6 M(m³) e da 2,6 M(m³) a 26 M(m³).

+53% dell'ultima e il +10% della quarta; solo nella terza classe si registra ancora un differenziale negativo, pari al -10%. Il differenziale relativo a oneri e tasse, che era già negativo e pari al -31% nel 2021, si riduce ulteriormente arrivando in media al -53% nel 2022. Il vantaggio risulta superiore per i clienti non domestici delle classi I3 e I4, che beneficiano di un differenziale rispetto all'Area euro di circa il -60%; tale vantaggio si riduce al -48% per le prime due classi. L'ultima classe è quella dove la posizione risulta sostanzialmente invariata rispetto all'anno precedente, in quanto il differenziale negativo, già al -51%, si porta al -52%.

TAV. 1.16 *Prezzi del gas naturale per usi industriali in Europa (in c€/kWh)*

PAESI	2021				2022			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	2,97	0,39	1,33	4,69	7,96	0,43	2,23	10,62
Belgio	3,18	0,23	0,83	4,24	7,10	0,26	1,10	8,46
Bulgaria	2,99	0,36	0,74	4,09	9,43	0,40	0,65	10,48
Cechia	2,59	0,50	0,67	3,76	6,67	0,66	1,70	9,03
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Croazia	3,04	0,54	1,09	4,67	6,73	0,54	0,96	8,23
Danimarca	4,48	0,49	3,07	8,04	11,06	0,60	4,79	16,45
Estonia	3,52	0,71	1,25	5,48	10,92	0,70	2,74	14,36
Finlandia	3,42	0,66	3,09	7,17	10,82	0,49	4,82	16,13
Francia	3,04	0,64	1,20	4,88	5,67	0,72	1,69	8,08
Germania	2,62	0,47	1,50	4,59	5,86	0,51	1,97	8,34
Grecia	3,37	0,53	0,52	4,42	10,63	0,74	0,87	12,24
Irlanda	2,50	0,99	0,73	4,22	5,47	1,22	1,03	7,72
Italia	2,87	0,47	0,87	4,21	8,41	0,69	0,91	10,01
Lettonia	2,48	0,64	0,80	3,92	9,16	0,71	2,23	12,10
Lituania	3,87	0,52	1,20	5,59	10,08	0,50	2,36	12,94
Lussemburgo	3,41	0,45	0,57	4,43	8,19	0,52	0,71	9,42
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	2,87	0,22	2,39	5,48	6,98	0,27	2,94	10,19
Polonia	3,03	0,59	0,93	4,55	7,44	0,60	0,12	8,16
Portogallo	2,46	0,34	0,77	3,57	6,86	0,29	1,77	8,92
Romania	2,65	0,50	0,66	3,81	9,00	0,61	1,87	11,48
Slovacchia	2,49	0,79	0,81	4,09	7,00	0,85	1,73	9,58
Slovenia	2,64	0,49	1,15	4,28	5,90	0,47	1,54	7,91
Spagna	2,34	0,64	0,82	3,80	7,84	0,37	2,13	10,34
Svezia	4,49	0,97	4,27	9,73	12,50	1,02	6,83	20,35
Ungheria	3,19	0,29	1,16	4,64	8,91	0,34	2,36	11,61
Unione europea	2,81	0,49	1,24	4,54	6,76	0,51	1,85	9,12
Area euro	2,78	0,49	1,27	4,54	6,50	0,50	1,95	8,95

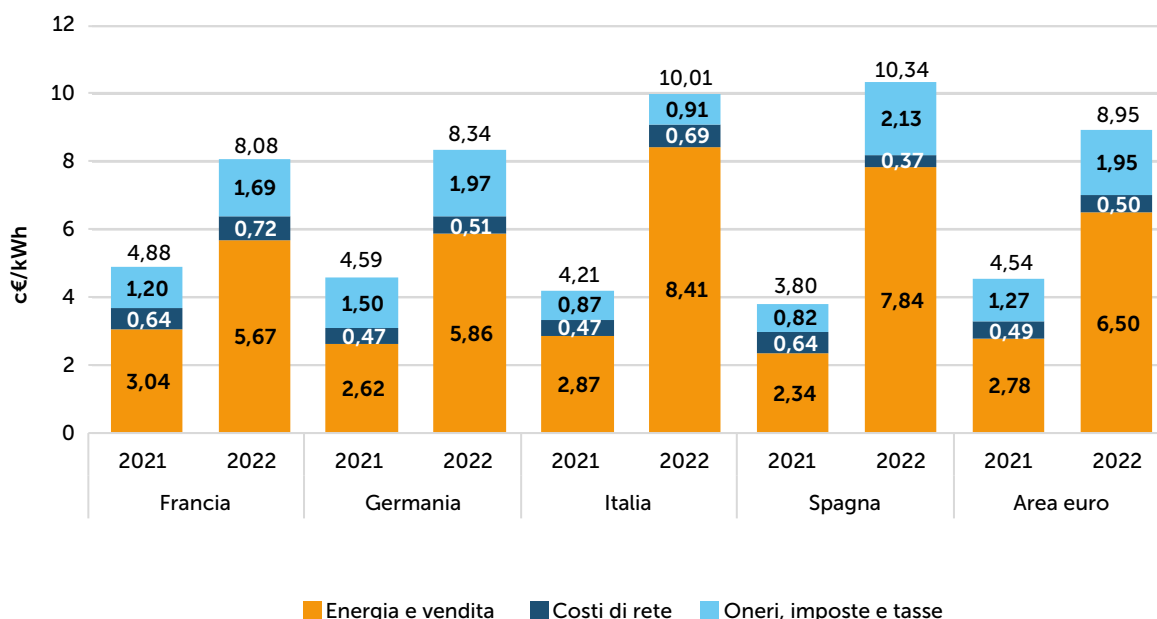
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Sia in Italia che nell'Area euro gli incrementi dei prezzi netti risultano crescenti con il consumo; tuttavia, gli incrementi dei prezzi netti in Italia (compresi tra +105% e +212%) crescono con il consumo in modo più marcato che nell'Area euro (ove sono compresi tra +61% e +142%); le differenze più rilevanti tra Italia e Area euro si rilevano, tuttavia, nell'andamento delle variazioni della componente oneri e imposte. Infatti, mentre nell'Area euro si registra un aumento medio di tale componente del +54%, crescente con il consumo dal +19% della prima classe al +77% dell'ultima classe, in Italia l'incremento è contenuto al +5%, in media, in ragione di un andamento fortemente diversificato nelle varie classi di consumo. Nello specifico, la componente oneri e imposte in Italia subisce una contrazione nelle prime due classi, ove assume valori pari rispettivamente a -40% e a -21% e rimane sostanzialmente invariata nella terza classe (con variazione del -1%); nelle ultime due classi, invece, la componente è interessata da un incremento, inferiore (del +40% rispetto al +65%) o paragonabile a quello verificatosi nell'Area euro (del +73% rispetto al +77%).

L'incidenza della componente oneri e imposte in Italia, che nel 2021 era già inferiore di sette punti percentuali a quella dell'Area euro (21% contro 28%), si riduce ulteriormente, risultando inferiore al 10% e attestandosi su una differenza di 13 punti percentuali circa rispetto all'Area euro (9%, contro 22%). L'incidenza fiscale subisce una diminuzione inversamente proporzionale ai consumi, con il calo più rilevante nella prima classe di consumo (-21%), dove diviene pari al 13% (28% nell'Area euro), e la riduzione di più bassa entità nell'ultima classe (-5%), ove si porta al 7% (17% nell'Area euro). La struttura e il livello dell'imposizione fiscale contribuiscono pertanto a determinare le differenze di prezzo con l'Area euro sopra evidenziate.

Nel confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.21) la posizione dei prezzi italiani si modifica sensibilmente rispetto all'anno precedente; infatti, mentre nel 2021 i prezzi italiani (in termini ponderati rispetto ai consumi) erano mediamente inferiori a quelli di Francia e Germania e superiori a quelli spagnoli, nel 2022 gli unici prezzi superiori a quelli italiani (10,01 c€/kWh) divengono proprio quelli spagnoli (10,34 c€/kWh), interessati dagli incrementi maggiori (+172%); in Francia (8,08 c€/kWh) e Germania (8,34 c€/kWh) i prezzi lordi sono cresciuti, invece, in media, meno del 100%, ovvero rispettivamente del +66% e del +82%.

FIG. 1.21 Componenti dei prezzi totali del gas naturale per usi industriali nei principali paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

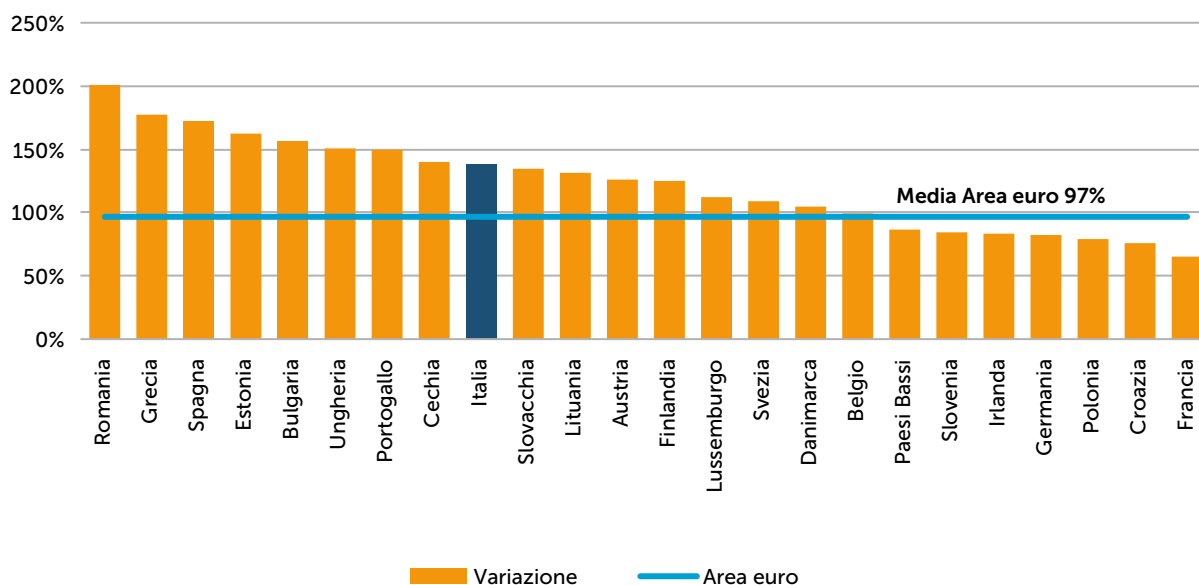
I differenziali dei prezzi italiani sono pertanto, nel 2022, in media pari al +20% e al +24% rispetto a Francia e Germania, ma negativi e uguali al -3% rispetto alla Spagna.

Nelle varie classi di consumo la posizione relativa dei prezzi dei principali paesi è la stessa descritta per quelli medi ponderati tranne che nell'ultima classe, nella quale i prezzi più alti sono quelli italiani (11,13 c€/kWh) e non quelli spagnoli (10,42 c€/kWh, comunque anch'essi superiori a quelli di Francia (8,54 c€/kWh) e Germania (9,14 c€/kWh)).

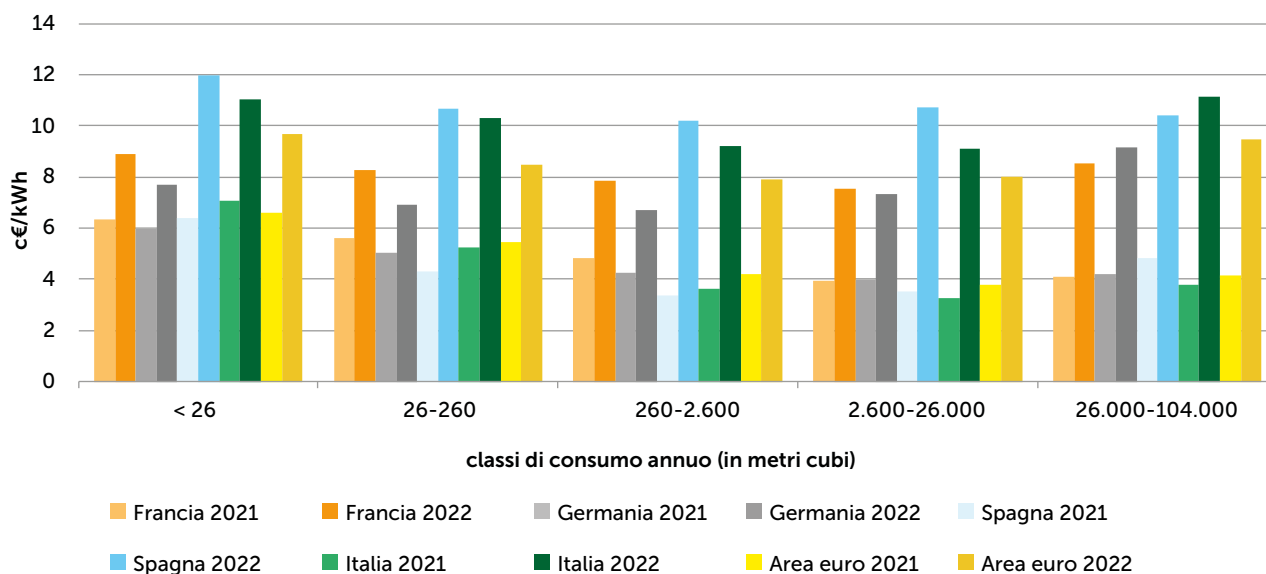
Rispetto alla Germania i differenziali maggiori si verificano nelle prime due classi (+44% e +49%) e quello inferiore nell'ultima classe (+22%); rispetto alla Francia, invece, il differenziale maggiore si verifica nella classe I5 (+38%) e quello inferiore nella classe I3 (+18%). Rispetto alla Spagna, nonostante la presenza in Italia di prezzi in media più favorevoli, i differenziali sono negativi nelle prime quattro classi (compresi tra il -4% della classe I2 e il -15% della classe I4) ma positivi nell'ultima classe, ove i clienti non domestici industriali pagano prezzi superiori del 7% a quelli spagnoli.

In Spagna risulta molto elevato sia l'incremento dei prezzi netti, che assume valori (+176%) superiori a quelli verificatisi in Italia, sia l'incremento (+160%) della componente oneri e imposte (che invece in Italia non è cresciuta in modo significativo); di conseguenza una parte consistente dell'aumento dei prezzi in Spagna (+34% circa) è da attribuire alle componenti fiscali. Pur senza raggiungere i livelli spagnoli, anche in Francia e Germania la crescita delle componenti fiscali (pari rispettivamente al +41% e al +31%) ha influito in modo non trascurabile (per un +10% circa) sugli incrementi dei prezzi lordi.

FIG. 1.22 *Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi industriali nel 2022*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.23 Prezzi totali del gas naturale per usi industriali e per classe di consumo nei principali paesi europei

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Andamento dell'economia e del clima nel 2022

Nel 2022 l'economia italiana ha registrato una crescita decisa, anche se inferiore rispetto a quella registrata dopo la fine dei *lockdown* del 2021. Nonostante la progressiva frenata nel corso dell'anno, fino a una flessione congiunturale nel IV trimestre (-0,1%), il PIL è aumentato del 3,7% (+6,7% nel 2021), dunque più che recuperando i livelli pre-pandemia.

Meno positiva è stata la crescita della produzione industriale (+0,5%), penalizzata soprattutto nella seconda parte dell'anno dall'aumento dei prezzi dell'energia e dei tassi di interesse, in particolare la produzione dei beni intermedi più energivora.

A trainare la crescita del PIL è stata la domanda nazionale al netto delle scorte (+4,6%), trainata, in particolare, dalla spesa delle famiglie residenti e da quella delle istituzioni sociali private senza scopo di lucro al servizio delle famiglie che hanno fornito un apporto positivo di 2,7 punti percentuali, a cui si sono aggiunti 1,9 punti percentuali per l'incremento degli investimenti fissi lordi. L'apporto della domanda estera netta è stato, invece, negativo (-0,5%), così come la variazione delle scorte (-0,4%).

La crescita economica è stata accompagnata da un'espansione dell'*input* di lavoro e dei redditi: nel 2022 le unità di lavoro sono aumentate del 3,5% (+3,6% per i dipendenti, +3,2% per gli indipendenti). L'aumento è avvenuto in quasi tutti i macrosettori: +1,6% nell'industria in senso stretto, +7,6% nelle costruzioni e +3,9% nei servizi. Unica eccezione l'agricoltura, silvicoltura e pesca, dove l'occupazione è scesa del 2,1%. I redditi da lavoro dipendente e le retribuzioni lorde sono aumentati rispettivamente del 7,0% e del 7,4%.

Nel 2022, l'indice nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC) è cresciuto dell'8,1%, accelerando significativamente rispetto al 2021 (1,9%), in linea con gli altri principali paesi europei (8,4% il tasso d'inflazione del 2022 nell'Area euro). In particolare, circa il 60% di tale variazione è imputabile, nel caso italiano, alle variazioni dei prezzi energetici (si vedano i Capitoli 2 e 3 di questo Volume).

Dal lato della domanda interna, nel 2022 si è registrato, in termini di volume, un incremento del 9,4% degli investimenti fissi lordi con aumento generalizzato in tutte le componenti (11,6% negli investimenti in costruzioni, 8,6% in macchinari e attrezzature, 8,2% in mezzi di trasporto) e del 3,5% dei consumi finali nazionali.

La spesa per consumi di beni è aumentata del 2,4% e quella per servizi dell'8,8%. Gli incrementi più significativi, in volume, si rilevano nei seguenti settori di consumo: spese per alberghi e ristoranti, riprese dopo la forte diminuzione dovuta al Covid, (+26,3%), per ricreazione e cultura (+19,6%) e per vestiario e calzature (+14,8%). Si registrano invece variazioni negative nelle spese per alimentari e bevande non alcoliche (-3,7%), per istruzione (-1,2%) e per servizi sanitari (-0,4%). Per quel che riguarda i flussi con l'estero, le esportazioni di beni e servizi sono salite del 9,4% e le importazioni dell'11,8%, in ragione del sensibile peggioramento del saldo della componente energetica.

Dal lato dell'offerta di beni e servizi, il valore aggiunto ha segnato crescita nelle costruzioni e in molti comparti del terziario, mentre ha subito una contrazione nell'agricoltura. Nel 2022 il valore aggiunto complessivo è aumentato in volume del 3,9%, mentre nel 2021 aveva registrato una crescita del 6,8%. L'incremento è stato del 10,2% nelle costruzioni e del 4,8% nei servizi, mentre l'agricoltura, silvicoltura e pesca segnano un calo dell'1,8% e l'industria in senso stretto dello 0,1%. Nel settore terziario, aumenti particolarmente marcati si registrano per commercio, trasporti, alberghi e ristorazione (+10,4%), attività artistiche, di intrattenimento e divertimento (+8,1%); riparazione di beni per la casa e altri servizi (+8,1%) e attività immobiliari (+4,5%). In calo solo le attività finanziarie e assicurative (-3,2%).

Nell'ambito del settore manifatturiero (+0,3%, in media), le diverse industrie hanno evidenziato andamenti differenti: un incremento di oltre l'80% si osserva per la fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio; aumenti significativi si registrano per industrie tessili (+7,5%), industria farmaceutica (+8,4%) ed elettronica (+7,2%); variazioni negative, invece, per chimica (8,2%), metallurgia (-4,6%), gomma, materie plastiche e prodotti da minerali non metalliferi (-5,8%). I settori regolati dall'Autorità registrano variazioni negative: il valore aggiunto della fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata ha evidenziato una diminuzione del 3%, mentre quello della fornitura di acqua, reti fognarie, attività di trattamento dei rifiuti e risanamento ha registrato un calo di 1,9%.

La domanda di energia elettrica e di gas naturale nel 2022 è stata molto condizionata dall'estremo rialzo dei prezzi e dalla situazione climatica. L'*Analisi trimestrale del sistema energetico italiano*, pubblicata dall'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA)¹⁷, calcola un indice sintetico delle determinanti della domanda di energia, che combina l'andamento del PIL con quello della produzione industriale e dei gradi giorno riscaldamento e raffrescamento, e che presenta una correlazione molto elevata con i consumi di energia. Nell'insieme del 2022, l'indice è aumentato dell'1% circa, un dato quindi molto inferiore alla crescita del PIL. Il confronto tra i due tassi dimostra, secondo l'ENEA, che la domanda di energia è stata frenata dal calo della produzione industriale e dalle temperature. Più in dettaglio, la riduzione della domanda di energia

17 ENEA, *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano*, n. 1/2023.

è maturata soprattutto nell'ultimo trimestre, a causa di un clima eccezionalmente mite e di un forte calo della domanda industriale, a sua volta causato dagli elevatissimi prezzi estivi di gas ed elettricità.

Secondo quanto si legge nella stessa pubblicazione, *"Il 2022 è stato il quinto anno più caldo di sempre, con le temperature estive più alte mai registrate in Europa dall'età preindustriale. L'Italia è stata più calda della media per quasi tutti i mesi dell'anno, con massimi storici a maggio, ottobre e dicembre (fonte: dati Copernicus)"*. In media annuale viene stimata un'anomalia di +1,12° rispetto alla media trentennale 1991-2020 e il 21% in meno di precipitazioni (fonte: ISPRA). Il caldo dei mesi primaverili ed estivi ha certamente spinto i consumi di elettricità per raffrescamento, ma l'impatto di questi consumi sul fabbisogno di energia dell'anno è stato di molto inferiore rispetto a quello che le temperature autunno-invernali eccezionalmente miti, unite alle misure di contenimento dei consumi energetici imposte negli stessi mesi, hanno prodotto sulla medesima grandezza.

Verso il termine del 2022 si è rilevata una contrazione dell'attività produttiva. La propagazione della spinta inflazionistica alla generalità delle voci di spesa ha interrotto la fase di crescita in corso da sette trimestri, incidendo in particolare sui consumi delle famiglie e determinando una lieve flessione del PIL. La contrazione è stata dovuta sia alla domanda interna, sia alle scorte, mentre la domanda estera netta ha fornito un marcato contributo positivo per la ripresa delle esportazioni, a fronte del calo delle importazioni. Tra la fine del 2022 e l'inizio del 2023 l'andamento economico è stato comunque più positivo di quanto atteso lo scorso autunno.

Domanda e offerta di energia in Italia

Nel 2022 la domanda di energia in Italia è stata fortemente condizionata dai prezzi elevatissimi di gas ed elettricità, dalle condizioni climatiche caratterizzate da temperature invernali molto miti e dalle misure di contenimento dei consumi prese dal Governo per fare fronte alla crisi del gas. Quindi, nonostante una crescita del PIL del 3,7%, il consumo interno lordo di energia è sceso del 4,6% a 146,6 Mtep (153,7 Mtep nel 2021) e i consumi finali energetici sono calati del 3,7% a 109,3 Mtep (113,5 nel 2021). Di conseguenza, l'intensità energetica, dopo alcuni anni di sostanziale stabilità, ha segnato nel 2022 una sensibile discesa da 91 a 84 tep/M€ di PIL.

Relativamente alle singole fonti, si rileva: un calo del gas naturale del 10% per le motivazioni già descritte; una lieve riduzione del consumo di petrolio e di prodotti petroliferi pari allo 0,5% (sostenuti dal settore trasporti); un aumento del 34% del carbone, dovuto a un suo maggiore impiego nelle centrali termoelettriche per risparmiare gas, in controtendenza con gli anni precedenti al 2021, che ne avevano visto una progressiva riduzione degli usi per le politiche di decarbonizzazione e per una forte perdita di competitività. Le fonti rinnovabili e i bioliquidi fanno registrare una diminuzione del 7,8% (-2,3 Mtep), conseguente alla riduzione della disponibilità idroelettrica per la scarsa piovosità, che ha ampiamente più che compensato l'incremento della produzione fotovoltaica. Si è registrato, poi, un lieve aumento (+0,5%) delle importazioni nette di elettricità. La fonte primaria a maggiore incidenza resta il gas, con il 38%, seguito da petrolio e suoi derivati per quasi il 36%; nonostante l'aumento, il carbone pesa appena per il 5%, mentre rinnovabili e bioliquidi per il 19% circa.

La dipendenza complessiva del nostro sistema energetico dalle importazioni (al netto dei prodotti esportati) è stata nel 2022 dell'81% circa, in crescita rispetto al 75% del 2021, soprattutto in conseguenza della diminuzione della produzione idroelettrica.

A causa dell'aumento record dei prezzi del gas, la fattura energetica nazionale a prezzi correnti è aumentata rispetto al 2021 del 130%, per un'incidenza sul PIL del 6,1% rispetto al 2,8% del 2021, peso superiore a quello raggiunto nel 1975 (3,7%) e nel 1980 (5,0%), periodi caratterizzati dalle grandi crisi petrolifere (elaborazioni su dati Unione energie per la mobilità).

Analizzando i consumi finali per settore, si rileva una riduzione degli utilizzi dell'industria del 7,8%, con una diminuzione del gas del 15,5% e dell'energia elettrica del 3,9%. Il calo è soprattutto conseguente ai prezzi di gas ed elettricità che hanno determinato un rallentamento delle attività più energivore e conversioni/riconfigurazioni dei processi industriali. Sensibile il calo del settore residenziale (-10,3%) per le condizioni climatiche e le misure di riduzione dei consumi. In diminuzione di quasi il 3% anche il settore dei servizi. In aumento, invece, i consumi dei trasporti (+5,3%), soprattutto di prodotti petroliferi (+6,5%), in ripresa dopo il calo determinato dalla pandemia.

I consumi di energia elettrica si sono ridotti dell'1,1%, ma l'incidenza dell'elettricità sui consumi finali è tornata ad aumentare segnando il 22,7%. Il dato si inserisce in un *trend* di lungo periodo che vede la penetrazione del vettore elettrico crescere progressivamente, anche se a ritmi probabilmente inferiori alle attese e agli obiettivi. La diminuzione dei consumi è stata più sensibile nell'industria (-3,9%) e nel residenziale (-2,8%) per le cause già indicate, in aumento invece gli usi elettrici dei servizi (+4,9%). Il peso maggiore sui consumi elettrici è dell'industria, con il 42%, seguito dai servizi, con il 29%, e dal residenziale, con il 23%.

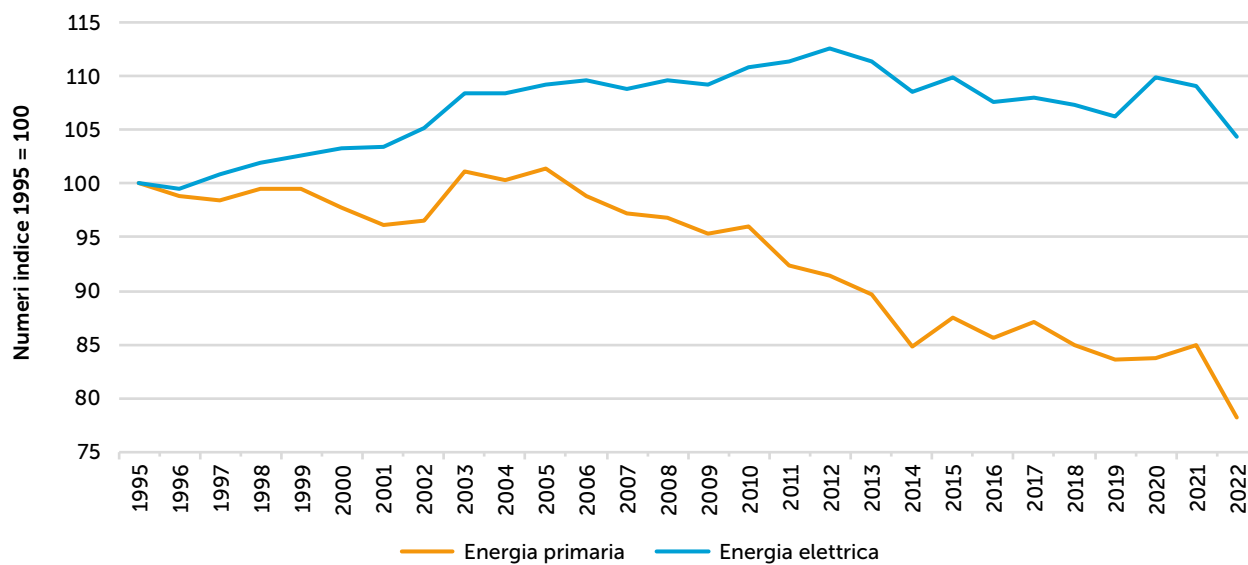
TAV. 1.17 Bilancio energetico nazionale nel 2021 e nel 2022 (in ktep)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E DERIVATI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLIQUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
2021								
+ Produzione	36.676	-	5.228	2.608	27.698	1142	-	-
+ Saldo importazioni	144.188	5.555	71.977	59.784	2.869	-	-	4.004
- Saldo esportazioni	29.339	181	26.856	1.264	713	-	-	325
+ Variazione delle scorte	4.653	163	3.159	1.303	28	-	-	-
= Disponibilità energetica lorda	156.179	5.538	53.508	62.430	29.882	1.142	-	3.679
- Bunkeraggi marittimi e aviazione internazionale	4008	-	4008	-	-	-	-	-
= Consumo interno	152.171	5.538	49.500	62.430	29.882	1.142	-	3.679
Ingressi in trasformazione	134.966	6.750	81.391	25.859	19.858	856	-	251
Uscite dalla trasformazione	111.539	1.590	78.190	137	1.423	-	5.344	24.856
Settore Energia	7.278	39	3.009	1.451	-	-	1.257	1.523
Perdite di distribuzione	2.791	-	-	186	-	-	969	1.636

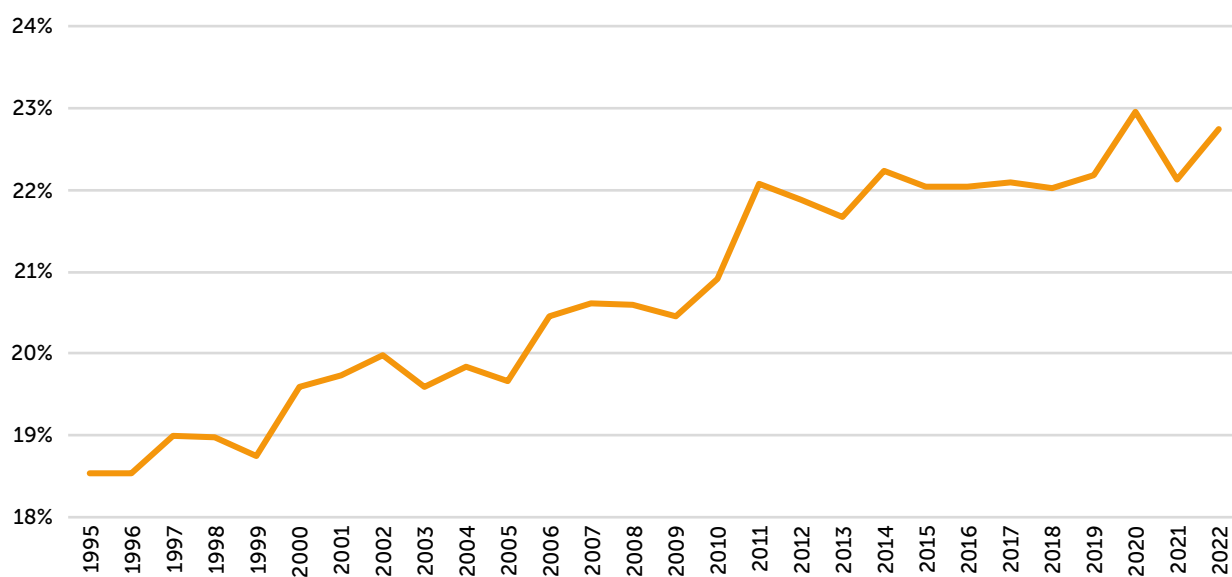
(segue)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E DERIVATI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLIQUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
Disponibile per consumo finale	118.675	338	43.290	35.072	11.446	286	3.119	25.125
Consumo finale non energetico	5.851	5	5.182	664	-	-	-	-
Consumo finale energetico	113.504	400	38.425	34.705	11.446	286	3.119	25.125
+ Industria	25.866	400	2.225	9.447	494	286	2.042	10.972
+ Trasporti	34.914	-	31.512	1.050	1.416	-	-	936
+ Servizi	16.632	-	563	6.378	2.618	-	200	6.873
+ Residenziale	32.664	-	1.878	17.475	6.835	-	710	5.765
+ Agricoltura e pesca	3.292	-	2.151	355	83	-	125	577
+ Altri settori	136	-	95	-	-	-	41	-
Differenze statistiche	-680	-67	-316	-297	-	-	-	-
2022								
+ Produzione	33.752	-	4.525	2.544	25.558	1.126	-	-
+ Saldo importazioni	151.863	7.857	77.847	59.452	2.632	-	-	4.075
- Saldo esportazioni	33.005	248	27.995	3.779	604	-	-	379
+ Variazione delle scorte	-3.435	-182	-1.094	-2.114	-45	-	-	-
= Disponibilità energetica lorda	149.175	7.427	53.282	56.104	27.540	1.126	-	3.696
- Bunkeraggi marittimi e aviazione internazionale	5.125	-	5.125	-	-	-	-	-
= Consumo interno	144.051	7.427	48.157	56.104	27.540	1.126	-	3.696
Ingressi in trasformazione	136.557	8.994	83.541	24.795	18.168	840	-	218
Uscite dalla trasformazione	115.867	1.710	82.393	186	1.396	-	5.582	24.600
Settore Energia	6.972	50	3.131	898	-	-	1.313	1.580
Perdite di distribuzione	2.916	-	-	264	-	-	1.015	1.638
Disponibile per consumo finale	113.473	94	43.878	30.333	10.768	286	3.254	24.860
Consumo finale non energetico	4.433	6	3.876	550	-	-	-	-
Consumo finale energetico	109.307	194	40.175	29.769	10.768	286	3.254	24.860
+ Industria	23.842	194	2.215	7.979	485	286	2.137	10.546
+ Trasporti	36.758	-	33.576	865	1.389	-	-	928
+ Servizi	16.144	-	603	5.422	2.589	-	317	7.212
+ Residenziale	29.305	-	1.625	15.112	6.224	-	737	5.607
+ Agricoltura e pesca	3.112	-	2.054	390	81	-	20	567
+ Altri settori	146	-	102	-	-	-	43	-
Differenze statistiche	-267	-107	-174	13	-0	-	0	-

Fonte: ARERA, elaborazione su dati del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

FIG. 1.24 Intensità energetica del PIL dal 1995

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e di Terna.

FIG. 1.25 Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995

Fonte: ARERA, elaborazione su dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Sistemi idrici in Europa

Siccità in Europa

Il fenomeno della siccità sta emergendo con particolare vigore in ampie aree dell'Europa nord-occidentale, oltre che in Europa meridionale, secondo uno studio del *Joint Research Centre* (JRC) della Commissione europea¹⁸. La domanda di acqua dolce nei 27 stati membri dell'UE (UE 27) è soddisfatta in gran parte dall'estrazione da acque superficiali (fiumi, bacini idrici e laghi) e sotterranee. Come evidenziato nella tavola 1.18, tra il 2000 e il 2019, l'estrazione totale di acqua all'anno, nell'UE 27, è diminuita circa del 24%, passando da circa 235.000,00 milioni di m³ nel 2000 a circa 177.000,00 milioni di m³ nel 2019.

Tuttavia, i contributi relativi delle acque superficiali e sotterranee al volume totale di acqua estratta sono cambiati durante questo periodo: nel 2000, le acque superficiali rappresentavano l'82% dell'estrazione e le acque sotterranee il 18%, mentre nel 2019 le acque superficiali rappresentavano solo il 75% e le acque sotterranee il 25%. L'aumento dell'estrazione di acqua dalle acque sotterranee può essere in gran parte spiegato dall'aumento della domanda nei settori dell'approvvigionamento idrico pubblico e dell'agricoltura. È probabile che i cambiamenti climatici che aggravano la variabilità stagionale nella disponibilità di acque superficiali abbiano contribuito a questo andamento, poiché la domanda di acqua è aumentata durante i mesi primaverili ed estivi, quando la disponibilità di acqua superficiale è limitata, in particolare nell'Europa meridionale, causando concorrenza tra i settori e, soprattutto, tra l'approvvigionamento idrico pubblico e quello dell'agricoltura.

TAV. 1.18 Totale prelievi idrici in Europa (in M(m³))

PAESE	ACQUE DOLCI SUPERFICIALI		ACQUE DOLCI SOTTERRANEE	
	2019	2000	2019	2000
Austria	1.217,7	2.549,7	629,6	1.026,6
Belgio	4.559,9	7.846,1	520,0	684,4
Bulgaria	4.859,9	5.385,7	573,2	822,5
Cechia	890,3	1.277,0	336,2	429,5
Cipro	61,6	54,6	139,9	146,0
Croazia	211,4	287,7	419,8	431,7
Danimarca	211,0	5,0	764,0	657,7
Estonia	760,2	1.188,1	224,9	256,1
Finlandia	2.167,0	2.014,6	289,6	255,4
Francia	22.325,4	25.677,9	5.761,0	5.802,5
Germania	15.199,0	36.173,0	3.834,6	5.138,2
Grecia	3.838,4	6.617,5	6.189,3	3.593,1
Irlanda	887,5	812,6	453,4	126,9

(segue)

18 JRC Publications Repository - Drought in Europe, March 2023 (europa.eu). Tra le cause, lo studio menziona le temperature invernali al di sopra della media stagionale per un prolungato periodo, le scarse precipitazioni e una scarsa distribuzione della neve sui rilievi alpini - già aggravatasi nel 2022 -.

PAESE	ACQUE DOLCI SUPERFICIALI		ACQUE DOLCI SOTTERRANEE	
	2019	2000	2019	2000
Italia	23.322,7	32.085,3	10.174,9	9.797,7
Lettonia	90,4	168,8	90,4	99,6
Lituania	119,0	2.003,5	148,6	76,5
Lussemburgo	22,9	17,1	25,3	20,0
Malta	1,2	1,3	36,5	35,5
Paesi Bassi	8.157,9	6.487,6	1.157,6	1.002,0
Polonia	7.347,0	9.371,7	1.688,0	1.843,0
Portogallo	3.221,2	5.326,8	2.019,3	1.826,0
Romania	3.751,1	6.857,8	518,8	1.079,2
Slovacchia	258,1	917,8	314,8	414,8
Slovenia	752,6	694,5	190,6	104,2
Spagna	24.028,3	30.456,3	6.330,8	5.988,9
Svezia	711,5	2.705,7	201,8	534,4
Ungheria	4.144,5	5.226,0	518,9	697,7
TOTALE UE 27	133.117,7	192.209,7	43.551,8	42.890,1

Fonte: *European Environmental Agency*.

Nonostante i notevoli risultati conseguiti nel ridurre l'estrazione complessiva di acqua nell'UE negli ultimi 20 anni, l'incertezza sulla disponibilità stagionale di acqua è in aumento. Per gestire i rischi associati a tale incertezza e conseguire gli obiettivi della Direttiva quadro europea sulle acque¹⁹ e del *Green Deal* europeo²⁰, sarà necessario incrementare l'efficienza nell'uso dell'acqua e migliorare l'adattamento ai cambiamenti climatici.

Per quanto concerne gli utilizzi domestici di acqua, la percentuale di famiglie collegate agli impianti di trattamento almeno secondario delle acque reflue varia da un paese europeo all'altro, come indicato nella tabella sottostante. Nell'Europa centro-occidentale, per esempio, il tasso di connessione è del 97%. Nei paesi dell'Europa meridionale, sudorientale e orientale, è generalmente inferiore, sebbene sia aumentato negli ultimi 10 anni fino a raggiungere circa il 70% (*European Environmental Agency*, 2017). I dati per l'Italia negli anni più recenti non sono disponibili; la percentuale relativa al 2016 è di circa il 60%.

TAV. 1.19 Percentuale di popolazione collegata almeno al trattamento secondario delle acque reflue urbane

PAESE	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Austria	86,0	88,9	91,8	92,7	93,9	94,5	95,0	99,8	99,8	99,1
Belgio	47,7	53,2	57,4	71,0	75,0	76,8	80,5	82,8	84,3	83,6
Bulgaria	37,8	38,0	38,8	41,4	45,1	53,9	54,8	61,8	63,7	65,1
Cechia	69,7	70,8	71,9	75,4	76,9	78,0	79,8	81,2	82,3	83,4

(segue)

¹⁹ Direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque.

²⁰ Si veda commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it.

PAESE	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Cipro	18,3	28,4	29,8	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	82,7	n.d.
Croazia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9
Danimarca	88,0	n.d.	n.d.	n.d.	93,4	94,2	96,3	96,8	97,1	97,7
Estonia	71,0	72,0	78,0	84,0	79,0	81,0	83,0	83,0	83,0	83,0
Finlandia	81,0	81,0	82,0	82,0	83,0	83,0	85,0	84,0	85,0	85,0
Francia	77,3	79,5	n.d.	n.d.	77,7	80,2	80,4	80,5	80,2	79,9
Germania	92,6	93,8	97,3	91,9	95,6	95,4	95,6	96,0	n.d.	n.d.
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	85,0	87,4	92,0	92,8	93,4	94,8	94,2
Irlanda	29,0	n.d.	n.d.	59,0	71,0	58,8	60,0	61,2	61,8	61,9
Italia	n.d.	n.d.	54,2	57,5	n.d.	57,6	n.d.	59,6	n.d.	n.d.
Lettonia	51,1	62,7	62,5	55,1	58,9	67,6	71,2	74,1	75,4	80,4
Lituania	n.d.	n.d.	47,5	n.d.	63,7	63,1	69,4	73,5	75,8	77,0
Lussemburgo	n.d.	88,1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	96,6	96,9	97,0	98,3
Malta	12,9	10,9	9,3	14,6	7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5
Paesi Bassi	98,5	98,9	99,1	99,3	99,3	99,5	99,4	99,5	99,5	99,5
Polonia	54,0	56,8	60,7	62,9	64,5	68,5	71,4	73,4	74,0	74,8
Portogallo	27,0	32,0	37,0	52,0	55,8	n.d.	n.d.	n.d.	84,6	n.d.
Romania	n.d.	16,9	16,9	n.d.	22,7	35,3	38,2	43,8	48,1	51,8
Slovacchia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	63,6	65,7	68,8
Slovenia	18,4	29,3	47,6	51,1	51,6	53,7	55,6	63,2	69,0	69,3
Spagna	88,0	n.d.	88,0	88,0	93,0	88,7	84,7	86,6	86,6	n.d.
Svezia	93,0	94,0	94,0	94,0	94,0	95,0	95,0	95,0	96,0	96,0
Ungheria	32,4	40,2	45,3	50,0	69,5	72,8	73,5	78,1	80,4	80,9

Fonte: Eurostat.

Nonostante questi significativi miglioramenti degli ultimi anni, circa 30 milioni di persone non sono ancora collegate agli impianti di trattamento delle acque reflue in Europa. Nelle aree in cui le persone vivono lontane, può essere più pratico utilizzare metodi di trattamento individuali, come le fosse settiche, per gestire le acque reflue.

Per la maggior parte dei cittadini europei, le acque reflue (per esempio, acque grigie sporche che fluiscono negli scarichi) vengono raccolte, trasportate e quindi trattate in un impianto di trattamento delle acque reflue urbane al fine di rimuovere i componenti nocivi, prima che l'acqua venga restituita alla natura. Se non trattate adeguatamente, le acque reflue possono inquinare fiumi, laghi, acque sotterranee e mari, e danneggiare la salute umana, in quanto contengono sostanze nutritive, materia organica, agenti patogeni suscettibili di causare malattie e microinquinanti.

TAV. 1.20 Acque reflue urbane raccolte e livello di trattamento applicato in percentuale della popolazione^(A) (valori percentuali)

PAESE	SENZA TRATTAMENTO	PRIMARIO	SECONDARIO	TERZIARIO	NON SPECIFICATO
Austria	0,0	0,0	1,2	94	0,0
Belgio	5,0	0,0	8,4	74,6	0,0
Bulgaria	12,6	0,2	16,1	47,0	0,0
Cechia	3,2	0,1	8,4	73,9	0,0
Croazia	1,7	16,0	35,9	1,0	0,0
Danimarca	0,0	0,2	1,4	90,4	0,0
Estonia	0,0	0,03	3,3	79,6	0,0
Finlandia	0,0	0,0	0,0	85,0	0,0
Francia	0,0	0,0	11,0	69,0	2,0
Germania	0,0	0,02	2,1	93,8	1,1
Grecia	0,0	0,0	6,4	86,9	-
Irlanda	1,6	0,8	40,2	20,9	0,7
Italia	-	2,9	18,7	40,9	0,0
Lettonia	0,0	1,2	18,4	62,1	0,1
Lituania	0,03	0,1	6,7	67,1	0,0
Lussemburgo	1,4	1,6	21,8	75,2	0,0
Malta	0,0	83,9	14,9	0,0	0,0
Paesi Bassi	0,0	0,0	0,8	98,7	0,0
Polonia	0,07	0,0	14,0	59,5	0,0
Portogallo	0,1	7,0	46,7	38,0	0,1
Romania	1,4	3,2	6,2	40,2	-
Slovacchia	0,5	2,2	63,2	1,8	0,0
Slovenia	4,8	0,0	24,3	41,7	0,0
Spagna	0,3	1,7	23,9	69,0	2,3
Svezia	0,0	0,0	4,0	83,0	0,0
Ungheria	2,2	0,07	7,1	72,1	0,0
UE 27 (2020)	0,6	1,2	12,9	68,9	0,8
Norvegia	1,9	21,3	3,9	58,9	0,0
Svizzera	0,3	0,0	-	87,0	0,0
Regno Unito	-	0,0	43,0	57,0	-

(A) Trattasi di acque reflue raccolte ma non trattate prima dello scarico. Secondo una nomenclatura della Commissione europea, il trattamento "primario" riguarda la sedimentazione; il trattamento "secondario" serve a ridurre i composti organici disciolti e sospesi, come quelli che utilizzano metodi biologici; il trattamento "terziario" è più rigoroso, principalmente per ridurre i nutrienti.

Fonte: *European Environmental Agency, 2022.*

La direttiva europea sul trattamento delle acque reflue urbane²¹ del 1991 ha fissato degli standard di trattamento per proteggere l'ambiente idrico, riducendo la quantità di nutrienti e materia organica scaricata, che in futuro

21 Direttiva del Consiglio del 21 maggio 1991 concernente il trattamento delle acque reflue urbane, 91/271/CEE.

potrebbero diventare più rigidi, secondo la recente proposta della Commissione europea di revisione della direttiva sulle acque reflue, in discussione al Parlamento europeo e al Consiglio dei ministri dell'Unione europea²². La tavola 1.20 evidenzia la percentuale di acque reflue urbane raccolte e il livello di trattamento applicato, in percentuale rispetto alla popolazione di ogni singolo Paese dell'Unione europea.

Il trattamento necessario per ridurre al minimo l'inquinamento dell'acqua può portare alla produzione di fanghi di depurazione contaminati, che possono continuare a inquinare il suolo e l'acqua. Nella tavola 1.21 sono indicate le modalità di smaltimento dei fanghi di depurazione adottate nell'Unione europea.

TAV. 1.21 Quote di smaltimento dei fanghi di depurazione dal trattamento delle acque reflue urbane nel 2020, per metodo di smaltimento (valori percentuali)

PAESE	AGRICOLTURA	COMPOSTAGGIO	DISCARICA	INCENERIMENTO	ALTRO
Austria	21,2	19,2	0,1	52,1	7,4
Belgio	23,1	0,0	0,0	75,0	1,9
Bulgaria	77,1	8,6	5,6	0,0	8,7
Cechia	38,7	42,3	8,0	10,9	-
Cipro	11,2	57,8	0,0	3,2	27,8
Croazia	8,1	13,9	12,0	13,7	52,4
Estonia	57,5	31,3	11,2	-	-
Finlandia	40,0	58,4	1,1	0,4	0,1
Germania	16,5	8,4	0,0	74,3	0,8
Grecia	9,9	-	35,7	36,5	18,0
Irlanda	88,6	11,1	0,1	0,0	0,1
Italia^(A)	18,0	41,0	25,0	3,0	13,0
Lettonia	28,7	20,7	3,2	0,0	16,0
Lituania	27,7	34,3	3,7	32,5	1,8
Lussemburgo	20,9	15,2	0,0	33,5	30,4
Malta	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0
Paesi Bassi	0,0	0,0	0,5	95,6	3,9
Polonia	24,2	5,2	1,2	17,3	52,1
Romania	21,3	2,0	55,3	0,8	20,5
Slovacchia	0,0	47,6	12,7	21,5	18,3
Slovenia	0,0	1,3	1,9	36,1	60,6
Spagna	87,0	-	7,5	5,5	-
Svezia	41,4	27,1	1,2	1,4	28,9
Ungheria	20,2	73,6	0,6	5,6	0,0

(A) Dati aggiornati al 2022.

Fonte: *European Environmental Agency*, 2022.

²² La proposta di revisione della direttiva risale al 26 ottobre 2022 ed è disponibile al seguente indirizzo: environment.ec.europa.eu/publications/proposal-revised-urban-wastewater-treatment-directive_en.

Rifiuti urbani e assimilati in Europa

Verso un cambio di strategia?

Nel panorama comunitario degli sviluppi normativi e regolamentari relativi all'industria dei rifiuti urbani, il 2022 si connota per l'avvio di un ripensamento dell'approccio complessivo alla gestione dei rifiuti, promosso dalla Commissione in corrispondenza con le prime concrete realizzazioni del "Piano d'azione per l'economia circolare" (parte qualificante del più ampio percorso di decarbonizzazione proposto nel *Green Deal*), adottato nel 2020²³ e rafforzato dal Parlamento europeo nel 2021. Sulla base della constatazione di una dinamica apparentemente insoddisfacente nell'andamento dei parametri che descrivono l'attitudine della gestione dei rifiuti urbani a soddisfare i criteri di circolarità, la Commissione ha diretto i propri sforzi di proposta legislativa e regolamentare, da un lato, a migliorare l'impianto del c.d. Pacchetto economia circolare adottato nel 2018 e, dall'altro lato, a prefigurare un cambio di paradigma – raccomandato dal Parlamento nelle sue risoluzioni sul Piano d'azione – che promuova la riduzione nella produzione stessa di rifiuti quale elemento prioritario, senza rinunciare a progressi anche molto ambiziosi nei tassi di riciclo e di preparazione al riutilizzo, nonché nella promozione di un mercato dei materiali provenienti dal riciclo.

In merito al primo filone, relativo a interventi di aggiustamento dell'impianto normativo esistente, rileva la lunga e complessa consultazione che la Commissione ha avviato agli inizi del 2022, avvalendosi anche dell'apporto tecnico del Centro di ricerche congiunto (*Joint Research Centre, JRC*), finalizzata alla presentazione di proposte di riforma della direttiva 2018/851/UE, c.d. Direttiva quadro sui rifiuti, che è alla base del Pacchetto economia circolare. La consultazione ha riguardato principalmente i criteri tecnici e gestionali della raccolta differenziata, la revisione degli obiettivi di differenziazione per alcune tipologie di rifiuti e l'affinamento dei regimi di responsabilità estesa del produttore. Per il secondo filone, la Commissione ha presentato, nell'ultimo scorcio del 2022, una proposta di regolamento sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio²⁴, divenuta fonte di acceso dibattito tecnico e politico sia tra i portatori d'interesse, sia tra i co-legislatori europei. In estrema sintesi, la proposta di regolamento, che modifica anche profondamente l'*acquis* comunitario in materia fino a sostituire la direttiva "storica" del 1994 sugli imballaggi (comunque già ripetutamente rivista dai successivi interventi di riforma), stabilisce obiettivi quantitativi e temporali di riduzione nella produzione e messa in commercio di imballaggi, nonché misure per il sostegno al riutilizzo e obblighi di utilizzo nei prodotti nuovi di materie riciclate. La proposta di regolamento concretizza, per la prima volta in modo non meramente programmatico, il principio di sostegno alla riduzione dei rifiuti, da tempo presente nella legislazione comunitaria.

Delle accennate proposte normative si dà ulteriore conto anche in altra parte di questa *Relazione Annuale*²⁵. In questa sede, vale evidenziare il presupposto dell'azione d'innovazione normativa della Commissione, che risiede nella richiamata constatazione dell'apparente stallo nella dinamica di avvicinamento all'economia circolare. Un avvicinamento che è stato, in effetti, molto rapido in una prima fase di dispiegamento degli effetti della legisla-

23 Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni: "Un nuovo piano d'azione per l'economia circolare – Per un'Europa più pulita e più competitiva", 11 marzo 2020, e successiva apposita risoluzione del Parlamento europeo del 10 febbraio 2021.

24 Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio, che modifica il regolamento (UE) 2019/1020 e la direttiva (UE) 2019/904 e che abroga la direttiva 94/62/CE, del 30 novembre 2022.

25 La consultazione del 24 maggio 2022, preceduta da una consultazione preliminare nel febbraio 2022, finalizzata a raccogliere elementi per la riforma della direttiva quadro rifiuti, riguarda riduzione e prevenzione dei rifiuti, spreco alimentare, raccolta differenziata, incentivi regolamentari ed economici, e porterà a una proposta legislativa prevista entro l'estate 2023. La proposta di regolamento del 30 novembre 2022 sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio, che abroga la direttiva 94/62/CE sugli imballaggi e modifica il regolamento (UE) 2019/1020 (Conformità dei prodotti) e la direttiva 2019/904/UE (incidenza sull'ambiente di determinati prodotti di plastica) contiene obiettivi di riduzione dell'immissione in commercio di imballaggi (-5% *pro capite* entro il 2030, -10% entro il 2035 e -15% entro il 2040) e soglie minime di materiale riciclato presente nei nuovi imballaggi (per esempio, 50% in PET dal 2030).

zione dei rifiuti, approssimativamente identificabile nel periodo che va dal 1996 al 2015, per poi, come vedremo in qualche dettaglio, rallentare in anni più recenti.

La dinamica dei parametri dell'economia circolare nella gestione dei rifiuti

La constatazione di una dinamica insoddisfacente nello sviluppo dell'economia circolare, come definito dalla crescita dei parametri relativi all'industria dei rifiuti, con particolare riguardo al riciclo e all'immissione nel ciclo produttivo dei materiali derivanti dal riciclo, nonché alla produzione stessa di rifiuti (che rientrerebbe, secondo le accennate proposte di innovazione normativa, in una concettualizzazione "allargata" di circolarità), è richiamata dalla Commissione nell'avvio del corrente processo di riforma. Nonostante la conferma dei buoni risultati in termini di recupero di materia ed energia dai rifiuti urbani anche nel 2021 (49% in peso, contro il 48% dell'anno precedente), l'esecutivo comunitario sottolinea la perdurante tendenza all'aumento della produzione assoluta e *pro capite* di rifiuti urbani e la leggera riduzione dell'indice di circolarità, misura della capacità dell'economia di riutilizzare i materiali riciclati, integrandoli nel ciclo produttivo.

Nel seguito di questa sezione della *Relazione Annuale* si proporrà una sintesi delle principali evidenze in merito alle grandezze fondamentali che descrivono il sistema di gestione dei rifiuti urbani nell'Unione europea, nonché qualche considerazione preliminare, e pressoché esclusivamente basata sulle informazioni ricavabili dai dati Eurostat, sulla misurazione e sulle tendenze dei parametri proposti per la valutazione del grado di circolarità dell'economia.

I dati presentati in questa sezione sono, laddove non diversamente indicati, di fonte Eurostat e si riferiscono all'anno 2021, per le consuete statistiche sulla produzione e destinazione per tecnologia di trattamento, e al 2020, per le misure di circolarità. Si tratta degli anni che hanno risentito in modo molto rilevante dell'impatto economico e sociale della pandemia da Covid-19, con ciò che ne consegue in termini di valutazione oggettiva delle tendenze in materia di generazione dei rifiuti urbani, per la quale è ragionevole attendersi un incremento assoluto per effetto dei confinamenti, e di misura dei fenomeni rappresentativi della gestione dei rifiuti in rapporto all'economia nel suo complesso. È chiaro, infatti, come la contrazione delle attività economiche abbia effetti distorsivi, per esempio, nell'evidenza del rapporto tra rifiuti generati e prodotto interno lordo. Eurostat non depura i dati sulla gestione dei rifiuti urbani dagli effetti congiunturali, né sono disponibili, a oggi, studi sulla temporaneità degli effetti della pandemia sull'evoluzione dei modelli di produzione e di gestione dei rifiuti. Pertanto, nelle figure di questa sezione si è scelto, ove possibile, di affiancare il dato del 2021 a quello del 2020, allo scopo di evidenziare, in prima approssimazione, gli effetti apparenti della crisi economica del periodo.

Come pure evidenziato nella scorsa *Relazione Annuale*, una visione più chiara delle tendenze in materia di rifiuti urbani sarà possibile solo nel medio termine, quando si potranno ragionevolmente considerare superate le conseguenze della crisi pandemica. Tale considerazione riveste qualche importanza nell'analisi, e presumibilmente anche nella valutazione, di costi e benefici della futura legislazione, del fondamento statistico del dibattito sulla dinamica dell'economia circolare, laddove questa venga misurata, al di là di ogni possibile obiettivo generale di *policy* sovraordinato, da indicatori la cui evoluzione deve essere necessariamente valutata su tempi non brevi.

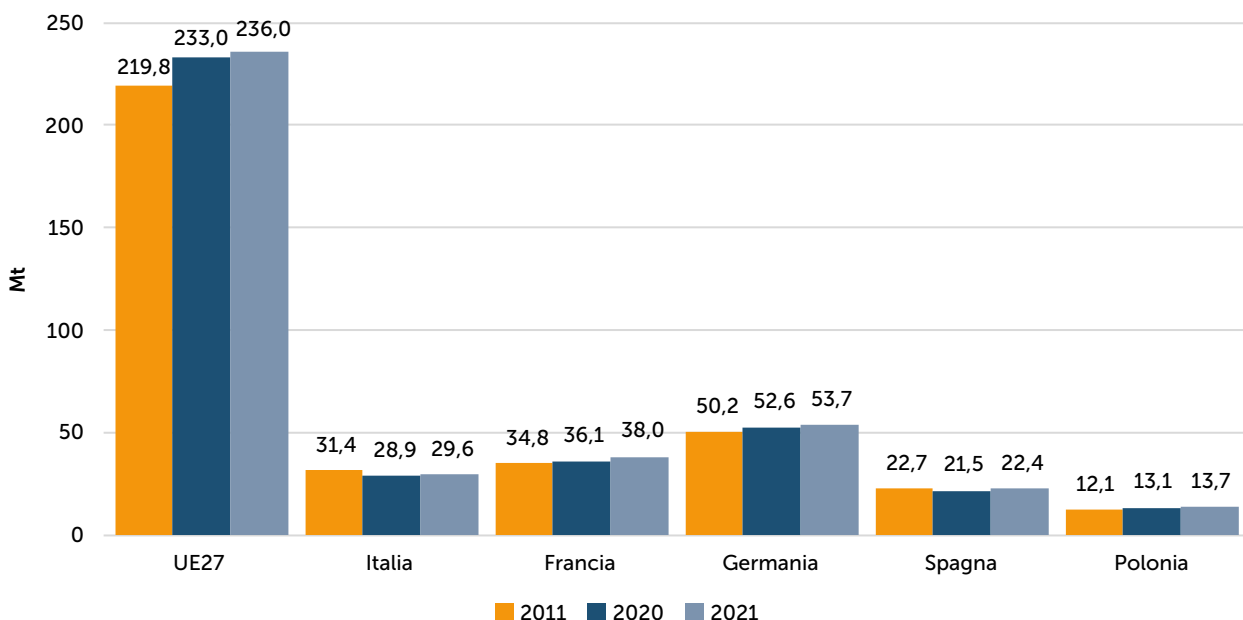
Da notare anche che cifre e figure riportate in questa sezione potrebbero non essere di immediato confronto con le analoghe grandezze riportate nelle precedenti *Relazioni Annuali*, per effetto delle modifiche che Eurostat apporta alle serie storiche contestualmente al loro aggiornamento. Tali aggiornamenti sono conseguenza

dell'integrazione di informazioni ulteriori eventualmente ricevute dagli stati membri, ovvero di controlli di affidabilità e coerenza realizzati dall'ente statistico comunitario all'evidenza presentata negli anni precedenti.

Produzione dei rifiuti nell'Unione europea

Nel 2021 i 27 Paesi dell'Unione europea hanno complessivamente prodotto 236 milioni di tonnellate di rifiuti urbani (Fig. 1.26), con un leggero incremento rispetto all'anno precedente (+1,2%). Tradotta in termini *pro capite*, tale cifra corrisponde a 530 kg in media per abitante, in crescita dell'1,9% rispetto al 2020. L'aumento della generazione di rifiuti assoluta e *pro capite* appare abbastanza uniformemente distribuito tra gli stati membri, a conferma del suo significato di ripresa e di uscita dalla crisi indotta dalla pandemia. In Italia, in particolare, la generazione di rifiuti urbani cresce in assoluto del 2,3% e raggiunge 29,6 milioni di tonnellate, dato che si traduce in un aumento della produzione *pro capite* del 3%, pari a 502 kg in media per abitante.

FIG. 1.26 Generazione di rifiuti urbani nell'Unione europea e in alcuni paesi



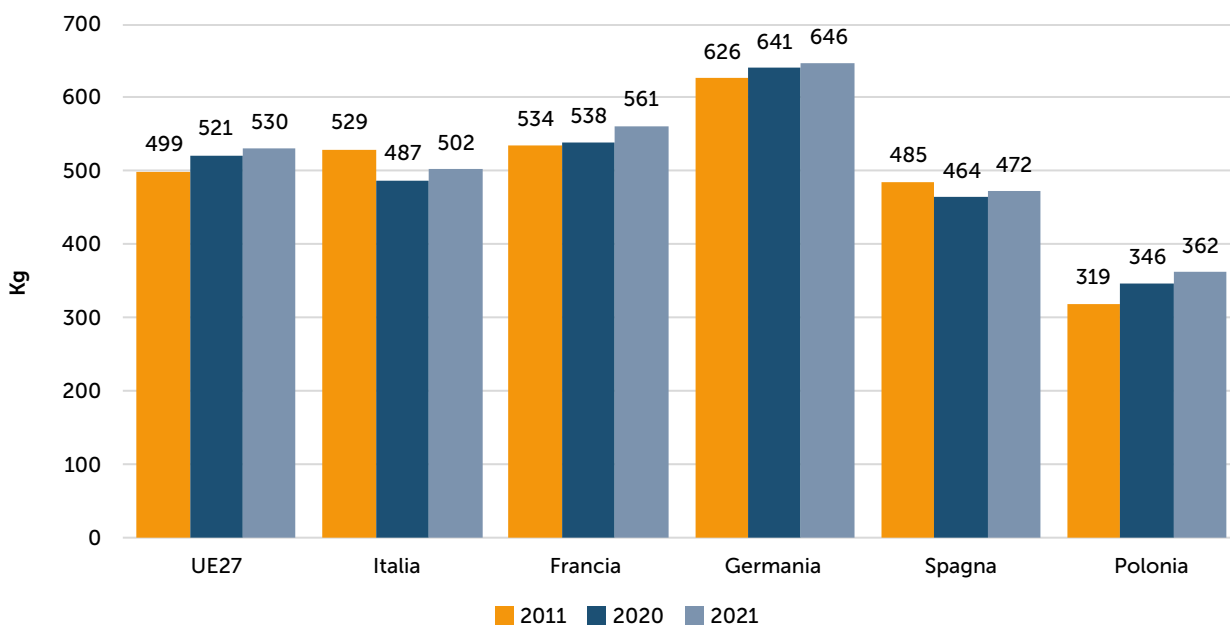
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e Ispra.

La tendenza alla stabilità nel tempo della produzione assoluta, a livello comunitario, è confermata dal dato relativo alla generazione *pro capite* di rifiuti (Fig. 1.27); la riduzione tendenziale registrata in alcuni stati membri (tra questi, Italia e Spagna, presenti nel *panel* dei paesi notevoli considerati nei grafici di questa sezione) è più che compensata dalla crescita in alcune grandi economie (Francia e Germania) e in parte dell'area centro-orientale dell'Unione.

I dati più recenti, al netto delle considerazioni già espresse sull'effetto distorsivo della crisi pandemica sull'economia e sui consumi, possono quindi essere letti in una duplice prospettiva: la generazione dei rifiuti urbani non sembra calare nel tempo, cosa che richiederebbe interventi strutturali sui modelli di produzione e di consumo; al contempo, non si assiste a fenomeni sostanziali di crescita, a conferma di una tendenza nel tempo che appare stabilizzare la generazione assoluta e *pro capite* dei rifiuti urbani e che pure, se valutata rispetto alla crescita economica, sembra orientata a realizzare l'auspicato "disaccoppiamento" tra ricchezza e rifiuti, indice di maturazione nei modelli di consumo e di consapevolezza dell'impatto ambientale delle scelte. Se il concetto

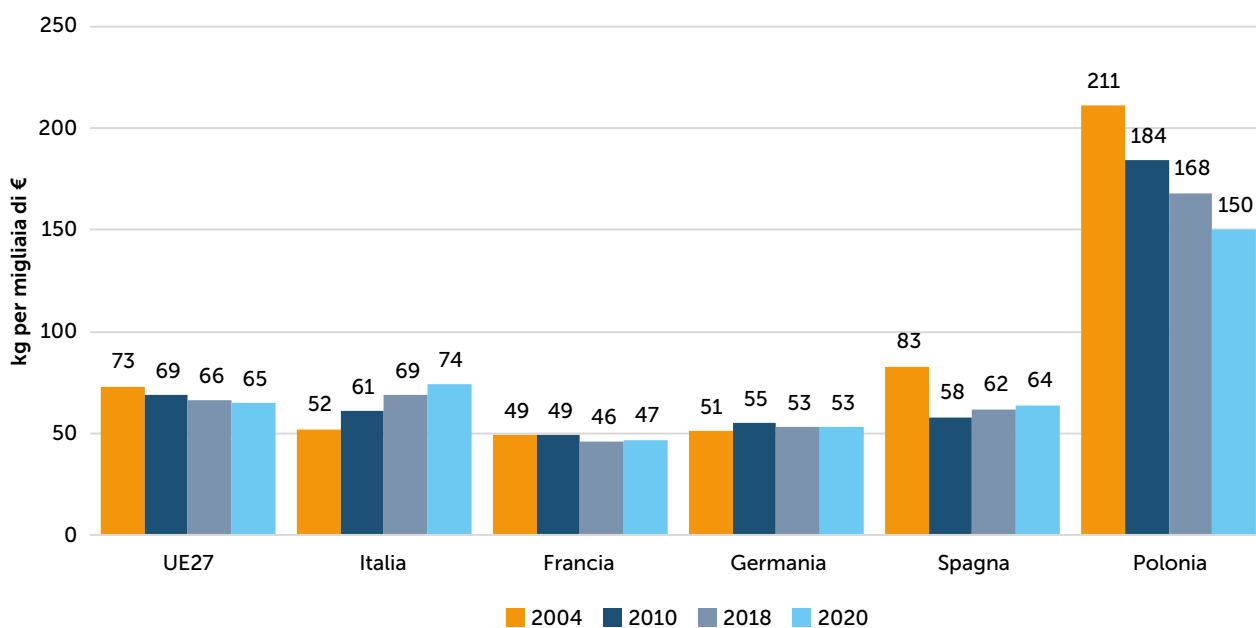
di "riduzione dei rifiuti" è definito in relazione al rapporto che produzione e rifiuti hanno con l'economia nel suo complesso, rileva l'andamento nel tempo del rapporto tra generazione di rifiuti e prodotto interno lordo, che Eurostat calcola in riferimento a un aggregato più vasto di quello dei rifiuti urbani, e che quindi è descritto a fini indicativi nella figura 1.27, senza tuttavia rinunciare a considerare l'indicatore ragionevolmente rappresentativo anche della dinamica relativa ai rifiuti urbani.

FIG. 1.27 Generazione di rifiuti urbani pro capite in Unione europea e in alcuni paesi



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e Ispra.

FIG. 1.28 Produzione di rifiuti per unità di PIL nell'Unione europea e in alcuni paesi



Fonte: Eurostat.

Non sorprendentemente, la dinamica di costante riduzione del rapporto tra rifiuti generati e unità di prodotto interno si riduce nel 2020 e si inverte in diverse grandi economie europee; tra queste, spicca l'Italia, dove il rapporto, ancora costantemente in crescita, aumenta ulteriormente del 7% tra il 2018 e il 2020, un dato puntuale che si comprende alla luce della flessione del PIL registrata in quell'anno, prossima al 9%. Depurata dagli effetti della crisi pandemica, la tendenza al disaccoppiamento tra produzione di rifiuti e crescita economica osservata a livello europeo appare comunque indiscutibile, se si considera che il rapporto tra rifiuti generati e unità di prodotto diminuisce del 16% tra il 2004 ed il 2020 e del 6% tra il 2010 e il 2020 (Fig. 1.28).

Trattamento dei rifiuti nell'Unione europea: un rallentamento della transizione?

A partire dalla metà degli anni '90 l'industria europea dei rifiuti urbani ha conosciuto un profondo cambiamento strutturale e un'evoluzione, per certi aspetti, impetuosa e certamente all'avanguardia nel panorama mondiale, nel senso della promozione della conservazione dell'ambiente e dell'efficienza nell'uso delle risorse; ciò sia per effetto dell'innovazione normativa che in quel periodo ne assoggettò la gestione al principio della sostenibilità ambientale, sia in relazione a fattori endogeni, quali la percezione delle opportunità economiche legate alla sostituibilità della materia prima con materiali riciclati e la spinta sociale e politica al superamento di un modello inerziale generalmente sbilanciato sulla discarica.

Per quanto risalgano agli anni '70 i primi tentativi di inserire il tema della gestione dei rifiuti in una più ampia visione di sostenibilità ambientale (la prima direttiva in materia è, infatti, la 75/442/CEE del 1975), la materia è stata affrontata organicamente nel 1991 dalla direttiva 91/156/CEE sui rifiuti, che ha modificato la precedente e che ha individuato nella protezione dell'ambiente la base giuridica per la gestione dei rifiuti, nonché dalla direttiva 94/62/CEE su imballaggi e rifiuti da imballaggio, che per la prima volta ha stabilito obiettivi vincolanti, per gli stati membri, in termini di caratteristiche obbligatorie degli imballaggi immessi sul mercato (al fine di renderli idonei alla raccolta differenziata e al riciclo) e di obiettivi minimi di riciclo dei rifiuti da imballaggio.

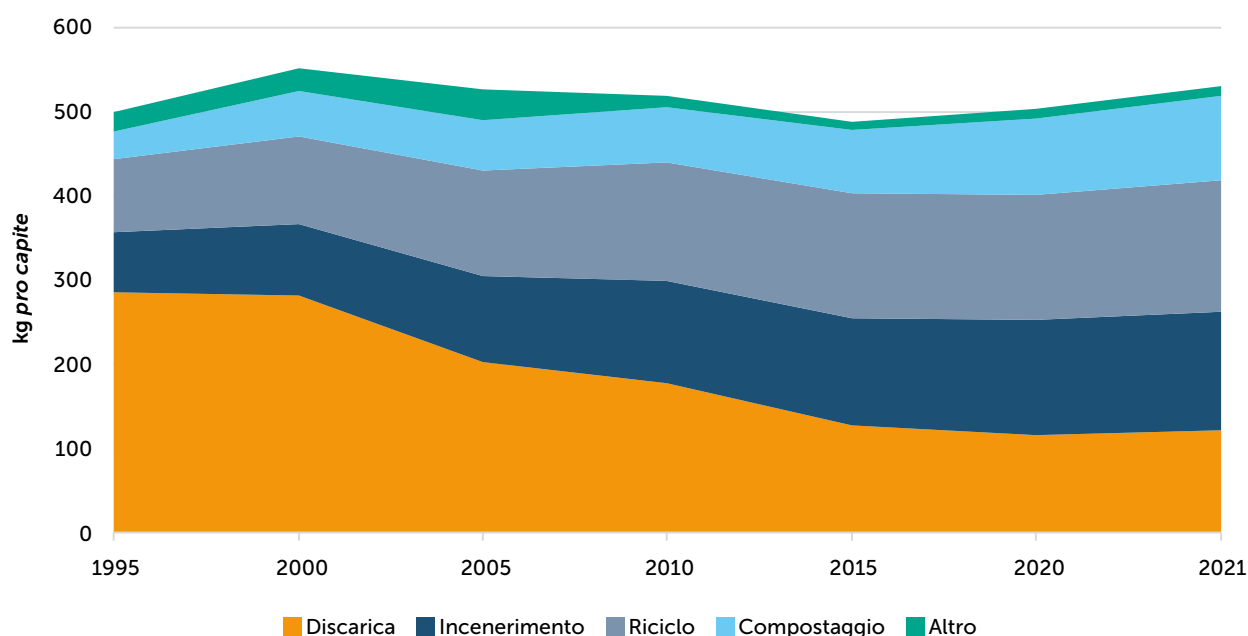
Nei venticinque anni che sono seguiti all'entrata in vigore della direttiva quadro, i progressi nella direzione di una gestione sostenibile dei rifiuti urbani descrivono una vera e propria "transizione ambientale", testimoniata dall'inversione, nella gerarchia tra tecnologie di recupero e smaltimento, delle posizioni della destinazione a discarica e del recupero di materia ed energia. Se nel 1995 si avviavano a riciclo 54 kg di rifiuto urbano *pro capite*, nel 2015 se ne recuperavano 141 kg (+160%) e nel 2021 ne sono state recuperati 157 kg (+190%). I rifiuti urbani *pro capite* recuperati attraverso il compostaggio, erano 33 kg nel 1995, 75 kg nel 2015 (+130%) e 100 kg nel 2021 (+200%). Simmetricamente, il ricorso alla discarica si è più che dimezzato nello stesso periodo, passando dai 286 kg *pro capite* conferiti nel 1995 ai 127 kg nel 2015 e ai 121 kg nel 2021. Il 2015 è, non a caso, l'anno di raffronto intermedio in questa estrema sintesi della dinamica del cambiamento strutturale nella gestione dei rifiuti urbani in Europa: si tratta, infatti, del "punto di inversione", l'anno in cui le statistiche comunitarie registrano per la prima volta il superamento, in termini di rifiuti urbani *pro capite* destinati alle diverse tecnologie di smaltimento e di recupero, del riciclo di materiali rispetto al conferimento in discarica. Vale sottolineare che la diminuzione dell'incidenza del conferimento in discarica, per il quale la normativa prevede la riduzione al 10% del totale in peso dei rifiuti urbani trattati entro il 2035, non è stata interamente compensata dal recupero di materia sotto forma di riciclo e compostaggio: alla crescita del recupero di materia si è, infatti, accompagnata una crescita consistente del

trattamento termico (tipicamente, benché non esclusivamente, con recupero energetico), passato dai 70 kg *pro capite* del 1995 ai 128 kg *pro capite* (+83%) del 2015 e ai 141 kg *pro capite* del 2021 (+100%).

Dal punto di vista di una ricomposizione del mix di tecnologie di trattamento dei rifiuti urbani si può, quindi, certamente parlare di sostanziale efficacia della legislazione europea (in molti casi adottata dagli stati membri con un'accentuazione degli obblighi e degli obiettivi temporali, ciò che è coerente con la natura "minima" della normativa comunitaria) nel promuovere la sostenibilità ambientale e la "circolarità" del sistema di gestione dei rifiuti urbani in Europa. Al centro delle considerazioni e delle preoccupazioni che spingono l'esecutivo comunitario a proporre le iniziative di riforma legislativa di cui si è detto all'inizio di questa sezione, tuttavia, si trova l'apparente rallentamento, evidenziato dai diversi tassi di crescita nei due sottoperiodi in cui è stato virtualmente suddiviso l'intervallo temporale 1995-2021 della dinamica. I risultati recenti, afferma la Commissione nell'invito a presentare contributi preliminari al lancio della consultazione pubblica per la riforma di specifici capitoli della direttiva quadro, come aggiornata appena nel 2018, non sono soddisfacenti; lo stesso obiettivo posto dalla normativa, programmatico ma altamente simbolico, del 50% di rifiuti urbani in peso riciclati entro il 2020 è stato sfiorato, ma non raggiunto (i dati Eurostat indicano il 48% medio per l'UE a 27 nel 2020 e oltre il 49% nel 2021).

La figura 1.29, che rappresenta in maniera sintetica l'evoluzione del contributo delle diverse tecnologie al trattamento dei rifiuti urbani, permette di apprezzare l'andamento descritto, con l'evidente velocità della transizione fino al 2015 e, a partire da quell'anno, una relativa stabilizzazione del mix di trattamento.

FIG. 1.29 *Andamento delle diverse destinazioni dei rifiuti urbani dal 1995 al 2021*



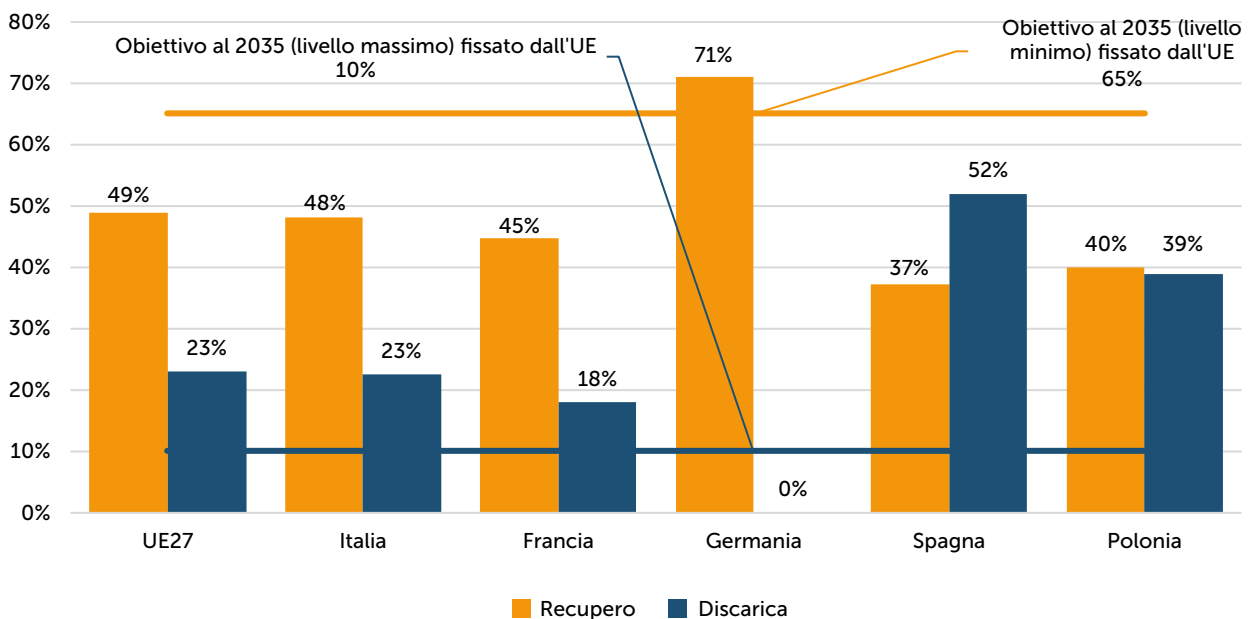
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Se si considera l'evoluzione dell'ultimo biennio, per il quale sono disponibili dati consolidati (da considerare con le cautele dovute al periodo pandemico), il dettaglio della dinamica delle diverse tecnologie evidenzia come, tra il 2019 e il 2021, il ricorso alla discarica si sia ridotto appena del 2,4% (da 124 a 121 kg *pro capite*), il trattamento termico sia cresciuto del 3% (da 137 a 141 kg *pro capite*), il recupero di materiali tramite riciclo del 4,6% (da 150 a 157 kg *pro capite*) e il solo recupero tramite compostaggio abbia visto una decisa crescita (15%, da 87 a 100 kg

pro capite), dati evidentemente considerati dalla Commissione europea come possibili indicatori di un'oggettiva difficoltà dell'Unione e degli stati membri a rimanere sul sentiero della transizione tracciato dagli obiettivi fissati dal Pacchetto economia circolare. Le distanze tra i risultati ottenuti e gli obiettivi per l'Unione europea nel suo complesso sono evidenziate dalla figura 1.30, con l'avvertenza che la nozione di recupero ivi utilizzata si riferisce alla definizione di "riciclo" adottata da Eurostat, che è riferita al recupero di materia e che include nell'aggregato sia il riciclo propriamente detto, sia il compostaggio.

Al di là del dettaglio di un apparente regresso della stessa Italia (per la quale, nell'analoga figura della precedente *Relazione Annuale*, si riportava per il 2020 una quota di rifiuti urbani riciclati e compostati superiore al 50%), dovuto al ricalcolo delle grandezze rilevanti per effetto dell'applicazione della nuova metodologia di omogeneizzazione delle raccolte nazionali e del riporto al livello comunitario dei dati sulla gestione dei rifiuti urbani, non può non rilevarsi, da un lato, il sostanziale allineamento (se non, in qualche caso, un consistente superamento) della media europea e della *performance* delle maggiori economie agli obiettivi di riciclo di medio periodo, come fissati dalla normativa previgente, che prevedeva, come già rilevato, il recupero di materia dal 50% in peso dei rifiuti urbani entro il 2020 e, dall'altro lato, come la dinamica di avvicinamento al modello di minimizzazione del conferimento in discarica appaia critica, come pure la distanza tra i risultati ottenuti e gli obiettivi ulteriori al 2035 per il recupero sembri richiedere una decisa accelerazione in tal senso.

FIG. 1.30 Percentuale di rifiuti urbani destinati a recupero e discarica nel 2021 a confronto con gli obiettivi UE al 2035



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e Ispra.

La Commissione europea prevede di imprimere tale accelerazione sia con gli interventi di affinamento degli strumenti già contenuti nel Pacchetto economia circolare, con particolare riferimento al rafforzamento degli schemi di differenziazione visti come propedeutici a una maggiore capacità di recupero di materia, sia con la progettazione di lungo termine di un sistema complesso di incentivi e obblighi in grado di allargare il mercato dei materiali riciclati, nella convinzione che una domanda in crescita sosterrrebbe il richiesto adeguamento dell'offerta (in tale logica, si iscrive la proposta di regolamento sugli imballaggi e i rifiuti da imballaggio, che punta, tra

l'altro, all'obbligo di accrescere negli imballaggi la componente di materia proveniente dal riciclo). In attesa degli sviluppi normativi e di una futura valutazione statistica dei loro effetti, l'evidenza qui sinteticamente richiamata consente di sottolineare l'importanza dei risultati e l'ampiezza dello sforzo di istituzioni e comunità che hanno saputo adattare comportamenti, infrastrutture e metodi di gestione agli obiettivi sovraordinati.

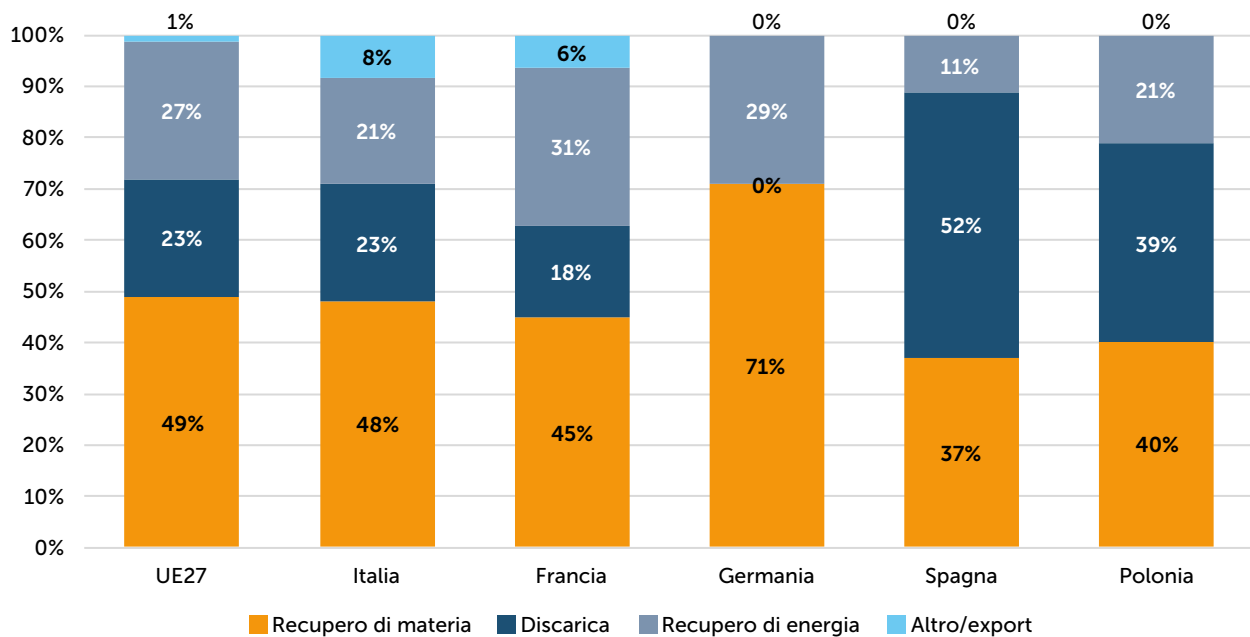
Il relativo rallentamento della transizione ambientale del sistema di gestione dei rifiuti urbani è dovuto a una moltitudine di fattori, non necessariamente tutti indagati e presenti nel giudizio sull'*acquis* e nell'analisi di impatto delle proposte d'innovazione legislativa. Quali possibili ragioni dell'apparente stallo nel processo di sostituzione delle tecnologie di trattamento, si possono considerare i limiti tecnici possibilmente raggiunti dal sistema nel suo complesso (con forme di resistenza all'incremento del recupero di materia che si manifestano in rendimenti marginali dell'industria decrescenti); i ritardi o le insufficienze nell'adeguamento della capacità di trattamento a fronte di raccolte differenziate in crescita per rigidità di origine finanziaria, autorizzativa e programmatica; le incertezze legate ad adeguamenti normativi e regolamentari anche ravvicinati nel tempo; la necessaria ristrutturazione di un settore, a prevalenza tuttora largamente pubblica, che fronteggia problemi dimensionali e organizzativi in relazione a un orientamento dei servizi e dell'industria verso una maggiore intensità di capitale. Quest'ultimo aspetto è, del resto, implicitamente rilevato dalla stessa Commissione, che nell'analisi d'impatto del Pacchetto economia circolare indica in circa 17 miliardi di euro l'ammontare, secondo alcuni studi sottodimensionato, dell'investimento aggiuntivo (quindi ulteriore rispetto alle necessità di sostituzione e adeguamento del parco impiantistico esistente) richiesto entro il 2030, per rendere perseguibili gli obiettivi di incremento del riciclo al 65% e di contenimento dello smaltimento in discarica al 10% entro il 2035²⁶.

Un tema che merita qualche considerazione è certamente quello della disomogeneità orizzontale tra stati membri dei risultati e della velocità di convergenza verso un modello a maggiore recupero di materia e, possibilmente, a maggiore intensità di capitale e innovazione.

Esiste, tra gli stati membri dell'Unione, un'elevata variabilità dei dati descrittivi del mix di tecnologie per il trattamento dei rifiuti urbani: storia industriale, assetto istituzionale ed elementi specifici ai diversi paesi rendono molto diversi i contributi nazionali al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità nella gestione dei rifiuti urbani. La persistenza di tali diversità può essere esaminata sotto due diversi punti di vista: quello della necessità dell'accelerazione per i paesi ritardatari (sistematicamente sottolineata nei rapporti-paese che la Commissione redige sull'adesione degli stati membri alle politiche comunitarie, corredate da raccomandazioni relative alle distanze rispetto agli obiettivi comunitari) e quello della considerazione, nella costruzione degli obiettivi, di vantaggi e svantaggi competitivi che potrebbero consigliare di valorizzare apporti supplementari dalle economie che, per dimensioni, attivazione endogena e capacità tecnologica, mostrano maggiori attitudini e registrano costi marginali inferiori nella realizzazione delle politiche, così da privilegiare il raggiungimento dell'obiettivo medio comunitario in luogo del perseguimento dell'obiettivo minimo per tutti i paesi.

Le differenze strutturali nei sistemi di gestione dei rifiuti urbani sono già in parte evidenziate dalla figura 1.30 in relazione agli obiettivi al 2035. La figura 1.31 ha l'obiettivo di completare e dettagliare il quadro descrittivo delle diversità che caratterizzano il mix di tecnologie di trattamento dei rifiuti urbani nei paesi dell'UE.

26 *Study on investment needs in the waste sector and on the financing of municipal waste management in Member States*, COWI-EUNOMIA, giugno 2019. Studi su singoli stati valutano in almeno 10 miliardi nel 2020 il fabbisogno di investimento di paesi come Italia e Francia.

FIG. 1.31 Percentuale di rifiuti urbani destinati alle diverse tipologie di trattamento e smaltimento nel 2021

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e Ispra.

Economia circolare e rifiuti urbani

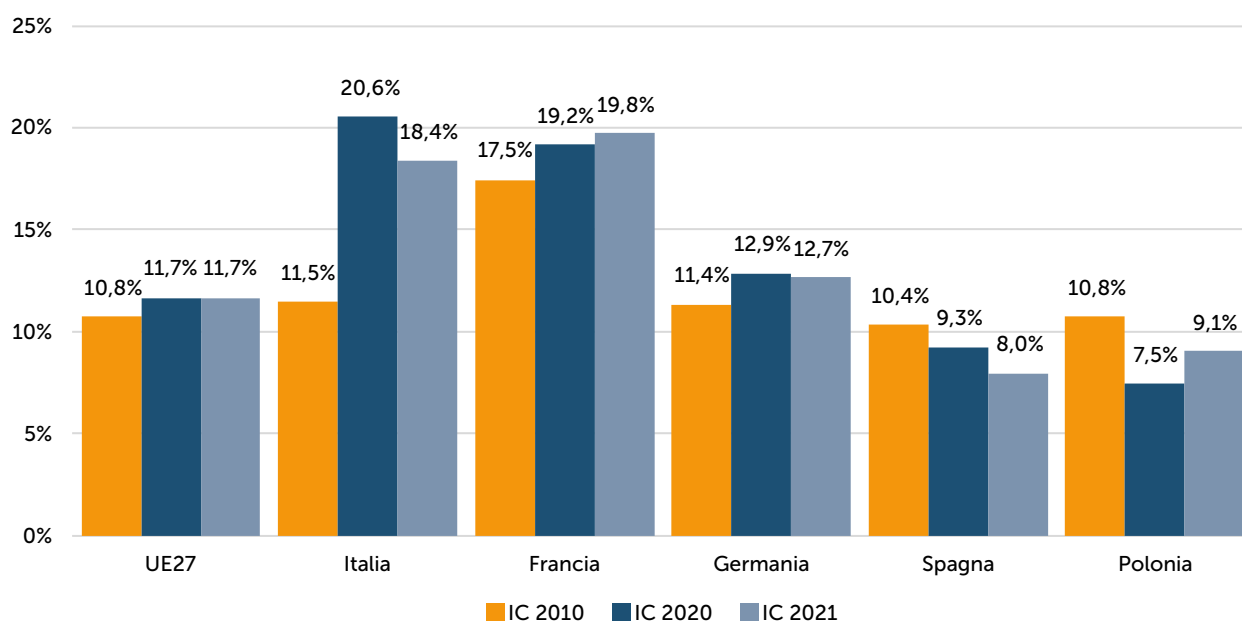
La gestione dei rifiuti urbani ricopre, nella prospettiva più volte menzionata di un marcato orientamento verso una sempre maggiore capacità di recupero di materia (affiancata, nei recenti sviluppi della normativa, dalla riduzione assoluta della produzione stessa di rifiuti), un ruolo di primo piano nella realizzazione del piano di decarbonizzazione di medio e lungo termine sostenuto dal *Green Deal*. In tale contesto si riconosce la valenza sistemica del settore, nella misura in cui può contribuire alla ricerca sempre più accentuata di conservazione e risparmio di materie prime ed energia. Dall'allargamento della visione si attende anche, in qualche misura, un superamento dei limiti evidenziati dalle precedenti osservazioni sulla dinamica insoddisfacente della transizione: la necessità economica e politica di sostituire, per quanto possibile, le importazioni di materie prime costituisce un potente incentivo ad aumentare la produttività del sistema rifiuti e la sua capacità, anche attraverso l'innovazione e lo sviluppo tecnologico, di offrire materie prime seconde (le materie derivate dal recupero e che sono in tutto assimilabili alle materie prime) di qualità e in quantità crescenti. La creazione e, ove esistente per certi materiali, il rafforzamento di un mercato interno delle materie riciclate dovrebbe retroagire inducendo l'intero sistema di gestione dei rifiuti ad aumentare il tasso di recupero.

È opportuno quindi descrivere lo stato e l'evoluzione di alcune grandezze notevoli, di cui Eurostat ha iniziato in anni relativamente recenti la raccolta e l'analisi, rappresentative della "visione allargata all'economia" della gestione dei rifiuti.

La prima grandezza che sintetizza l'integrazione tra la gestione dei rifiuti e l'economia nel suo complesso è l'indice di circolarità, definito come quota di materiali recuperati e reimmessi nel circuito produttivo, così da sostituire l'utilizzo di corrispondente materia prima. Nella figura 1.32 si riportano i valori dell'indice di circolarità per il 2010, anno della sua prima rilevazione sistematica, e per gli ultimi due anni disponibili, 2020 e 2021.

Cresciuto a tassi non elevati ma ininterrottamente dall'anno iniziale della rilevazione, nel 2021 l'indice di circolarità ha arrestato la crescita nell'Unione europea nel suo complesso e si è in alcune economie ridotto, anche significativamente, come in Italia e in Spagna. L'andamento non omogeneo tra gli stati membri, in alcuni dei quali si è registrata addirittura un'inversione di tendenza in senso positivo, lascia ritenere che la dinamica recente vada letta in termini congiunturali. Resta valida, in analogia con quanto rilevato nell'esame della dinamica della composizione tecnologica del trattamento, l'osservazione di una tendenza di medio termine positiva e incoraggiante. E rileva, a maggior ragione nella lettura di un indice sintetico rappresentativo di un'elevata complessità, la considerazione di specificazioni e dettagli che possano meglio rendere l'evoluzione del sistema rifiuti.

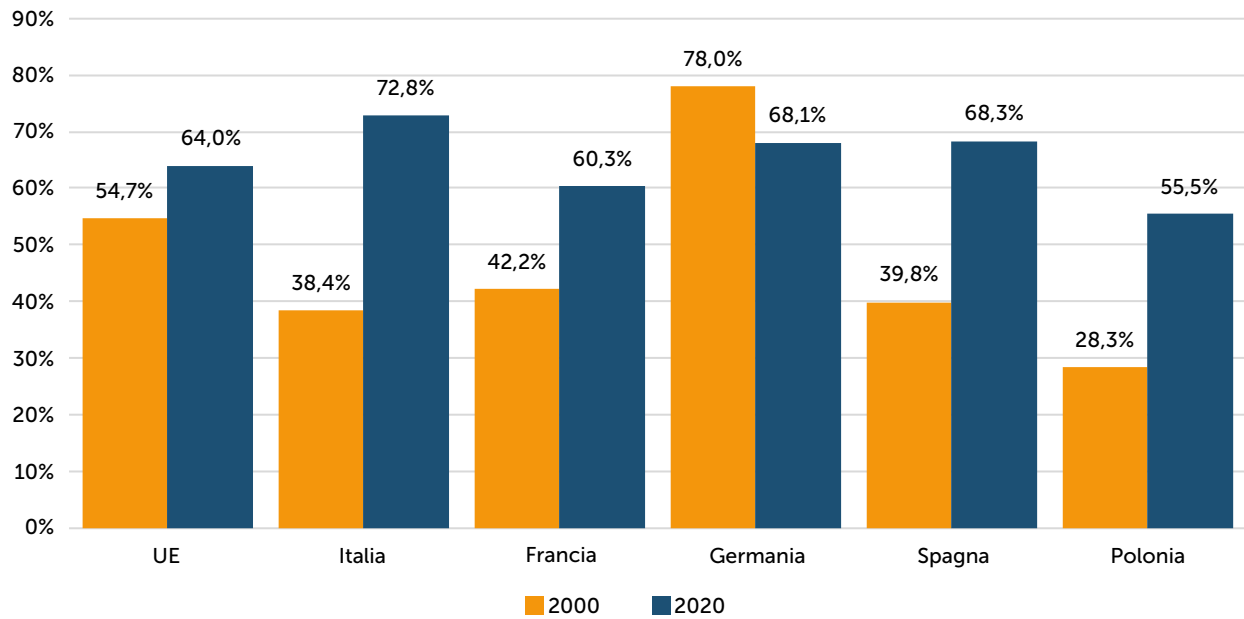
FIG. 1.32 Evoluzione dell'indice di circolarità nell'economia dell'Unione europea e di alcuni paesi



Fonte: Eurostat.

In questo senso, appare utile utilizzare, infine, un indice rappresentativo del contributo del comparto dei rifiuti urbani alla circolarità del sistema economico²⁷, al fine di complementare l'approccio generale fin qui seguito e fornire un'indicazione concreta della dinamica evolutiva dell'industria europea, così come in alcuni singoli paesi. Nella figura 1.33 è quindi rappresentata l'evoluzione nel tempo della quota di imballaggi riciclati nell'Unione europea e nei paesi del *panel*, con l'avvertenza che Eurostat calcola il dato per l'Unione europea a partire del 2005 per ragioni di confrontabilità con diversi stati membri, in cui la misurazione è iniziata nello stesso anno.

²⁷ Senza dimenticare che i rifiuti da imballaggio non sono costituiti solo da rifiuti urbani: secondo il Rapporto Ispra 2022 sui rifiuti urbani "I rifiuti di imballaggio riciclati provenienti da 'superficie pubblica' (flusso dei rifiuti urbani e assimilati) rappresentano circa il 54% del totale riciclato (quasi 5,7 milioni di tonnellate); la restante parte, circa 4,9 milioni di tonnellate, proviene dal flusso di rifiuti di imballaggio secondari e terziari di provenienza industriale e commerciale".

FIG. 1.33 Quota di rifiuti da imballaggio riciclati

Fonte: Eurostat.



CAPITOLO

2



**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE ELETTRICO**

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2022

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2022 messo a confronto con quello dell'anno precedente; come di consueto, per quest'ultimo anno i dati, di fonte Terna, sono provvisori. Nell'anno 2022 la domanda elettrica è risultata in diminuzione dell'1%; la flessione ha interessato tutti i settori eccetto il terziario, che è risultato in aumento del 4%. L'energia disponibile per il consumo è stata soddisfatta per poco più dell'86% dalla produzione nazionale netta (decurtata dall'energia destinata ai pompaggi), mentre per il restante 13,6% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale risulta diminuita dell'1% rispetto all'anno precedente a fronte di un aumento dell'1,8% delle importazioni e del 16,4% dell'energia destinata alle esportazioni.

TAV. 2.1 Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2021 e nel 2022 (in GWh)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	2021	2022 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	289.070	286.096	-1,0%
Servizi ausiliari	9.024	9.601	6,4%
Produzione netta	280.045	276.495	-1,3%
Ricevuta da fornitori esteri	46.572	47.391	1,8%
Ceduta a clienti esteri	3.782	4.404	16,4%
Destinata ai pompaggi	2.916	2.533	-13,1%
Disponibilità per il consumo	319.919	316.949	-0,9%
Perdite di rete	19.032	19.051	0,1%
Consumi al netto delle perdite	300.887	297.898	-1,0%
Agricoltura	6.714	6.600	-1,7%
Industria	135.746	131.063	-3,4%
Servizi	91.375	95.030	4,0%
Domestico	67.052	65.205	-2,8%

(A) Dati provvisori.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

La tavola 2.2 riporta invece il bilancio degli operatori costruito a partire dai dati forniti dagli stessi operatori nell'ambito dell'indagine annuale sui settori regolati e fornisce in forma sintetica una visione d'insieme del settore, in particolare del contributo dei vari gruppi industriali (vedi *infra*). Si rimanda al seguito del Capitolo per una trattazione più in dettaglio delle dinamiche che hanno interessato le singole fasi della filiera del settore elettrico.

Ai fini della redazione del bilancio degli operatori, i dati inviati dai produttori e dagli autoproduttori, dai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio, sono stati considerati tenendo conto della loro appartenenza a gruppi societari alla fine dell'anno 2022 e classificati sulla base dei quantitativi di vendita al mercato finale (distinto in libero, maggior tutela, tutele gradual e salvaguardia)¹. L'appartenenza a un gruppo societario è dichiarata da ciascun operatore presso l'Anagrafica operatori ai sensi del TIAO; se un operatore dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato

¹ I dati del bilancio della presente edizione della *Relazione Annuale* non sono immediatamente confrontabili con quelli presenti nel bilancio degli anni precedenti per la diversa composizione delle classi.

come gruppo a sé². Si segnala, inoltre, che ogni anno non necessariamente rispondono i medesimi operatori ed è per questo che nella lettura dei dati di confronto da un anno all'altro va tenuto in considerazione anche questo aspetto.

TAV. 2.2 Bilancio dei gruppi societari del settore elettrico nel 2022 (in TWh)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	ENEL	10-16 TWh	5-10 TWh	1-5 TWh	0,5-1 TWh	0,1-0,5 TWh	0-0,1 TWh	SENZA VENDITE	TOTALE
Numero gruppi	1	5	4	13	13	48	466	14.105	14.655
Produzione nazionale lorda	51,2	72,2	20,7	15,7	6,1	1,3	3,6	94,3	265,0
Produzione nazionale netta	48,5	70,0	20,1	15,3	6,0	1,3	3,4	90,5	255,2
Energia destinata ai pompaggi	2,4	0,0	0,0	0,0	-	-	0,0	-	2,5
Importazioni ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	47,4
Esportazioni ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	4,4
Perdite di rete ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	19,1
Autoconsumi ^(B)	0,0	1,9	0,4	0,8	0,1	0,1	1,3	16,8	21,5
Vendite finali	91,4	67,6	25,0	41,7	9,5	10,9	6,2	-	252,2
Mercato libero	69,4	63,4	22,9	41,4	9,4	10,9	5,9	-	223,2
Domestico	18,7	10,0	3,2	2,9	1,4	2,2	1,5	-	39,9
Non domestico	50,7	53,3	19,7	38,5	8,0	8,7	4,4	-	183,3
- Bassa tensione	20,2	13,1	4,4	14,7	3,1	4,5	3,1	-	63,1
- Media tensione	23,7	30,7	10,8	21,5	4,0	3,8	1,2	-	95,6
- Alta e altissima tensione	6,8	9,5	4,4	2,3	0,9	0,4	0,1	-	24,5
Maggior tutela	18,6	0,8	1,7	0,3	0,0	0,0	0,3	-	21,9
Domestico	15,8	0,7	1,4	0,3	0,0	0,0	0,3	-	18,4
Non domestico	2,9	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	-	3,5
Tutele graduali	-	1,9	0,4	-	-	-	-	-	2,3
Salvaguardia	3,4	1,5	-	-	-	-	-	-	4,8
- Bassa tensione	1,0	0,5	-	-	-	-	-	-	1,5
- Media tensione	1,7	0,9	-	-	-	-	-	-	2,6
- Alta e altissima tensione	0,7	0,1	-	-	-	-	-	-	0,8

(A) Le importazioni, le esportazioni e le perdite di rete sono di fonte Terna.

(B) Sono incluse le cessioni effettuate all'interno di ASSPC (Altri sistemi semplici di produzione e consumo).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Al momento della chiusura del presente Volume della *Relazione Annuale*, i dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano circa il 93% del valore provvisorio della produzione nazionale e il 92% dei consumi pubblicati da Terna.

Come di consueto, è opportuno precisare che nel bilancio degli operatori è presente una classe denominata "Senza vendite" in cui ricadono tutti quei gruppi che producono energia elettrica, ma non svolgono l'attività di

2 Con lo stesso TIAO, l'Autorità ha determinato i criteri per esonerare da questo obbligo e da altri a esso connessi i piccoli produttori elettrici con una potenza complessiva inferiore o uguale a 100 kW, che non svolgono altre attività nei settori di competenza dell'Autorità oltre che già registrati presso il sistema GAUDI di Terna. Questa fattispecie di soggetti non è parimenti tenuta all'invio dei dati nell'ambito dell'indagine annuale, pertanto, i dati relativi alla produzione elettrica non includono l'energia da essi generata, né quella prodotta dai soggetti che hanno una potenza inferiore ai 100 kW, ma che svolgendo comunque attività nei settori di competenza di ARERA non hanno diritto all'esonero.

vendita al mercato finale. La maggior parte degli autoconsumi (incluse le cessioni effettuate all'interno degli AS-SPC – Altri sistemi semplici di produzione e consumo) è da attribuire proprio a questa categoria, popolata dagli autoproduttori e dai produttori che cedono l'energia al Gestore dei servizi energetici (GSE). Per questa categoria, quasi il 13% dell'energia netta prodotta è destinata al GSE ed è quella con la quota maggiore di cessione al GSE insieme alla classe che riunisce i gruppi con vendite fino a 100 GWh, per la quale la quota di energia ceduta al GSE è pari al 6,3%. La medesima quota, calcolata per tutte le altre classi, assume valori decisamente più contenuti.

Nella classe citata poco sopra (fino a 100 GWh), il 36,6% dell'energia generata netta è destinata agli autoconsumi, mentre nella classe "Senza vendite" la stessa quota è di poco inferiore al 19%.

Con una produzione netta di 48,5 TWh, il gruppo Enel controlla quasi il 18% della produzione nazionale complessiva (dato provvisorio di Terna) e poco oltre il 36% delle vendite totali, incluse quelle relative al servizio di maggior tutela e al servizio di tutele graduali. La seconda classe con le vendite più elevate (10-16 TWh) include per il 2021 gli stessi cinque gruppi societari degli anni passati (A2A, Edison, Axpo Group, Hera ed Eni), anche se l'ordine è diverso in quanto si basa in particolare sulle maggiori o minori vendite effettuate sul mercato finale. Questi cinque gruppi detengono il 25% della produzione netta e le loro vendite finali coprono il 26,8% di quelle totali rilevate nell'Indagine annuale.

Complessivamente, dunque, i primi sei gruppi industriali coprono il 43% della generazione netta e vendono il 63% di tutta l'energia ceduta a clienti finali, facendo registrare un aumento rispetto all'anno precedente.

I dati raccolti, inoltre, confermano quanto già evidenziato negli anni passati: al diminuire dell'energia venduta aumenta spiccatamente la quota di energia non dispacciata in proprio, passando da circa il 3% dei maggiori *competitors* del gruppo Enel e arrivando all'80% dei venditori più piccoli.

In Italia circa un terzo della generazione netta rilevata nell'ambito dell'Indagine annuale è prodotto da fonti rinnovabili; in particolare, è la classe con vendite tra 100 e 500 GWh che possiede la quota maggiore di produzione da tale tipologia di fonti (circa l'82%), seguita dalla classe degli operatori che non hanno vendite finali (46,3%). Seguono il gruppo degli operatori con vendite comprese tra 0,5 e 1 TWh e il gruppo Enel con quote rispettivamente pari al 43,1% e al 37,8%. La quota meno significativa di produzione da fonte rinnovabile, pari al 15,3%, si registra in corrispondenza della classe con vendite tra 10 e 16 TWh, anche se va evidenziato come all'interno di tale classe le percentuali di ciascun gruppo siano piuttosto variabili con un massimo del 68,4%.

Una breve analisi sul mercato finale consente di evidenziare, come già in passato, che il 23% delle vendite è destinato alle famiglie; tale quota, tuttavia, sale a quasi il 38% nel caso del gruppo Enel, ancora in diminuzione rispetto all'anno precedente. Tale quota, comunque, è in diminuzione rispetto all'anno precedente (44,2%). Per i gruppi direttamente concorrenti di Enel, che hanno vendite tra 10 e 16 TWh (classe nell'ambito della quale gli unici gruppi che operano nel servizio di maggior tutela sono i gruppi Hera e A2A), la quota di vendite al settore domestico è pari quasi al 16% ed è rimasta praticamente invariata rispetto all'anno precedente. È opportuno sottolineare, tuttavia, che, come in passato, tra i principali operatori Eni destina ben il 42,5% delle proprie vendite finali proprio ai clienti domestici.

Nelle altre classi, anche quest'anno, la quota più rilevante di vendite al settore domestico, pari al 28%, si osserva come di consueto tra i gruppi con vendite fino a 100 GWh, dove ricadono sia molti esercenti il servizio di vendita di maggior tutela, sia numerosi venditori di piccole dimensioni del mercato libero. Peraltro, come già evidenziato

negli anni passati, è in questa stessa classe che si registra anche la maggiore quota di vendite a clienti non domestici in bassa tensione (71%), seguita da quella del gruppo Enel che si attesta al 42,2%.

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione sono rilevanti per le classi con vendite tra 5 e 10 TWh (21,7%) e tra 10 e 16 TWh (16,9%), dove incidono, rispettivamente, per il 21,7% e per il 17,6% delle vendite complessive al settore non domestico. Nella classe con vendite tra 10 e 16 TWh, in particolare, Axpo Group destina ai clienti industriali il 31,6% delle vendite finali, Edison il 23,7%, Eni il 12,3%, A2A l'11,7% e Hera appena l'1,7%. Le vendite a questa tipologia di clienti sono inferiori al 10% per le quattro classi di gruppi, con vendite più contenute. Come negli anni precedenti, nel gruppo con vendite più piccole (fino a 100 GWh) si registra la quota meno significativa di vendite ai clienti finali in media tensione (27,4%).

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Nel 2022 la produzione nazionale lorda di energia elettrica in Italia è stata pari a 286,1 TWh rispetto ai 289,1 TWh del 2021, facendo registrare una diminuzione della produzione di energia elettrica dell'1% rispetto all'anno precedente (Tav. 2.3).

TAV. 2.3 Produzione lorda per fonte dal 2018 al 2022 (in GWh)

FONTE	2018	2019	2020	2021	2022 ^(A)
Produzione termoelettrica	173.578	176.171	161.673	170.640	184.062
Solidi	28.470	18.839	13.380	14.022	25.920
Gas naturale	128.538	141.687	133.683	143.998	138.615
Prodotti petroliferi	3.289	3.453	3.175	3.851	7.375
Altri	13.281	12.192	11.436	8.769	12.152
Idroelettrico da pompaggi	1.716	1.835	1.944	2.090	1.849
Produzione da fonti rinnovabili	114.415	115.847	116.915	116.339	100.185
Idroelettrico	48.786	46.319	47.552	45.388	28.237
Eolico	17.716	20.202	18.762	20.927	20.558
Fotovoltaico	22.654	23.689	24.942	25.039	28.121
Geotermico	6.105	6.075	6.026	5.914	5.816
Biomassa e rifiuti	19.153	19.563	19.634	19.071	17.453
PRODUZIONE TOTALE	289.709	293.853	280.532	289.069	286.096

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

In generale, si è osservato un aumento del 7,9% della produzione termoelettrica a fronte di una diminuzione del 13,9% nella produzione di energia da fonti rinnovabili. Nella generazione termoelettrica, in particolare, si sono registrati aumenti molto significativi nella produzione da solidi (+84,9%), da prodotti petroliferi (+91,5%) e da altre fonti di energia (+38,6%), e una diminuzione del 3,7% nella generazione da gas naturale. Nel caso delle fonti rinnovabili, che concorrono per circa il 35% al mix della produzione elettrica nazionale (la stessa quota nel 2021 era pari al 40,2%), invece, se si fa eccezione per il fotovoltaico cresciuto del 12,3%, si sono avuti cali nella produzione da tutte le altre fonti. In particolare, la generazione idroelettrica risulta diminuita del 37,8%, in considerazione dell'emergenza idrica registrata nel 2022, mentre la generazione da bioenergie è scesa dell'8,5%, quella da eolico dell'1,8% e il geotermico è diminuito dell'1,7% rispetto all'anno precedente.

Come di consueto, è opportuno precisare che i dati riportati nelle figure e nelle tavole successive di questo paragrafo sono tratti dall'Indagine annuale sui settori regolati, i cui dati sono da intendersi come provvisori. Inoltre, alcune differenze nei risultati che emergono nei dati raccolti nell'Indagine da un anno all'altro possono essere in parte ascrivibili anche alla diversa composizione degli operatori rispondenti, alla loro numerosità, nonché agli aggiornamenti effettuati presso l'Anagrafica operatori in merito al gruppo societario di appartenenza. È opportuno precisare, inoltre, che ai sensi del TIAO³ nella rilevazione non sono inclusi i dati degli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, oltre ai dati dei soggetti che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*.

Nell'Indagine annuale relativa all'anno 2022, come l'anno precedente, i soggetti di minore dimensione (potenza inferiore o uguale a 100 kW) che non sono esonerati ai sensi del Testo integrato appena citato hanno partecipato alla rilevazione, ma non hanno fornito alcun dato; si tratta di circa 1.050 soggetti su un totale di poco più di 16.000 partecipanti alla rilevazione. Tra questi circa il 75% è costituito da enti pubblici attivi nel settore dei rifiuti e/o dell'idrico e che proprio per l'operatività in questi settori non può beneficiare dell'esonero citato. Tutti gli altri soggetti che hanno partecipato alla rilevazione e che hanno fornito dati di dettaglio principalmente in termini di potenza e generazione dei propri impianti hanno prodotto circa il 93% della generazione elettrica lorda provvisoria dichiarata da Terna.

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2021 suddivisa per fonte idroelettrica, rinnovabile e termoelettrica, con il dettaglio dell'anno di entrata in esercizio degli impianti per la potenza netta esistente. In termini di potenza installata, come già rilevato negli anni precedenti, la quota maggiore rispetto a quanto rilevato nella rilevazione citata sopra, è quella relativa agli impianti termoelettrici (52,4%), con gli idroelettrici al 21,5% e gli impianti rinnovabili al 26,1%. La maggior parte degli impianti esistenti (43,8%) è stata installata tra il 2001 e il 2010, con una netta preponderanza degli impianti termoelettrici. La potenza da generazione idroelettrica risulta entrata in esercizio per la maggior parte di essa (72,3%) prima del 1990, mentre per gli impianti da fonti rinnovabili la quota maggiore di potenza è entrata in esercizio (57,3%) nel decennio 2011-2020.

³ Come stabilisce il Testo integrato anagrafica operatori (allegato alla delibera 15 marzo 2022, 102/2022/R/com), si tratta dei produttori i cui impianti hanno una potenza complessiva inferiore a 100 kW, che sono registrati nel sistema GAUDÌ di Terna e che non svolgono altre attività nei settori di competenza di ARERA.

TAV. 2.4 Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti (in GW)

ANNO DI ENTRATA IN ESERCIZIO	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMoeLETTRICA	TOTALE
Fino al 1990	16,4	0,0	5,3	21,8
Dal 1991 al 2000	1,7	0,7	7,5	9,8
Dal 2001 al 2010	2,7	7,8	34,3	44,8
Dal 2011 al 2020	1,9	15,6	5,5	23,0
Dal 2021	0,1	3,1	1,2	4,4
TOTALE POTENZA NETTA	22,7	27,2	53,8	103,8
POTENZA LORDA	22,9	27,7	55,7	106,4

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termoelettrica e rinnovabile, il numero dei produttori (trattati in questo caso per singola ragione sociale e non per gruppo societario di appartenenza) e la relativa potenza disponibile, con il dettaglio di quella inferiore a 1 MW⁴. I dati confermano quanto già rilevato negli anni scorsi: buona parte della potenza lorda (47.699 MW) è in capo ad appena il 3% (pari a 447 soggetti) dei produttori che hanno partecipato alla rilevazione; si tratta di produttori di tipo misto che hanno generato energia elettrica sia attraverso il termoelettrico convenzionale, sia attraverso fonti rinnovabili.

L'apporto percentuale della generazione di questi soggetti alla produzione complessiva è diminuito rispetto allo scorso anno passando dal 44% al 40,9%.

Questa generazione è garantita per quasi il 60% da operatori che hanno fino al 30% di potenza da impianti alimentati con fonti rinnovabili e per il 40% da operatori per i quali la potenza da impianti rinnovabili incide tra il 30% e il 60% della potenza complessiva lorda; si tratta di 211 operatori nel primo caso e di 133 nel secondo.

TAV. 2.5 Produttori, impianti e generazione per fonte

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	2018	2019	2020	2021	2022
Numero produttori	13.803	14.360	14.731	14.610	14.905
Termoelettrico	406	444	473	461	481
<i>di cui <1 MW</i>	98	121	136	133	145
Rinnovabile	13.086	13.581	13.895	13.750	13.977
<i>di cui <1 MW</i>	10.353	10.857	11.102	11.001	11.199
Misto	311	335	363	399	447
<i>di cui <1 MW</i>	75	85	102	107	117
Potenza lorda (MW)	103.841	105.295	105.371	105.243	106.355
Termoelettrico	18.889	19.555	19.667	20.799	21.884
<i>di cui <1 MW</i>	50	60	70	65	69

(segue)

⁴ Nella lettura della dinamica registrata in questi anni va tenuto presente che la composizione dei soggetti partecipanti alla rilevazione da cui vengono estratti i dati presenti in questa tavola (e nell'intero paragrafo) non necessariamente è la stessa da un anno all'altro.

PRODUTTORI, IMPIANTI E GENERAZIONE PER FONTE	2018	2019	2020	2021	2022
Rinnovabile	34.196	35.489	36.164	33.136	36.772
<i>di cui <1 MW</i>	4.561	4.689	4.828	4.743	4.789
Misto	50.756	50.251	49.541	51.308	47.699
<i>di cui <1 MW</i>	31	35	45	48	56
Generazione lorda (TWh)	267,8	275,7	263,4	272,2	265,0
Termoelettrico	74,4	83,3	77,2	76,1	81,1
<i>di cui <1 MW</i>	3,9	4,6	4,0	0,3	0,3
Rinnovabile	83,3	87,0	88,6	76,1	75,5
<i>di cui <1 MW</i>	10,2	10,6	10,9	11,1	10,0
Misto	110,1	105,5	97,6	119,9	108,5
<i>di cui <1 MW</i>	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

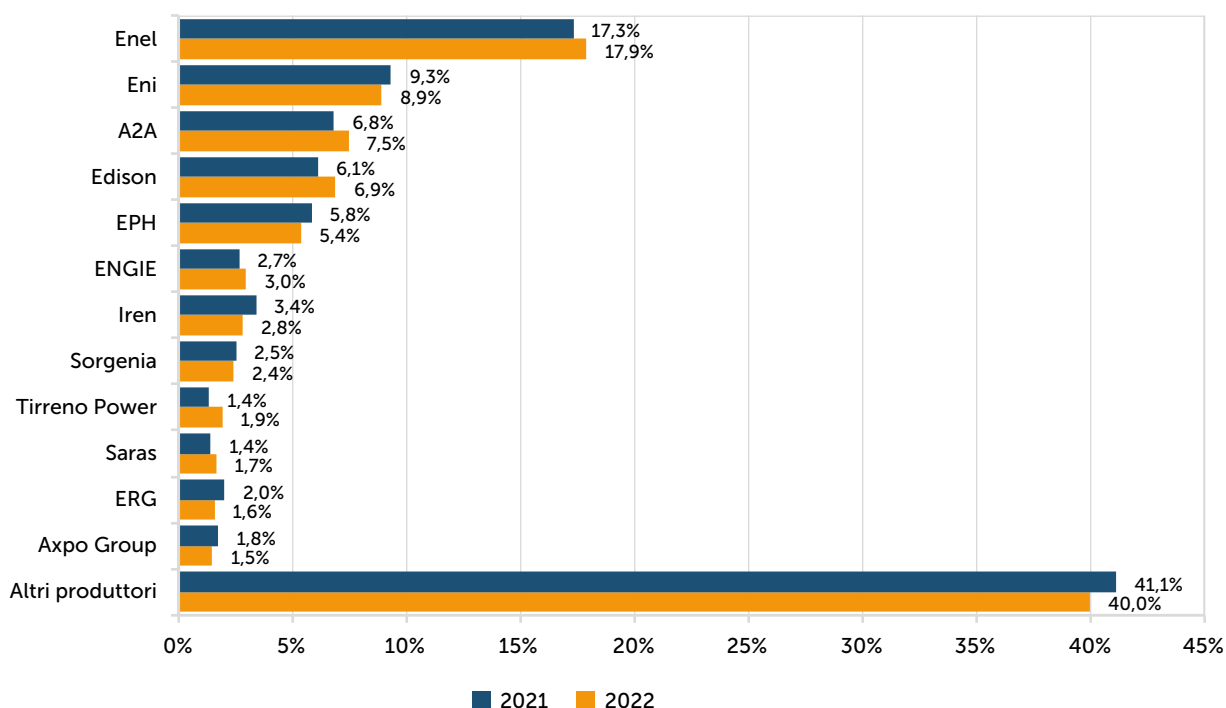
La figura 2.1 mostra il contributo dei principali gruppi societari alla generazione lorda negli ultimi due anni, vale a dire quelli che nel 2022 evidenziano una quota superiore all'1,5% del valore (provvisorio) della produzione fornito da Terna.

Nell'ultimo anno non si rilevano significative differenze in termini complessivi tra i maggiori gruppi che hanno aumentato la quota della generazione lorda rispetto al totale nazionale in confronto a quelli che l'hanno, invece, diminuita.

L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 576, risulta in aumento rispetto al 2021, quando era pari a 552 e già in aumento rispetto al 2020 (496).

La composizione societaria degli operatori di produzione riguarda quelli che hanno partecipato alla rilevazione relativa al 2022 e che hanno aggiornato i soci nell'apposita sezione dell'Anagrafica operatori. Le quote del capitale sociale dei soggetti che producono energia elettrica, e che non sono essi stessi enti pubblici, sono detenute per più della metà da persone fisiche (52,3%), quindi da società diverse (38,7%) ed enti pubblici (1,6%). Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con il 6,6%⁵ che è detenuto direttamente da soggetti di origine straniera. Gli operatori di questo segmento della filiera elettrica sono particolarmente dinamici con cessioni e acquisizioni di impianti nonché incorporazioni di imprese che hanno riguardato anche i maggiori gruppi industriali.

⁵ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

FIG. 2.1 Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda

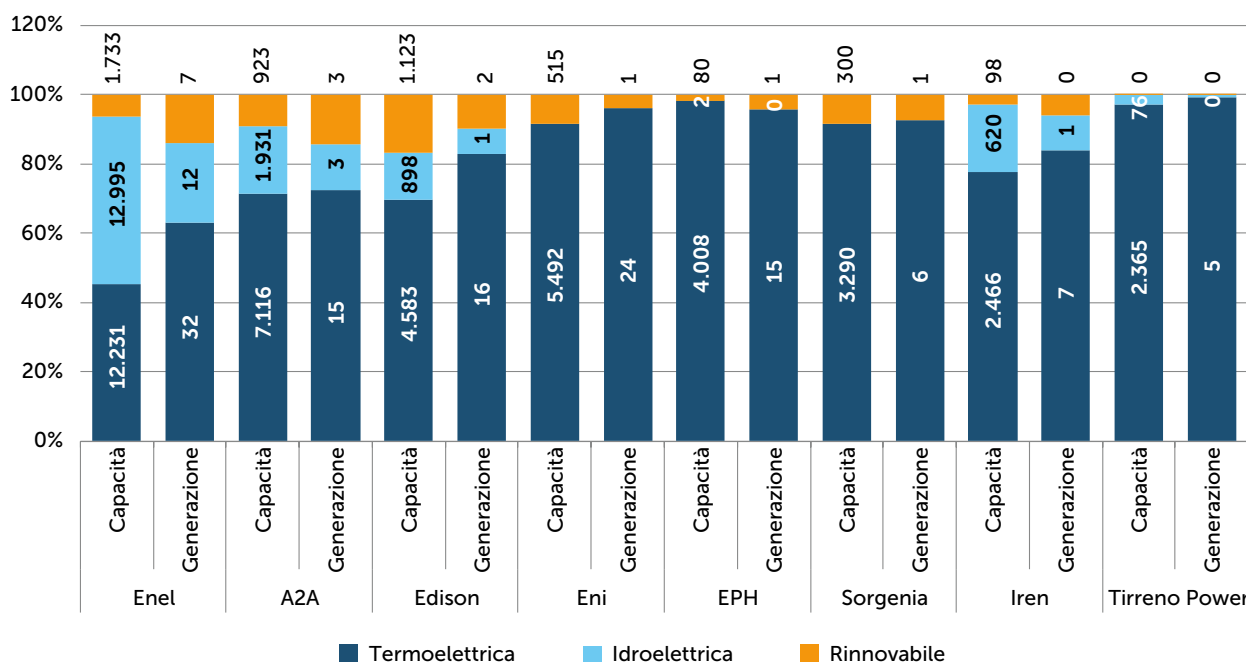
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.2 mette a confronto, per i principali operatori, la ripartizione percentuale tra le diverse fonti (termoelettrica, idroelettrica e rinnovabile), sia in termini di capacità, sia in termini di generazione. Nel 2022 la massima potenza richiesta dal sistema elettrico si è registrata nel mese di luglio ed è stata pari a 57,5 GW.

Le tavole 2.6 e 2.7 riportano il contributo dei principali gruppi societari nella produzione termoelettrica e rinnovabile e il dettaglio per ciascuna fonte nelle due tipologie di produzione.

Nel 2022 Enel è tornato a essere il primo operatore nella generazione termoelettrica coprendo il 18,3% della produzione nazionale lorda rilevata nelle Indagini annuali, mentre per Eni, secondo operatore, la quota è pari al 13,9% (lo scorso anno la stessa si attestava al 15,8%).

Enel continua a utilizzare la maggior parte del carbone impiegato nel settore, con una quota dell'82,4%, ancora in aumento rispetto all'anno precedente (79,4%), superando la quota raggiunta nel 2018 (79,2%), mentre la quota di energia elettrica prodotta con gas naturale (9,7%) è sostanzialmente invariata rispetto all'anno scorso.

FIG. 2.2 Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2022 (capacità in MW e generazione in TWh)

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.6 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica nel 2022 per fonte

GRUPPI	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)	TOTALE
Enel	82,4	3,3	9,7	-	18,3
Eni	-	0,5	16,4	13,6	13,9
Edison	-	0,0	11,7	-	9,2
A2A	3,2	83,9	8,9	0,1	8,8
Energeticky a Prumislavy Holding (EPH)	14,4	0,4	8,3	-	8,3
ENGIE	-	-	5,7	0,2	4,5
Iren	-	-	4,8	1,3	3,8
Sorgenia	-	-	4,7	-	3,7
Tirreno Power	-	-	4,0	-	3,1
Saras	-	3,8	-	36,3	2,6
Axpo Group	-	-	3,1	-	2,4
Lukoil	-	2,1	0,5	21,6	1,9
Alpiq	-	-	2,2	-	1,8
Acciaierie d'Italia Holding	-	-	1,1	11,0	1,6
Altri operatori	0,0	6,0	20,1	26,9	17,8
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Comprende oli combustibili BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, oli combustibili ATZ e MTZ, altri prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore, l'espansione di gas compresso, altri combustibili.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il principale utilizzatore di gas naturale rimane il gruppo Eni con la quota di produzione da gas naturale pari al 16,4%, sebbene la stessa sia diminuita rispetto al 2021 (18%). Anche il gruppo EPH e il gruppo Iren hanno diminuito la quota di generazione da gas naturale passando nel primo caso dal 10% del 2021 all'8,3% del 2022 e nel secondo caso dal 5,6% dell'anno precedente al 4,8% del 2022. Sono diversi, per contro, i gruppi che hanno aumentato nell'ultimo anno la produzione da gas naturale, in particolare il gruppo Edison, che è passato dal 9,2% del 2021 all'11,7% del 2022, divenendo così il secondo operatore nella produzione di energia elettrica da gas naturale.

Gli altri operatori, quelli cioè di cui non viene esplicitata la ragione sociale nella tavola, ricoprono circa il 20,1% di produzione da gas naturale, in lieve diminuzione rispetto al 2021 (20,8%).

È in aumento la quota di generazione da prodotti petroliferi di A2A che ricopre l'83,9% della produzione totale derivata da questo tipo di combustibile, contro il 74,7% del 2021, mentre relativamente a questa fonte la quota di Saras subisce un'importante diminuzione. Per quello che, infine, riguarda la quota di produzione da altre fonti, rilevano i contributi di Saras, Lukoil, Eni e Acciaierie d'Italia Holding, per i quali è pari rispettivamente al 36,3%, al 21,6%, al 13,6% e all'11%.

TAV. 2.7 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2022

GRUPPO	IDROELETTRICO	GEOTERMICO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE	TOTALE
Enel	39,8	100,0	6,6	0,2	0,4	21,5
A2A	9,3	-	1,6	2,7	13,2	6,7
Edison	4,9	-	9,5	0,7	0,0	3,9
Alperia	9,7	-	-	0,0	1,4	3,5
ERG	0,0	-	11,7	1,8	-	2,9
CVA	7,0	-	1,5	0,1	-	2,7
Dolomiti Energia	6,2	-	-	0,0	-	2,1
Iren	2,8	-	-	0,1	2,6	1,5
Alerion	-	-	5,5	-	-	1,2
Eni	-	-	3,2	1,1	1,4	1,2
RWE	-	-	4,8	-	-	1,1
FRI-EL	-	-	0,9	-	4,0	1,0
Hera	-	-	-	0,0	4,8	1,0
Falck Renewables	-	-	2,8	0,2	1,2	0,9
Acea	1,1	-	-	0,4	2,1	0,9
Altri operatori	19,1	0,0	51,8	92,7	69,0	47,9
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Enel si conferma, per contro, il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili dove ricopre il 21,5% della generazione lorda (sempre calcolata sul totale della generazione rilevata nell'ambito delle Indagini annuali), detenendo una quota significativa nell'idroelettrico (39,8% in diminuzione rispetto al 41,2% dell'anno precedente) e la totalità di quelle nel geotermico. La tavola consente di apprezzare come tra i principali 15 gruppi che hanno

contribuito alla produzione da energia rinnovabile ci sia anche Eni, che è il decimo operatore con generazione da eolico, solare e bioenergie. Tra i principali gruppi appare significativa, come già registrato negli anni passati, la quota nell'eolico di ERG pari all'11,7%, nonché quella di Edison che è pari al 9,5%; seguono, come lo scorso anno, Enel e Alerion.

Per quanto riguarda il solare, la quota maggiore che si registra tra i principali gruppi dell'intera produzione da fonti rinnovabili è quella di A2A che ha raggiunto il 2,7% della generazione da questa tipologia di fonte, seguito da ERG (1,8%) ed Eni (1,1%). Agli altri produttori, compresi quelli con quote più significative nella produzione da fonte solare, si attribuisce il 94,4% della produzione nazionale rilevata nell'Indagine annuale.

Relativamente alle bionergie, infine, da notare come il gruppo A2A ha aumentato ulteriormente il suo contributo, arrivando al 13,2% (la quota era pari al 9,7% del 2020 e al 12,2% del 2021) con il 69% della produzione che è rappresentato dai produttori di più piccola dimensione.

La tavola 2.8, per contro, consente di apprezzare le quote dei cinque maggiori gruppi per singola fonte nell'anno 2022, mettendo in evidenza, anche quest'anno, che sono tendenzialmente i gruppi maggiori dell'intero rinnovabile ad avere anche le quote maggiori su idroelettrico, geotermoelettrico, eolico e in parte sulle bioenergie. Nella generazione da solare, invece, a esclusione di A2A, le maggiori quote sono in capo a soggetti specializzati in questa tipologia di produzione.

TAV. 2.8 Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2022

FONTE	1° GRUPPO	2° GRUPPO	3° GRUPPO	4° GRUPPO	5° GRUPPO
Idroelettrico	39,8% Enel	9,7% Alperia	9,3 % A2A	7,0% CVA	6,2% Dolomiti Energia
Geotermoelettrico	100,0% Enel	-	-	-	-
Eolico	11,7% ERG	9,5% Edison	6,6% Enel	5,5% Alerion	4,8% RWE
Solare	4,8% EF Solare Italia	3,9% Tages	2,7% Sonnedit	2,7% A2A	2,2% RTR Capital
Bioenergie	13,2% A2A	4,8% Hera	4,0% FRI-EL	3,7% EPH	3,5% Marseglia Group

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Guardando alla distribuzione territoriale dei produttori di energia elettrica (Tav. 2.9), la Lombardia con i 3.216 operatori presenti (rispetto ai 3.111 presenti nel 2021) si è confermata come Regione con il maggior numero di operatori seguita da Emilia-Romagna (2.102, erano 2.031 nel 2021), Piemonte (1.983, mentre erano 1.919 nel 2021) e Veneto (1.871 contro i 1.819 nell'anno precedente); sono queste le Regioni dove si registra anche il numero più elevato di autoproduttori. A questo proposito è opportuno segnalare che anche per l'anno 2022 sono stati considerati autoconsumi anche le cessioni effettuate all'interno di SSPC che rappresentano oltre il 16% del totale degli autoconsumi.

Relativamente ai livelli di concentrazione, nella generazione elettrica il più basso livello di concentrazione nella generazione elettrica si registra in Basilicata, Marche e Lombardia, con il C3 (la quota dei primi tre operatori) che

è rispettivamente pari al 15,9%, al 25,7% e al 32,2%, mentre il livello più alto è in Liguria, con il C3 pari all'88%. In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi sono in Basilicata, Puglia, Lombardia, Marche e Campania, mentre quelli più alti si registrano in Valle d'Aosta, Liguria, Umbria, Lazio e Molise⁶.

TAV. 2.9 Presenza territoriale degli operatori nel 2022

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Piemonte	1.983	340	45,8%	51,6%
Valle d'Aosta	62	5	85,8%	86,1%
Liguria	120	24	88,0%	79,6%
Lombardia	3.216	880	31,0%	36,8%
Trentino-Alto Adige	837	122	54,3%	61,7%
Veneto	1.871	485	54,5%	55,4%
Friuli-Venezia Giulia	449	91	68,9%	59,2%
Emilia-Romagna	2.102	557	58,6%	55,0%
Toscana	626	144	67,5%	52,6%
Lazio	534	110	69,9%	73,3%
Marche	874	128	25,7%	37,4%
Umbria	265	37	75,6%	77,5%
Abruzzo	468	59	57,9%	55,3%
Molise	117	11	56,6%	70,5%
Campania	444	105	42,6%	43,8%
Puglia	1.135	67	53,0%	36,5%
Basilicata	343	25	15,9%	16,0%
Calabria	177	18	68,6%	55,7%
Sicilia	547	70	55,1%	53,1%
Sardegna	305	36	74,5%	53,2%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.10 viene ripartita la generazione lorda (i cui valori sono stati rilevati nell'ambito dell'Indagine annuale) per zona di mercato e fonte. Come rilevato anche lo scorso anno, a eccezione della zona Centro-Nord (Toscana e Marche), il termoelettrico convenzionale contribuisce sempre per oltre il 50% alla generazione lorda; in particolare nelle zone Sicilia e Sardegna (ciascuna zona è composta dalla regione di cui ha assunto la denominazione) tale quota è superiore al 70%.

Nella zona Centro-Nord, per contro, risulta molto rilevante anche il termoelettrico rinnovabile, che copre il 38% della generazione lorda, mentre nelle altre zone questa tipologia di fonte non arriva oltre il 9,1% della zona Nord (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna).

⁶ Le differenze rispetto a quanto rappresentato per la presenza territoriale degli operatori nella *Relazione Annuale 2022* possono essere, come nelle altre tavole, in parte ascrivibili anche al diverso numero dei rispondenti all'Indagine annuale in termini di numerosità e di ragione sociale.

La generazione da fonti rinnovabili non programmabili (solare ed eolico) oscilla, per contro, dalla quota del 30,6% della zona Sud (Molise, Puglia, Basilicata) a quella del 4,3% della zona Nord e rappresenta il 13,1% della generazione a livello nazionale. L'idroelettrico, infine, è la fonte che copre la generazione nazionale della zona Nord dove arriva a coprire quasi il 18%, seguita dalla zona Centro-Sud (Lazio, Abruzzo, Campania, Umbria) dove questa tipologia di fonte copre l'11,2% della produzione lorda. Nelle altre zone l'idroelettrico pesa al massimo per il 5,7% (Calabria) fino al minimo pari all'1,2% della zona Sud.

TAV. 2.10 Presenza territoriale degli operatori nel 2022

ZONA	IDROELETTRICO	RINNOVABILE NON PROGRAMMABILE ^(A)	TERMOELETTRICO RINNOVABILE ^(B)	TERMOELETTRICO CONVENZIONALE ^(C)	TOTALE
Centro-Nord	4,0%	9,3%	38,0%	48,7%	100%
Centro-Sud	11,2%	20,4%	7,0%	61,5%	100%
Nord	17,7%	4,3%	9,1%	68,9%	100%
Sardegna	3,3%	20,0%	4,7%	72,0%	100%
Sicilia	2,3%	22,0%	1,3%	74,4%	100%
Sud	1,2%	30,6%	3,7%	64,6%	100%
Calabria	5,7%	16,8%	8,5%	69,0%	100%
TOTALE	11,2%	13,1%	9,1%	66,7%	100%

(A) Solare ed eolico.

(B) Geotermico + bioenergie (compresi RSU).

(C) Include RSU non biodegradabili.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Produzione incentivata

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. In particolare:

- incentivi sostitutivi dei certificati verdi (CV), consistenti in un *feed in premium*⁷ variabile (in funzione dei prezzi medi di mercato dell'anno precedente) per l'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di diritto inizialmente definito per i CV. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata, anche dai prezzi medi di mercato dell'anno precedente: gli elevati prezzi di mercato registrati nel 2022, in particolare, comporteranno una riduzione di tale costo (fino al suo azzeramento) nel 2023;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)⁸, di cui alla legge 24 dicembre 2007, n. 244, per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012⁹. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata,

⁷ *Feed in premium* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

⁸ *Feed in tariff* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete, include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

⁹ A eccezione di quanto previsto dall'art. 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

anche dai prezzi medi di mercato dell'anno medesimo: gli elevati prezzi di mercato registrati nel 2022, in particolare, hanno comportato una riduzione di tale costo (fino a renderlo negativo¹⁰) nel 2022;

- conto energia (*feed in premium* costante) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende solo dalla quantità di energia elettrica incentivata;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione): tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* variabile (pari alla differenza tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata, anche dai prezzi medi di mercato dell'anno medesimo: gli elevati prezzi di mercato registrati nel 2022, in particolare, hanno comportato una riduzione di tale costo nel 2022 (esso può diventare negativo nel caso di *feed in tariff* mentre al più si azzerava nel caso di *feed in premium* variabile);
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* variabile (pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. Tali tariffe sono state riviste nel 2016 dal decreto interministeriale 23 giugno 2016 che ha stabilito, al contempo, anche la riduzione della taglia limite per l'accesso agli incentivi *feed in tariff* da 1 MW a 500 kW; inoltre, il medesimo decreto ha stabilito che il *feed in premium* variabile possa assumere valori negativi, tranne che per gli impianti ammessi agli incentivi tramite asta;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici aventi potenza superiore a 20 kW, eolici *on shore*, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, definite dal decreto interministeriale 4 luglio 2019; tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 250 kW e in modalità *feed in premium* variabile (pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. Inoltre, lo stesso decreto interministeriale ha previsto ulteriori premi addizionali cumulabili:
 - per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici fino a 1 MW i cui moduli fotovoltaici siano installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto (premio addizionale pari a 12 €/MWh);
 - per la quota di energia elettrica prodotta e consumata in sito (premio addizionale pari a 10 €/MWh) nel caso di impianti di produzione di potenza fino a 100 kW su edifici, a condizione che l'energia elettrica autoconsumata su base annua sia superiore al 40% della produzione netta dell'impianto.

Il costo annuale per la collettività dei più recenti strumenti incentivanti dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata, anche dai prezzi medi di mercato dell'anno medesimo: gli elevati prezzi di mercato registrati nel 2022, in particolare, hanno comportato una riduzione di tale costo nel 2022 (fino a renderlo complessivamente negativo).

¹⁰ Nel 2022 i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive sono risultati inferiori rispetto ai ricavi ottenuti dal GSE per la vendita di tale energia sui mercati all'ingrosso.

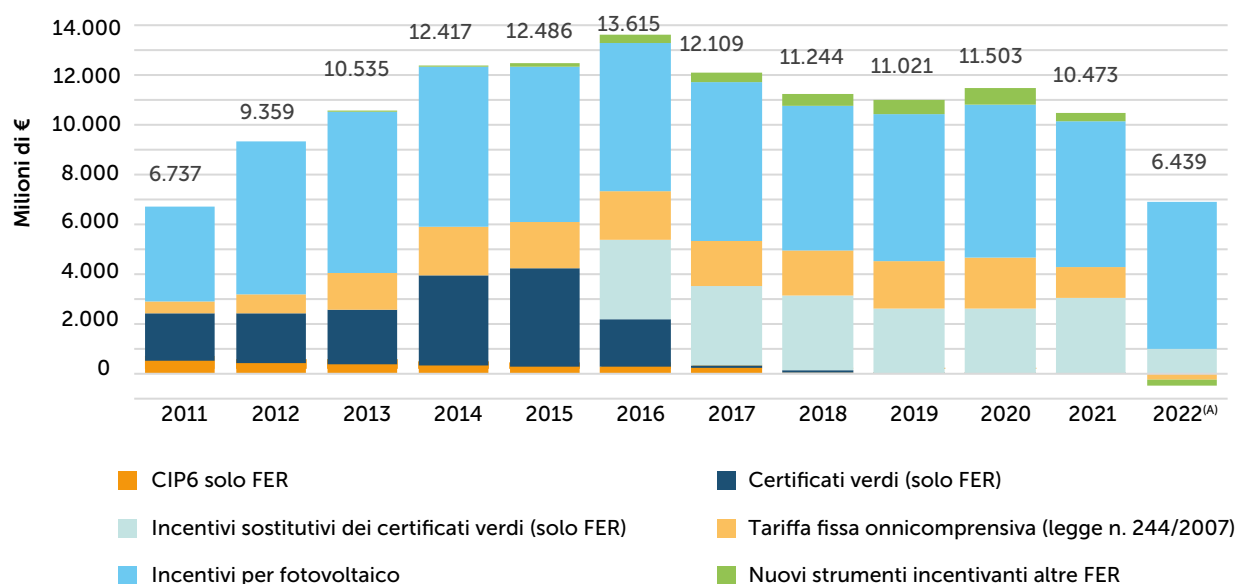
Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono quindi essere schematizzati secondo la suddivisione sopra descritta.

La figura 2.3 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili, espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica. Si noti che, nell'anno 2022, come esposto finora, il costo dei "nuovi strumenti incentivanti FER" (cioè degli incentivi derivanti dai decreti interministeriali 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019) e il costo delle tariffe fisse onnicomprensive ex legge n. 244/2007 sono negativi.

Complessivamente, per l'anno 2022, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili sono risultati pari a circa 6,4 miliardi di euro, in rilevante calo rispetto agli anni precedenti, per effetto degli elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica. Con il venire meno del meccanismo dei certificati verdi, tali costi sono in generale posti a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} . A valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate sono posti anche i costi relativi ai regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto). Nel periodo compreso tra il 1° ottobre 2021 e il 31 marzo 2023 tali costi sono stati posti a carico della fiscalità generale.

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che attualmente si attesta a circa 57 TWh: il 37% di questa è stata prodotta da impianti fotovoltaici, il 27% da impianti eolici, il 24% dalle biomasse, il 10% attraverso impianti idrici e, infine, il 2% dalla fonte geotermica (Fig. 2.5). Rispetto al 2021, tutte le fonti hanno registrato un calo, tranne quella solare, la cui produzione incentivata è aumentata di quasi 1 TWh (+3,4%).

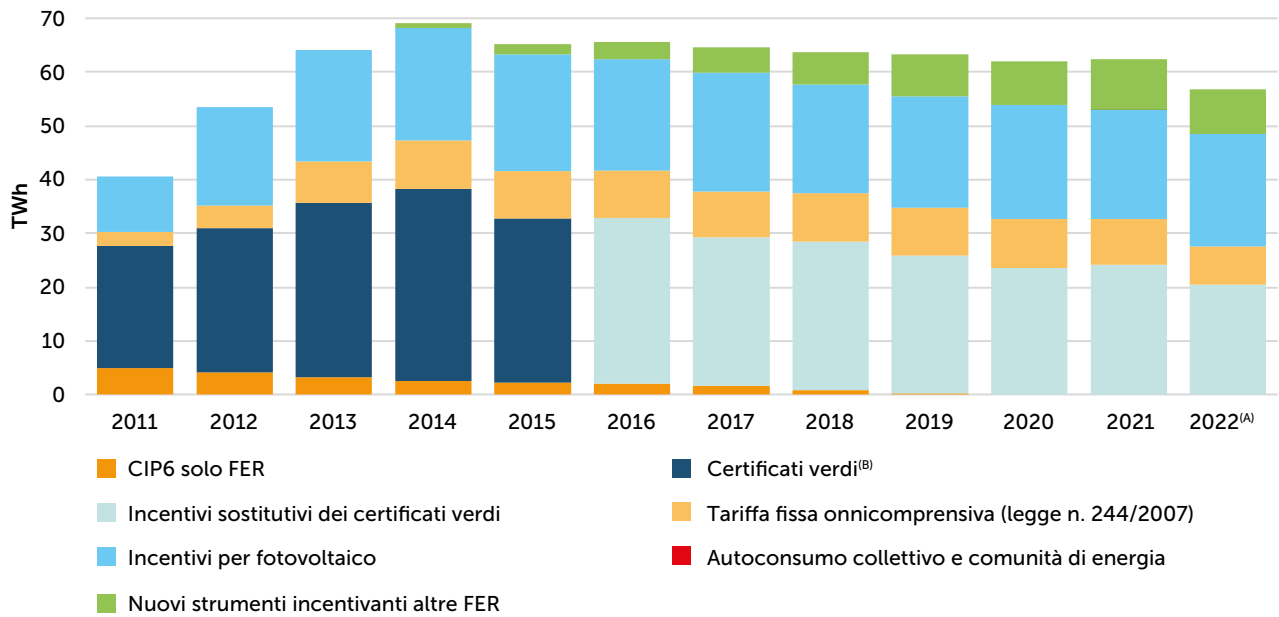
FIG. 2.3 Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (in milioni di euro)



(A) I dati relativi all'anno 2022 sono preconsuntivi.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

FIG. 2.4 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante

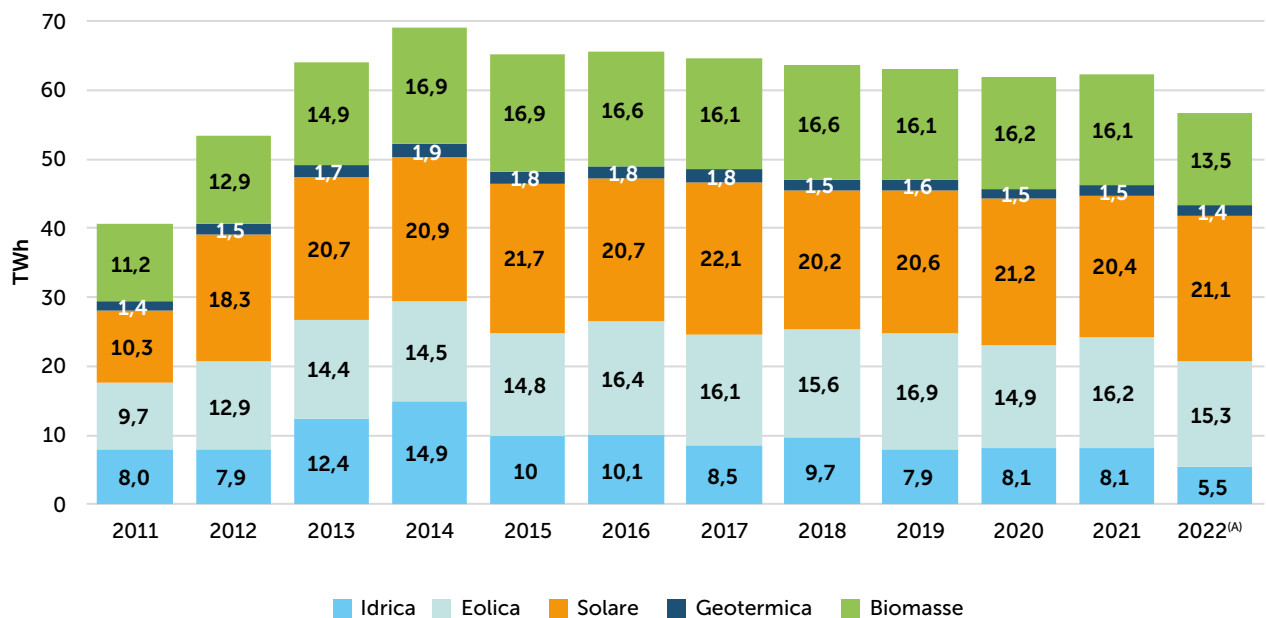


(A) I dati relativi all'anno 2022 sono preconsuntivi.

(B) In relazione ai certificati verdi, non è possibile associare direttamente la quantità di energia elettrica incentivata in un dato anno con i relativi costi per il medesimo anno perché i certificati verdi emessi ogni anno sono validi per i successivi tre anni.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

FIG. 2.5 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte



(A) I dati relativi all'anno 2022 sono preconsuntivi.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

Importazioni nette

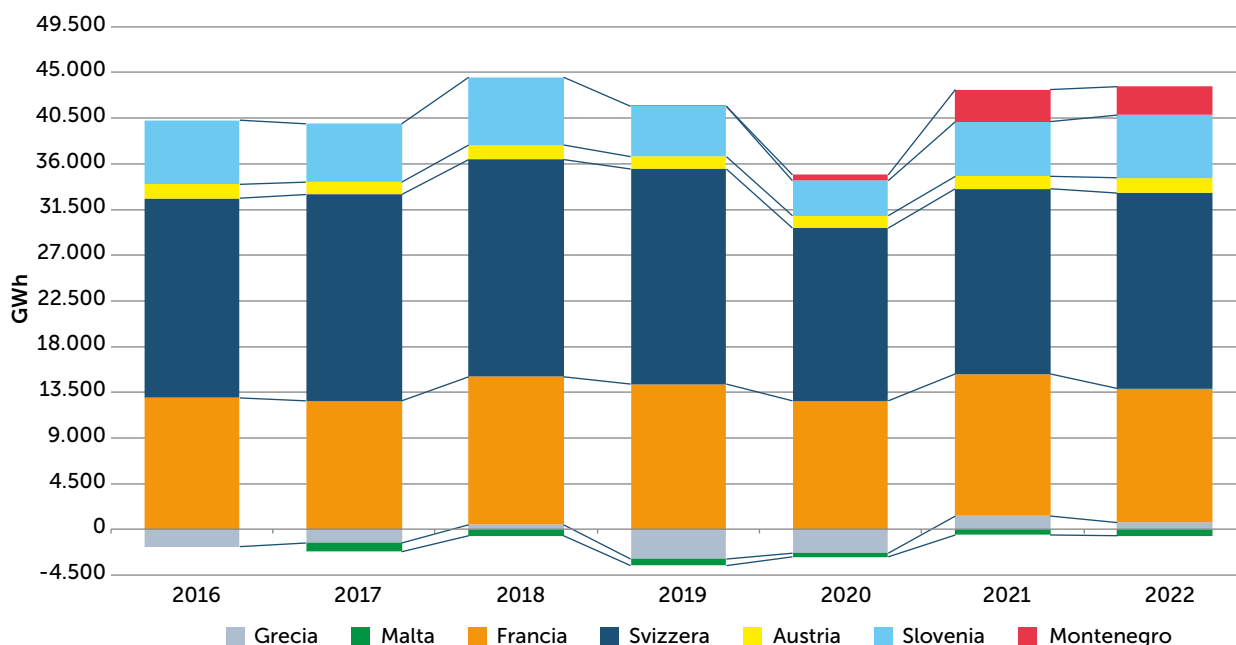
Come si è visto nelle pagine precedenti, nel 2022 i consumi di energia elettrica hanno registrato una diminuzione. Tenuto conto di un fabbisogno complessivo di elettricità che non è aumentato, anche il saldo estero ha registrato una variazione contenuta, sebbene marginalmente in aumento: le importazioni nette, infatti, sono salite a 43 TWh dai 42,8 TWh dell'anno precedente (+0,5%). Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è leggermente cresciuta dal 13,4% del 2021 al 13,6% del 2022.

Nel 2022 le importazioni sono cresciute di circa 800 GWh rispetto all'anno precedente, essendo passate da 46,6 a 47,4 TWh (+1,8%). Poiché, al contempo, le esportazioni sono cresciute in misura percentualmente più elevata (+16,8%, da 3,8 a 4,4 TWh), l'incremento del saldo estero ne è risultato parzialmente attenuato.

Il ricorso alle importazioni è lievemente cresciuto per la necessità di soddisfare la domanda a fronte di una minore copertura della produzione nazionale, che ha registrato una flessione leggermente maggiore di quella del fabbisogno.

Rispetto al 2021, nel 2022 abbiamo importato circa 800 GWh in più dalla Svizzera, circa 750 GWh in più dalla Slovenia e circa 250 GWh in più dall'Austria. Ciò per compensare il calo dei volumi provenienti dalla Francia (dalla quale, a causa della ridotta disponibilità di produzione nucleare, sono giunti circa 750 GWh in meno) e di quelli provenienti dalla Grecia e dal Montenegro (da ciascuno dei quali abbiamo acquistato circa 100 GWh in meno).

FIG. 2.6 *Importazioni nette di energia elettrica per frontiera*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna (provvisori per l'ultimo anno).

Risultano comunque abbastanza stabili le quote di importazione: anche nel 2022 la Svizzera è rimasto il paese da cui proviene la maggior parte (il 44,8%) del nostro saldo estero, sebbene la quota sia diminuita di 2 punti percentuali rispetto al 2021 (Fig. 2.6). Un altro 30,7% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia (32,6% nel 2021),

il 14,4% dalla Slovenia (12,6% nel 2021), il 6,6% proviene dal Montenegro (7,4% nel 2021), il 3,5% dall'Austria (2,9% nel 2021) e l'1,6% dalla Grecia (3,1% nel 2021).

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

In Italia, la trasmissione elettrica avviene per mezzo di circa 75.250 km di linee e circuiti elettrici e oltre 900 stazioni di smistamento e di conversione. Nel 2022 le imprese titolari di asset della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono divenute 7, contro le 8 dell'anno precedente, per effetto dell'incorporazione degli asset di alcune imprese in quelli del gruppo Terna. Oltre a Terna – Rete elettrica nazionale e Rete, la società del gruppo Terna nella quale sono confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello stato italiano, sono presenti nella trasmissione elettrica: Seasm del gruppo A2A, Eneco Valcanale¹¹, la società che ha realizzato un tronco di linea in alta tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (*Austrian Power Grid*), la società Terna Crna Gora, controllata al 100% da Terna, nonché le società Monita Interconnector e la nuova Piemonte Savoia (Pi.Sa.), costituite da Terna per la realizzazione e la gestione di infrastrutture di interconnessione.

TAV. 2.11 Asset della Rete di trasmissione nazionale (dati al 31 dicembre dell'anno indicato)

LINEE E STAZIONI	2018	2019	2020	2021	2022
Numero operatori di rete	9	11	11	8	7
LINEE					
Linee 380 kV (km)	11.211	11.211	11.225	11.315	11.349
Linee 220 kV (km)	10.877	10.817	10.825	11.061	11.079
Linee ≤ 150 kV (km)	48.899	48.938	48.913	50.263	50.135
Linee 500 kV a corrente continua (km)	961	1.480	1.480	1.490	1.490
Linee 400 kV a corrente continua (km)	255	255	255	255	255
Linee 320 kV a corrente continua (km)					95
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862	862
STAZIONI^(A)					
Numero stazioni 380 kV	166	173	174	175	176
Numero stazioni 220 kV	153	154	151	155	154
Numero stazioni ≤ 150 kV	568	575	578	580	583

(A) Nel conteggio delle stazioni 380 kV e 220 kV sono incluse anche le stazioni di conversione dei collegamenti in corrente continua esistenti e assimilabili per livello di tensione.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

Per favorire lo sviluppo del mercato unico dell'energia elettrica, l'Unione europea e, quindi, il potenziamento della capacità di interconnessione tra i diversi paesi, la normativa comunitaria ha stabilito che possono partecipare

¹¹ Eneco Valcanale, che possiede 6,6 km delle linee ≤ 150 kV, è considerato tra gli operatori di rete nonostante non abbia ancora richiesto a Terna l'inclusione nella RTN della *merchant line* Austria, così come previsto dal decreto di esenzione 16 dicembre 2010, n. 290/ML/3/2010.

alla realizzazione di infrastrutture di interconnessione con l'estero anche soggetti, distinti dai gestori delle reti, che siano disposti a finanziare specifiche interconnessioni in cambio dei benefici loro derivanti dall'ottenimento di un'esenzione dall'accesso di terzi sulla nuova capacità di trasporto che le infrastrutture rendono disponibile. La normativa italiana ha recepito le indicazioni europee nella legge 23 luglio 2009, n. 99, che ha affidato a Terna il compito di selezionare, sulla base di gare pubbliche, tali società. In questo quadro sono stati realizzati i collegamenti con il Montenegro, territorio con il quale l'interconnessione è entrata in esercizio nel dicembre 2019, e con la Francia, Paese verso il quale il nuovo collegamento HVDC Piossasco-Grand-Île è entrato in servizio lo scorso 4 novembre 2022.

La società Monita Interconnector è stata costituita per la realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro di cui ora gestisce la manutenzione e l'esercizio, ed è stata ceduta dal gruppo Terna a finanziatori privati alla fine del 2019 a fronte del pagamento di un corrispettivo annuale. Analogamente, la società Piemonte Savoia Pi.Sa. è titolare dell'autorizzazione per la realizzazione e per la gestione della *merchant line* del nuovo collegamento HVDC Piossasco-Grand-Île, che collega l'Italia alla Francia, entrato in servizio lo scorso 4 novembre 2022; nel 2017, Terna ha ceduto anche tale società a finanziatori privati, in accordo a quanto previsto dalla legge n. 99/2009.

Gli asset nelle proprietà di Monita Interconnector e di Pi.Sa. godono entrambi di un periodo di esenzione all'accesso dei terzi della durata di dieci anni a partire dall'entrata in esercizio commerciale della *merchant line*, in virtù di decreti di esenzione emanati dal Ministero dello sviluppo economico (oggi Ministero dall'ambiente e della sicurezza energetica)¹²; al termine del periodo di esenzione, la titolarità della porzione di rete oggetto dell'esenzione e ricadente in territorio italiano dovrà essere trasferita a Terna.

Tra le società titolari di asset di trasmissione presenti nel 2021 non ci sono più Nord Energia ed Edyna Transmission (del gruppo Alperia), le cui infrastrutture sono state acquisite da Terna alla fine del 2022 (rispettivamente, il 28 ottobre e il 29 dicembre).

Come sempre, il gruppo Terna possiede quasi interamente le infrastrutture di trasmissione che fanno parte della RTN (elettrodotti nazionali e stazioni elettriche).

Anche nel 2022 la partecipazione di controllo del 29,851% di Terna è stata detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti¹³. Il restante 70,15% del capitale appartiene al mercato, di cui il 54,7% appartiene a investitori istituzionali. Considerando tutti gli azionisti, ne risulta che le azioni di Terna sono detenute per il 49,9% da azionisti Italiani e per il restante 50,1% da investitori esteri, localizzati prevalentemente in Europa (18%), negli Stati Uniti e in Canada (15%) nel Regno Unito e in Irlanda (12%).

Relativamente alla composizione complessiva degli impianti di trasmissione elettrica, nel corso del 2022 si sono registrate lievi variazioni delle linee: quelle a 380 kV sono aumentate di 33 km, quelle a 220 kV sono aumentate di 19 km, quelle con tensione inferiore a 150 kV sono diminuite di 128 km; nel caso delle linee in corrente continua

¹² Decreto direttoriale 5 settembre 2019, n. 290/ML/7/2019, di esenzione dalla disciplina sull'accesso dei terzi per quota parte della totale capacità generata dalla linea di interconnessione tra Villanova (PE)-Lastva (Montenegro), e decreto direttoriale 20 luglio 2016, n. 290/ML/6 /2016, di esenzione per la "linea privata" di interconnessione di Piossasco (Italia)-Grand-Île (Francia).

¹³ Il capitale di CDP Reti è posseduto per il 59,1% dalla Cassa depositi e prestiti, per il 35,0% da State Grid Europe Limited, società controllata da State Grid Corporation of China, e per il 5,9% da altri investitori istituzionali italiani.

si rileva solo l'inserimento di 95 km di linee a 320 kV. Rispetto al 2021 è aumentato anche il numero delle stazioni: 1 in più tra quelle a 380 kV, 1 in meno tra quelle a 220 kV e 3 in più tra quelle inferiori a 150 kV.

La capacità italiana di interconnessione con l'estero è principalmente collocata sulla frontiera Nord del territorio nazionale e collegata con i quattro Paesi confinanti: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia, cui si aggiunge quella con il Montenegro (quest'ultimo a partire dal 2020). Anche nel 2022 sono state in funzione 26 linee di interconnessione suddivise tra i diversi livelli di tensione, alcune delle quali sono *merchant line*. La nuova interconnessione in corrente continua Piossasco-Grand Île ha fatto crescere valore nominale complessivo della capacità di scambio (*Net Transfer Capacity* – NTC) in inverno sulla frontiera Nord da 9.635 a 10.135 MW in ingresso (importazione), mentre la capacità in uscita (esportazione) è rimasta invariata a 4.565 MW (Tav. 2.12). Il nuovo collegamento con la Francia prevede un incremento a regime di 1.200 MW della capacità di interconnessione tra Italia e Francia, che passerà dai circa 3 GW attuali a oltre 4 GW.

TAV. 2.12 Capacità di interconnessione con l'estero (in MW; capacità nei giorni da lunedì a sabato e nelle ore di picco (7:00-23:00))

CONFINE	INVERNO			ESTATE		
	2021	2022	2023	2021	2022	2023
Francia	3.150	4.350	4.485	2.700	3.900	4.044
Svizzera	4.240	4.240	4.572	3.420	3.420	3.747
Austria	315	315	325	270	270	280
Slovenia	730	730	753	515	515	534
Totale frontiera Nord	8.435	9.635	10.135	6.905	8.105	8.605
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
TOTALE IMPORTAZIONE	9.535	10.735	11.235	8.005	9.205	9.705
Francia	995	1.995	1.995	870	1.870	2.055
Svizzera	1.810	1.810	1.810	1.440	1.440	1.660
Austria	100	100	100	80	80	100
Slovenia	660	660	660	620	620	645
Totale frontiera Nord	3.565	4.565	4.565	3.010	4.010	4.460
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
TOTALE ESPORTAZIONE	4.665	5.665	5.665	4.110	5.110	5.560

Fonte: Terna.

I valori della capacità NTC esposti nella tavola sono valutati di concerto con i gestori delle reti confinanti e sono validi per le ore di picco (dalle 7 alle 23) dei giorni dal lunedì al sabato. Nelle ore *off peak* – dalle 23 alle 7 di tutti i giorni e per l'intera durata dei giorni festivi – la capacità d'importazione NTC sulla frontiera Nord si riduce leggermente a 9.320 MW. La capacità di scambio totale, tuttavia, comprende anche 500 MW da/verso la Grecia, nonché 600 MW da/verso il Montenegro.

Relativamente ai progetti di sviluppo dell'interconnessione con l'estero, Terna deve definirne le linee tenendo conto della necessità di potenziamento delle reti nel rispetto delle condizioni di reciprocità con gli Stati esteri e delle esigenze di sicurezza del servizio, oltre che degli eventuali progetti realizzati da soggetti privati.

Con riferimento agli aggiornamenti relativi allo stato di avanzamento del Piano di sviluppo 2021, nella sua Relazione finanziaria annuale – Rapporto integrato 2022, Terna ha evidenziato che a fine 2022 ha ricevuto richieste di connessione alla RTN per oltre 311 GW di nuova potenza relativa a impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili, a fronte di una potenza già installata di circa 63,9 GW, con una marcata geolocalizzazione nel Sud Italia e nelle Isole (80% sul totale delle richieste), notoriamente caratterizzate da una maggiore ventosità e irraggiamento solare.

Dal punto di vista della gestione della RTN, immettere nuova energia elettrica in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili richiederà *“uno sforzo di pianificazione, autorizzazione e realizzazione degli investimenti che in Italia non ha precedenti negli ultimi decenni”*¹⁴. Pertanto, Terna ha deciso di imprimere un'ulteriore accelerazione agli investimenti più importanti e di maggiore utilità per il sistema elettrico.

Gli scenari energetici attualmente ipotizzati consentono di tracciare possibili traiettorie di sviluppo dell'attuale sistema energetico, fornendo una base per individuare e pianificare gli investimenti e sviluppi infrastrutturali necessari per abilitare la transizione ecologica. Sotto questo aspetto, Terna ha evidenziato che *“Lo scenario Fit-For-55 (FF55) riveste un ruolo particolare, non solo perché riguarda gli obiettivi di policy al 2030 ma soprattutto perché ipotizza un mix efficiente di investimenti in infrastrutture di rete, fonti rinnovabili, accumuli e nuove tecnologie digitali compatibili con i principali vincoli tecnici, economici e amministrativi che altrimenti ne potrebbero impedire la realizzabilità in tempi così stretti. In particolare, lo scenario individua la necessità di:*

- *sviluppare 70 GW di nuova capacità eolica e solare al 2030 rispetto al 2019, corrispondenti a +120-126 TWh, in aumento rispetto ai 40 GW incrementali previsti dal PNIEC;*
- *raggiungere almeno il 65% di penetrazione della quota FER nel fabbisogno di energia elettrica al 2030, rispetto al 55% precedentemente considerato dal PNIEC;*
- *creare quasi 100 GWh di accumuli aggiuntivi, oltre a sviluppare un'adeguata capacità di trasporto, al fine di garantire la piena integrazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili all'interno del sistema elettrico italiano”.*

In tale contesto, Terna intende disegnare una rete elettrica in grado di sostenere la progressiva decarbonizzazione e una sempre maggiore integrazione delle fonti rinnovabili garantendo al tempo stesso efficienza e sicurezza degli approvvigionamenti. Pertanto, il recente Piano di sviluppo 2023 di Terna deve garantire uno sviluppo sostenibile della RTN, abilitando la realizzazione delle fonti rinnovabili, sostenendo la transizione energetica e il *phase out* del carbone, e indicando tutti gli investimenti che Terna dovrà realizzare per garantire l'efficienza della rete elettrica, la sicurezza dell'approvvigionamento e del servizio e l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi individuati e previsti dal pacchetto *Fit for 55* (-55% delle emissioni di CO₂ al 2030 rispetto ai valori del 1990 ed energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili in Italia con copertura pari ad almeno il 65% dei consumi finali).

Per raggiungere tali obiettivi, Terna, nel Piano di sviluppo 2023, prevede, in aggiunta agli interventi già previsti dal Piano di sviluppo 2021, l'introduzione di progetti innovativi all'interno del progetto *Hypergrid* per riguardare i

¹⁴ Terna, Relazione finanziaria annuale – Rapporto integrato 2022.

target del futuro con incremento e accelerazione degli investimenti utili per l'Italia. I progetti *Hypergrid*, principale novità del Piano di sviluppo 2023, sono progetti innovativi che sfrutteranno le tecnologie della trasmissione in alta tensione in corrente continua (HVDC) per trarre gli obiettivi di transizione e sicurezza energetica: in sintesi, Terna realizzerà una rilevante operazione di ammodernamento di elettrodotti RTN già esistenti sulle dorsali est e ovest dell'Italia, fino alle Regioni del Sud Italia e alle Isole, insieme a nuovi collegamenti sottomarini a 500 kV. Tali interventi hanno l'obiettivo di aumentare le prestazioni di tali linee elettriche, riducendo al minimo il proprio impatto ambientale, e trasferendo sempre più potenza generata da fonti rinnovabili nel Sud Italia verso le zone di carico del Nord Italia. Terna, *"alla luce delle sfide che caratterizzeranno il sistema elettrico in ragione dei trend di evoluzione attesi negli scenari energetici previsionali e dei cambiamenti climatici in atto, nell'ambito della pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione"* ritiene necessario soddisfare i seguenti obiettivi del sistema elettrico nazionale:

- integrare le fonti rinnovabili, a partire dal progetto *Hypergrid*;
- incrementare la capacità di trasporto, raddoppiando l'attuale capacità di scambio tra le zone di mercato (oltre 30 GW) oltre alla riduzione e risoluzione delle future congestioni di rete;
- sviluppare, in continuità con i precedenti Piani di sviluppo, le interconnessioni con l'estero, al fine di garantire una maggiore sicurezza attraverso la possibilità di mutuo soccorso tra sistemi elettrici interconnessi;
- migliorare i livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema elettrico nazionale, oltre alla continuità del servizio;
- garantire la robustezza della rete elettrica nazionale e smorzare le oscillazioni intersistemiche a bassa frequenza, attraverso interventi per un sistema elettrico nazionale sempre più stabile in grado di mantenere o controllare la forma d'onda di tensione a seguito di un guasto o disturbo.

Distribuzione

Al 31 dicembre 2022 risultavano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 123 distributori elettrici; solo uno di loro non ha risposto all'indagine annuale dell'Autorità¹⁵.

Rispetto al 31 dicembre 2021, si conta un distributore in meno perché dal 1° gennaio 2022 la società Servizi a Rete è stata oggetto di scissione totale e i suoi rami aziendali, riguardanti la distribuzione e la misura di energia elettrica e di gas naturale, sono stati trasferiti nella società Megareti. Megareti, che dal 1° gennaio 2022 ha assunto la nuova denominazione sociale di V-Reti, era la società di distribuzione elettrica del gruppo Agsm Verona, che nel 2021 ha dato vita al nuovo gruppo societario Agsm Aim, unendosi appunto al gruppo Aim Vicenza. Altre operazioni societarie che sono state comunicate nel corso del 2022 nell'Anagrafica operatori dell'Autorità riguardano: la società Set Distribuzione che dall'inizio dell'anno ha acquisito il ramo aziendale della distribuzione elettrica dal Comune di Castello-Molina di Fiemme (TN); l'Impresa Produzione Energia Elettrica Pesenti, che ha cambiato natura giuridica da società in nome collettivo a società a responsabilità limitata, assumendo questa nuova denominazione sociale; dal 1° ottobre Reti Valtellina Valchiavenna ha cambiato gruppo societario. La società, infatti, fa parte del gruppo Acsm Agam, che si è formato a metà del 2018 con l'aggregazione delle *utilities* di Como, Monza, Lecco, Sondrio e Varese, e che da quella data ha cambiato il nome in Acinque.

Nel 2022 sono stati complessivamente erogati 257,2 TWh, 6,4 TWh in meno rispetto al 2021. La riduzione del 2,4% è stata accompagnata da un incremento molto lieve dei punti di prelievo (+0,4%), cresciuti di circa 133.000

¹⁵ Si tratta di un ente comunale molto piccolo che gestisce il servizio nel suo territorio.

unità, come si vede nella tavola 2.13 che riporta il numero di distributori che hanno risposto all'Indagine, suddivisi per classe di numerosità dei punti di prelievo serviti, nonché i dati relativi ai volumi distribuiti per ciascuna classe a partire dal 2017.

TAV. 2.13 Attività dei distributori elettrici dal 2017

DISTRIBUTORI ^(A) PER NUMERO DI CLIENTI SERVITI	2017	2018	2019	2020	2021	2022
NUMERO	129	127	126	126	123	122
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	6	6	6	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	2	2	2	2	2	1
Tra 20.000 e 50.000	9	9	9	9	9	9
Tra 5.000 e 20.000	20	19	19	19	19	19
Tra 1.000 e 5.000	40	39	38	38	37	38
Fino a 1.000	48	47	48	48	46	45
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	268.646	267.942	268.685	248.550	263.651	257.236
Oltre 500.000	253.247	252.199	253.082	233.818	248.390	242.084
Tra 100.000 e 500.000	10.080	10.590	10.522	9.874	10.131	11.252
Tra 50.000 e 100.000	1.584	1.481	1.403	1.359	1.495	314
Tra 20.000 e 50.000	1.797	1.834	1.821	1.734	1.809	1.756
Tra 5.000 e 20.000	1.243	1.155	1.192	1.132	1.181	1.167
Tra 1.000 e 5.000	560	537	524	504	515	543
Fino a 1.000	135	146	141	129	130	120
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	36.912	36.851	36.794	36.830	36.933	37.066
Oltre 500.000	34.935	34.866	34.809	34.841	34.937	35.065
Tra 100.000 e 500.000	1.261	1.284	1.287	1.290	1.296	1.376
Tra 50.000 e 100.000	137	137	137	137	138	63
Tra 20.000 e 50.000	266	266	267	267	267	270
Tra 5.000 e 20.000	194	179	181	183	183	182
Tra 1.000 e 5.000	98	98	91	91	91	90
Fino a 1.000	22	22	22	22	21	20

(A) I valori si riferiscono agli operatori che hanno risposto alle varie edizioni dell'Indagine annuale.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I primi 10 distributori (con più di 100.000 utenti) servono il 98,3% dei clienti totali ed erogano una quota analoga (98,5%) dell'energia elettrica prelevata dalle reti di distribuzione. I restanti 112 operatori della distribuzione erogano solo l'1,5% di tutta l'energia prelevata dalle reti di distribuzione.

Il volume medio distribuito per operatore si è attestato a 2.108 GWh, in leggero calo (-1,6%) rispetto ai 2.144 GWh dell'anno precedente, a causa della riduzione complessiva dei volumi distribuiti e del contemporaneo aumento dei punti di prelievo serviti. Il numero medio di utenti finali serviti da ciascun operatore è cresciuto da circa 300.000 a poco meno di 304.000 unità (+1,4%).

La classe di distributori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000 quest'anno vede un operatore in meno, per via della cessione (descritta poco sopra) dell'attività da Servizi a Rete alla società V-Reti, la quale, nonostante l'acquisizione, è inclusa come nel 2021 nella classe superiore. Eccettuando tale movimento, la classificazione delle imprese per numero di utenti, esposta nella tavola, non evidenzia nessuna variazione rispetto al 2021: i 10 distributori medio-grandi (quelli con più di 100.000 utenti) sono gli stessi da diversi anni, così come il numero degli operatori intermedi; una lievissima variabilità caratterizza gli esercenti più piccoli.

Gli operatori appartenenti alla prima classe, cioè quelli con più di 500.000 punti di prelievo, sono: e-distribuzione (ex Enel Distribuzione), Unareti (ex A2A Reti Elettriche), Areti (ex Acea Distribuzione) e Ireti, che ha assorbito le attività elettriche prima di competenza delle società Iren Emilia e Aem Torino Distribuzione. Tutti gli operatori hanno cambiato nome nel 2016 per adempiere alle disposizioni sull'*unbundling* funzionale, che ha obbligato le imprese di distribuzione appartenenti a un gruppo societario verticalmente integrato, impegnato anche in attività di commercializzazione, a distinguersi dalle altre società del gruppo in termini di identità, di marchio e di politiche di comunicazione. Anche le imprese con un numero di utenti superiore a 100.000 e inferiore al mezzo milione sono sostanzialmente sempre le stesse, vale a dire Edyna (nata dalla fusione delle due società di distribuzione dell'energia elettrica altoatesine Aew Reti e Selnet), Set Distribuzione (società trentina del gruppo Dolomiti Energia), Inrete Distribuzione Energia, la società costituita da Hera per gestire l'attività di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica che opera principalmente in Emilia-Romagna, V-Reti (ex Megareti del gruppo veneto Agsm Aim, di cui si è detto all'inizio di questo paragrafo), Deval (che opera in Valle d'Aosta e fa parte del gruppo CVA) e AcegasApsAmga (che opera nel Nord-Est e fa parte del gruppo Hera).

I dati relativi alla composizione societaria degli operatori della distribuzione (Tav. 2.14), limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, sono rimasti totalmente invariati rispetto al 2021: in prima posizione vi sono le persone fisiche, che ne possiedono il 42,3%, e gli enti pubblici (32,7%). Quote significative appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (8,1%) e a società diverse (10,9%). La quota relativa alle imprese energetiche è risultata del 5,9%.

Circa la natura giuridica dei distributori elettrici, si osserva come poco più di metà delle società che svolgono la distribuzione siano organizzate in forma cooperativa (26%) o in società per azioni (25%), che costituiscono le forme predominanti; le società a responsabilità limitata e gli enti pubblici rappresentano, rispettivamente, il 22% e il 19% dei distributori; il restante 7% si divide tra altre forme.

TAV. 2.14 *Composizione societaria dei distributori nel 2022*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	QUOTA
Persone fisiche	42,3%
Enti pubblici	32,7%
Società diverse	10,9%
Imprese energetiche nazionali	8,1%
Imprese energetiche locali	5,9%
Istituti finanziari nazionali e altri	0,1%
TOTALE	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2022 la lunghezza delle reti di distribuzione elettrica è cresciuta di quasi 1.700 km, di cui circa 200 in bassa tensione e circa 1.500 in media tensione, mentre le reti in alta o altissima tensione sono sostanzialmente rimaste invariate (-58 km). Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.281.500 km di reti, la maggior parte delle quali (69%) è in bassa tensione (Tav. 2.15).

Tradizionalmente, il numero dei distributori che operano in Trentino-Alto Adige è molto più elevato che nelle altre Regioni: 59 imprese che gestiscono il 2,3% dell'estensione della rete di distribuzione nazionale. Le altre Regioni con un elevato numero di distributori, seppure ben distante da quello del Trentino-Alto Adige, sono Lombardia e Sicilia (ciascuna con 11 distributori), Piemonte (8 soggetti) e Marche (7 distributori).

TAV. 2.15 Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2022 (in km)

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DI DISTRIBUTORI ^(A)
Piemonte	66.156	29.829	43	8
Valle d'Aosta	2.920	1.619	57	2
Lombardia	89.343	43.921	46	11
Trentino-Alto Adige	19.631	9.262	173	59
Veneto	64.169	28.237	22	2
Friuli-Venezia Giulia	16.186	8.627	4	5
Liguria	22.313	7.291	-	2
Emilia-Romagna	70.158	33.854	35	3
Toscana	60.874	27.505	-	2
Umbria	19.006	8.457	-	2
Marche	29.848	12.009	-	7
Lazio	70.507	30.405	488	6
Abruzzo	27.084	10.539	0	5
Molise	8.311	3.780	0	1
Campania	64.148	26.501	-	5
Puglia	65.868	33.124	4	3
Basilicata	15.605	10.504	1	1
Calabria	45.797	18.986	0	1
Sicilia	83.110	37.333	4	11
Sardegna	38.991	18.862	0	3
ITALIA	880 027	400 644	876	-

(A) Ciascun distributore viene conteggiato tante volte quante sono le regioni in cui opera.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'ordinamento per quantità di energia erogata delle maggiori società di distribuzione, cioè quelle con più di 500.000 GWh distribuiti (Tav. 2.16), è cambiato rispetto al 2021 per l'ingrandirsi di V-Reti rispetto alla vecchia Megareti. Grazie all'acquisizione dell'attività dalla società Servizi a Rete, infatti, V-Reti è salita in quinta posizione, rispetto all'ottava posizione che occupava lo scorso anno Megareti, e superando quindi Edyna e Set Distribuzione.

E-distribuzione (gruppo Enel) resta di gran lunga l'operatore principale, con la quota dell'85,3% dei volumi complessivamente distribuiti. Seguono: Unareti (gruppo A2A) con il 4,1%, Areti (gruppo Acea) con il 3,5%, Ireti (gruppo Iren) con l'1,2% e V-Reti (gruppo Agsm Aim) con l'1,1%. Tutti gli altri distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

Nel dettaglio, sempre in termini di volumi distribuiti, le quote dell'impresa maggiore, edistribuzione, sono dell'86,1% nel domestico e dell'85% nel non domestico. Raggiungono quote superiori all'1% nel domestico anche Areti (4,6%), Unareti (3,1%) e Ireti (1,5%); nel non domestico, in ordine, vi sono Unareti (4,4%), Areti (3,2%), Ireti e V-Reti (entrambe all'1,2%) ed Edyna (1%).

L'80,7% dei punti di prelievo allacciati alle reti di distribuzione sono domestici, mentre il rimanente 19,3% è rappresentato da utenti non domestici. Emergono risultati opposti se si considerano i prelievi di energia distribuita che per il 22,6% sono effettuati da clienti domestici e per il restante 77,4% da clienti non domestici. I distributori per i quali l'incidenza dei consumi non domestici è più elevata sono, come lo scorso anno, V-Reti (87%), Edyna (86%), Deval (85%) e Unareti (83%). All'opposto, Areti, AcegasApsAmga, Ireti ed e-distribuzione presentano, invece, una quota di volumi più elevata della media per i clienti domestici (rispettivamente, il 30%, il 29%, il 27% e il 23%).

TAV. 2.16 Distribuzione di energia elettrica delle maggiori società di distribuzione nel 2022 (volumi distribuiti in GWh e punti di prelievo in migliaia)

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO
E-distribuzione	50.065	25.492	169.287	6.053	219.352	31.545
Unareti	1.791	960	8.791	203	10.582	1.163
Arete	2.666	1.349	6.273	306	8.938	1.655
Ireti	867	565	2.345	137	3.212	701
V-Reti	371	189	2.428	55	2.800	244
Edyna	341	176	2.031	62	2.372	238
Set Distribuzione	400	271	1.880	66	2.280	337
Inrete Distribuzione Energia	383	203	1.772	61	2.154	264
Deval	134	104	750	26	884	130
AcegasApsAmga	220	132	542	32	762	164
Altri operatori	882	487	3.018	139	3.900	625
TOTALE	58.119	29.927	199.117	7.139	257.236	37.066

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione territoriale dei volumi distribuiti e dei punti di prelievo allacciati per settore di consumo (Tav. 2.17) resta relativamente stabile nel tempo.

I prelievi maggiori, domestici e non domestici, sono concentrati in Lombardia, dove si consuma complessivamente il 23,1% dell'energia elettrica distribuita in Italia. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano il 16,2% del totale. Altre Regioni rilevanti sono il Veneto, che incide per il 10,4% del consumo nazionale, l'Emilia-Romagna, dove viene

prelevato un altro 8,8%, il Piemonte (7,4%), il Lazio (7,5%), la Toscana e la Campania (entrambe al 6,2%) e la Sicilia (5,6%). Un quarto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici Regioni. I 59 distributori del Trentino-Alto Adige (Tav. 2.15) distribuiscono il 2,3% dell'elettricità nazionale al 2% dei punti di prelievo.

I dati regionali mostrano una variazione rispetto al 2021 dei volumi complessivamente distribuiti negativa in quasi tutti i territori: fanno eccezione, infatti, solo la Valle d'Aosta, dove i prelievi sono cresciuti dell'1,8%, e la Toscana, dove sono rimasti sostanzialmente invariati. I tassi di variazione, però, non sono molto uniformi: a fronte di una media nazionale pari al -2,4%, vi sono territori dove i volumi sono scesi molto più intensamente e altri in cui la perdita di consumi è risultata più lieve. Si osservano: punte di riduzione in Sardegna (-6,3%), in Basilicata (-5,5%), in Molise (-5,2%), in Piemonte e in Puglia (-4% circa), e cali più contenuti in Lazio (0,6%), Sicilia (-0,8%) e Trentino-Alto Adige (-1,3%). A livello settoriale, invece, i volumi prelevati dal settore non domestico sono tendenzialmente in minore discesa rispetto a quelli prelevati dal settore domestico: in media, infatti, i prelievi domestici sono diminuiti del 4,7%, mentre quelli dei non domestici si sono ridotti dell'1,8%. Spiccano, in particolare, le discese dei consumi domestici nelle Marche, in Trentino-Alto Adige e in Basilicata (tutte tra il -7% e il -8%), così come quelle dei clienti non domestici in Sardegna (-7,3%).

TAV. 2.17 *Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2022 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	3.870	2.330	15.196	553	19.066	2.883
Valle d'Aosta	143	109	772	27	915	136
Lombardia	9.623	4.942	49.707	1.071	59.330	6.013
Trentino-Alto Adige	945	563	4.878	166	5.822	728
Veneto	4.975	2.354	21.827	582	26.802	2.936
Friuli-Venezia Giulia	1.183	653	7.639	149	8.822	802
Liguria	1.429	1.036	4.324	249	5.752	1.285
Emilia-Romagna	4.425	2.285	18.254	606	22.679	2.891
Toscana	3.686	1.915	12.304	521	15.989	2.437
Umbria	833	423	3.900	114	4.733	537
Marche	1.353	744	4.775	203	6.128	947
Lazio	5.564	2.825	13.672	641	19.237	3.466
Abruzzo	1.148	722	4.013	159	5.161	881
Molise	250	171	1.000	38	1.249	209
Campania	5.016	2.298	10.851	549	15.866	2.848
Puglia	3.821	1.939	8.057	493	11.878	2.432
Basilicata	450	280	1.702	71	2.152	351
Calabria	1.890	1.027	2.992	216	4.883	1.243
Sicilia	5.405	2.419	9.010	537	14.415	2.956
Sardegna	2.111	890	4.245	196	6.356	1.087
ITALIA	58.119	29.927	199.117	7.139	257.236	37.066

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2022, quindi, la distribuzione ha servito 37 milioni di utenti: 29,9 milioni di punti domestici e 7,1 milioni di punti non domestici. In termini di energia prelevata i volumi dei domestici sono scesi a 58 TWh dai precedenti 61 TWh, mentre quelli dei non domestici sono passati da 202,7 a 199,1 TWh. Diversamente dai volumi, gli utenti domestici hanno evidenziato una lieve crescita rispetto al 2021 (+0,5%), mentre i non domestici sono appena diminuiti (0,3%). A seguito di questi andamenti, nel 2022 il prelievo medio unitario dell'utenza domestica è sceso a 1.942 kWh dai 2.047 kWh del 2021 (-5,1%). Gli elevati prezzi che l'energia ha raggiunto nell'anno hanno certamente determinato una maggiore attenzione nei consumi elettrici delle famiglie, così come il graduale ritorno del lavoro in presenza può avere contribuito alla riduzione dei consumi domestici.

La tavola 2.18 presenta la spaccatura dei clienti domestici della distribuzione elettrica per classe di potenza impegnata e per la caratteristica della residenza anagrafica.

La maggioranza dei clienti domestici (79,8%) è residente e consuma l'87,8% di tutta l'elettricità distribuita alle famiglie. I clienti non residenti sono solo il 20,2% e la quota dei loro prelievi è pari al 12,2% del totale. La maggior parte dei punti di prelievo con uso domestico ha un contratto con potenza impegnata compresa tra 1,5 e 3 kW: essa rappresenta l'85,8% di tutti gli utenti domestici (divisi tra i residenti per il 69,5% e i non residenti per il 16,4%). I volumi di elettricità prelevati da tali clienti rappresentano il 76,1% del totale (anche qui divisi tra i residenti per il 68,5% e i non residenti per il 7,6%).

Il secondo valore di potenza più diffuso tra le famiglie è quello tra 3 e 4,5 kW, che incide per il 7% dei punti di prelievo e per il 10,5% dei consumi complessivi. La potenza compresa tra 4,5 e 6 kW, necessaria soprattutto alla maggiore elettrificazione delle abitazioni (nelle quali siano presenti impianti di condizionamento, o impianti di riscaldamento a pompa di calore e/o altre tecnologie moderne come i piani di cottura a induzione), riguarda il 5,1% degli utenti e assorbe il 9,5% di tutta l'energia distribuita al settore domestico. Le potenze superiori ai 3 kW stanno lentamente aumentando: nel 2020 i punti domestici con potenza tra 3 e 4,5 kW erano il 6%, mentre quelli tra 4,5 e 6 kW erano il 4,1% del totale.

TAV. 2.18 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2022 per classe di potenza (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e prelievo medio in kWh)*

CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
RESIDENTI			
Fino a 1,5 kW	73	109	668
Da 1,5 a 3 kW	39.816	20.785	1.916
Da 3 a 4,5 kW	5.325	1.685	3.160
Da 4,5 a 6 kW	4.487	1.134	3.955
Da 6 a 10 kW	786	119	6.618
Da 10 a 15 kW	312	31	10.000
Oltre 15 kW	233	13	17.914
TOTALE RESIDENTI	51.031	23.877	2.137

(segue)

CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
NON RESIDENTI			
Fino a 1,5 kW	63	268	233
Da 1,5 a 3 kW	4.405	4.898	899
Da 3 a 4,5 kW	799	402	1.989
Da 4,5 a 6 kW	1.063	391	2.720
Da 6 a 10 kW	302	56	5.345
Da 10 a 15 kW	181	20	8.959
Oltre 15 kW	276	14	19.921
TOTALE NON RESIDENTI	7.088	6.050	1.172
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.119	29.927	1.942

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il prelievo medio delle famiglie italiane, che, come già notato, è complessivamente pari a 1.942 kWh, presenta una rilevante differenziazione tra quello dei clienti residenti, che ammonta a 2.137 kWh, e quello dei clienti non residenti, che è ovviamente inferiore e pari a 1.172 kWh, entrambi comunque in diminuzione rispetto al 2021.

Nella classe di potenza più piccola (fino a 1,5 kW) la numerosità dei clienti non residenti (268.000 punti di prelievo) è più che doppia rispetto a quella dei residenti (109.000 punti). I prelievi, invece, risultano più elevati per le abitazioni di residenza (73 GWh) rispetto a quelli dei clienti non residenti (63 GWh). In questa classe ricade con molta probabilità gran parte delle cosiddette "secondo case", per le quali è sufficiente un basso livello di potenza, e i consumi sono piuttosto ridotti; questo spiega la notevole differenza in questa classe tra i consumi medi dei residenti, pari a 668 kWh, e quelli dei non residenti, pari a 233 kWh.

La superiorità dei consumi medi dei residenti rispetto a quelli dei non residenti si osserva per tutte le classi di potenza, con l'eccezione dell'ultima. Infatti, nella classe di potenza 1,5-3 kW i 1.916 kWh dei clienti residenti si confrontano con gli 899 kWh dei non residenti. Nella classe 3,5-4,5 kW il consumo medio dei residenti è pari a 3.160 kWh, mentre quello dei non residenti è 1.989 kWh. Ancora, nella classe di potenza da 4,5 a 6 kW, abbastanza rilevante in termini di numerosità degli utenti, il consumo medio dei residenti risulta di 3.955 kWh a fronte dei 2.720 kWh dei non residenti. Nell'ultima classe di potenza, che accoglie i punti con potenza superiore a 15 kW, il consumo medio dei non residenti supera di 2.000 kWh quello dei residenti.

Per quanto riguarda i clienti non domestici (Tav. 2.19), nonostante la discesa dei prelievi rispetto al 2021, le proporzioni tra i livelli di tensione si sono mantenute: come per gli anni scorsi il 47% dei volumi distribuiti nel 2022 ha interessato la clientela allacciata in media tensione, il 18% quella allacciata in alta e altissima tensione e il restante 35% quella in bassa tensione. Quest'ultima tipologia, pur assorbendo solo poco più di un terzo dei volumi, riguarda ben il 98,6% dei punti di prelievo.

TAV. 2.19 Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2022 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)

LIVELLO DI TENSIONE E TIPO DI UTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI CON MISURATORE PROGRAMMATO ORARIO ^(A)	PUNTI DI IMMISSIONE ^(B)
Bassa tensione	70.352	7.038.967	2.321.020	11.342
UtENZE soggette a regimi tariffari speciali	0,16	27	18	0
Punti di emergenza	1	3	2	0
Illuminazione pubblica	3.957	283.608	40.733	33
Altri usi	66.394	6.755.329	2.280.267	11.309
Media tensione	93.087	99.372	99.002	7.258
UtENZE soggette a regimi tariffari speciali	117	34	34	0
Punti di emergenza	372	239	239	0
Illuminazione pubblica	263	897	882	0
Altri usi	92.334	98.202	97.847	7.258
Alta e altissima tensione	35.678	948	947	722
UtENZE soggette a regimi tariffari speciali	5.304	308	308	0
Punti di emergenza	5	12	12	0
Altri usi	30.369	628	627	722
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	199.117	7.139.287	2.420.969	19.322

(A) Numero di punti di prelievo attivi al 31 dicembre con misuratore elettronico programmato orario. Esso include i punti di prelievo relativi ai clienti che producono energia elettrica (*prosumer*) ma esclude i produttori "puri" (che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari).

(B) Si tratta dei punti di connessione dei produttori che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari ("produttori puri").

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Come già in precedenza accennato, rispetto al 2021 i punti non domestici serviti sono diminuiti di quasi 18.000 unità (-0,3%) e i volumi distribuiti hanno registrato un calo dell'1,8%; di conseguenza il volume medio unitario si è attestato a 27.890 kWh, valore dell'1,5% inferiore a quello dello scorso anno (28.320 kWh). Il segmento dell'alta e altissima tensione è quello che ha registrato la maggiore riduzione in termini di volumi (-5,8%), ma anche l'unica crescita in termini di punti (1,4%); i prelievi della bassa tensione sono rimasti stabili (+0,3%) e i punti sono appena diminuiti (-0,2%). L'utenza allacciata in media tensione ha evidenziato, invece, un calo dei prelievi (-1,7%) e una leggermente più pronunciata riduzione nei punti di prelievo (-1,3%).

Un terzo dei 7 milioni di utenti serviti in bassa tensione ha installato un misuratore elettronico programmato orario (la stessa quota del 2021, ma nel 2020 erano il 20%), mentre le utenze servite in media o alta tensione sono pressoché completamente dotate di tale strumento. Il 76,2% dei punti allacciati in alta o altissima tensione è in realtà un "produttore puro", nel senso che preleva energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari. Tale percentuale si riduce al 7,3% nel caso delle utenze in media tensione e sostanzialmente si annulla (0,2%) nei punti in bassa tensione. La quota dei punti di immissione allacciati in alta o altissima tensione è lievemente diminuita: nel 2021 era del 77%.

Il dettaglio dei clienti non domestici "Altri usi", allacciati in bassa tensione e suddivisi per livello di potenza (Tav. 2.20), mostra che il 46% di tale utenza ha una potenza impegnata fino a 3 kW e prelievi pari al 5,1%. Tra le classi di potenza superiori a 3 kW, quella più rilevante in termini di punti serviti (17,4%) è quella che va da 4,5 a 6 kW; la classe di potenza più rilevante in termini di prelievi, invece, è quella oltre i 50 kW, che da sola assorbe il 26,2%

dell'energia, nonostante comprenda solo l'1,5% degli utenti. Tuttavia, le classi di potenza più importanti per questo segmento della distribuzione sono quelle da che vanno da 6 a 30 kW: considerate insieme rappresentano il 27,8% dei punti e il 46% dei prelievi. Ovviamente, la maggiore quota di clienti con misuratore elettronico orario programmato si osserva per l'ultima classe di potenza, quella che include i punti con oltre 50 kW di potenza installata, dove il misuratore è installato nel 75% dei casi. Il contatore elettronico è comunque presente in circa metà dei clienti con potenza da 42 a 50 kW e nel 39% dei clienti con potenza da 30 a 42 kW.

TAV. 2.20 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici "Altri usi" allacciati in bassa tensione nel 2022 per livello di potenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)*

CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI CON MISURATORE PROGRAMMATO ORARIO ^(A)	CONSUMO MEDIO
Fino a 1,5kW	789	1.363.843	578	498.087
Da 1,5 kW a 3 kW	2.591	1.743.212	1.486	598.249
Da 3 kW a 4,5 kW	1.316	379.297	3.471	124.263
Da 4,5 kW a 6 kW	4.833	1.172.368	4.123	376.174
Da 6 kW a 10 kW	7.681	878.722	8.741	270.971
Da 10 kW a 15 kW	9.269	595.411	15.567	177.819
Da 15 kW a 30 kW	13.576	403.361	33.658	111.914
Da 30 kW a 42 kW	5.708	82.251	69.402	31.718
Da 42 kW a 50 kW	3.229	37.447	86.237	16.671
Oltre 50 kW	17.401	99.417	175.031	74.401
TOTALE ALTRI USI IN BT	66.394	6.755.329	9.828	2.280.267

(A) Numero di punti di prelievo attivi al 31 dicembre con misuratore elettronico programmato orario. Esso include i punti di prelievo relativi ai clienti che producono energia elettrica (*prosumer*) ma esclude i produttori "puri" (che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Connessioni

Le connessioni degli utenti alla rete possono essere attive o passive. Le "connessioni attive" sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per consentire a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico. Le "connessioni passive", invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico.

I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti¹⁶. I valori relativi alle connessioni degli utenti passivi, invece, sono stati raccolti da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

¹⁶ Le elaborazioni effettuate sono basate sui dati messi a disposizione dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 38 del Testo Integrato per la connessione alle reti (TICA). In particolare, con riferimento all'anno 2022, sono stati utilizzati i dati forniti da Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, Ireti e Set Distribuzione, che hanno trasmesso all'Autorità, in tempo utile per la predisposizione della presente *Relazione Annuale*, le informazioni relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica; non sono stati considerati, invece, i dati non comunicati in tempo utile.

Relativamente alle connessioni attive con la rete di trasmissione, nell'anno 2022 Terna ha ricevuto 2.956 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 253,6 GW, per le quali, nello stesso anno, ha messo a disposizione 1.645 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 111,5 GW. I tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 83 giorni lavorativi.

Nell'arco dell'anno sono stati accettati 813 preventivi, cioè circa la metà di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di 42,7 GW. Solo per quattro di questi preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 113 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD), una sola delle quali è stata accettata entro il 31 dicembre 2022, per una potenza di 34 MW. Ciò nonostante, non risultano essere state realizzate e attivate le corrispondenti connessioni entro l'anno.

Nell'anno 2022 le imprese distributrici¹⁷ hanno ricevuto più di 350.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti in bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di 26,7 GW, per le quali, nello stesso anno, hanno messo a disposizione poco più di 310.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 13,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 19 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 40 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 53 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Più di 280.000 preventivi rispetto al totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2022, per una potenza totale di 6,6 GW.

Nel 2022, in relazione alle richieste pervenute nello stesso anno, sono state realizzate più di 150.000 connessioni, corrispondenti a 1,3 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 26 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici¹⁸;
- 65 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹⁹;

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono pari a 9 giorni lavorativi.

Nel 2022 l'unico distributore che ha ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in alta tensione è stato e-distribuzione con 567 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di 8,4 GW; nello stesso anno sono stati messi a disposizione 177 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 2,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 57 giorni lavorativi.

¹⁷ Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, si ricorda che i dati riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2022 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti e che hanno trasmesso all'Autorità le relative informazioni in tempo utile per la predisposizione della presente *Relazione Annuale*.

¹⁸ I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

¹⁹ I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

Tra i preventivi messi a disposizione, 77, corrispondenti a una potenza totale di 1,2 GW, sono stati accettati nel corso dell'anno; per uno solo di essi, alla data del 31 dicembre 2022, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD) e, pertanto, anche nel 2022 non è stata effettuata alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in alta tensione delle imprese distributrici che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi (Tav. 2.21), i dati raccolti mostrano che nel 2022 sono state effettuate 256.143 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 70% di esse, la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 11,3 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 8,4 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 20 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione.

Anche in questo caso, i dati evidenziano un numero di richieste in aumento (+13%) rispetto al 2021, ma anche un peggioramento complessivo dei tempi di allacciamento: da 7,8 a 11,3 giorni, sia nella media tensione, dove per ottenere una connessione erano necessari mediamente 14,3 giorni lavorativi nel 2021 mentre nel 2022 ne sono serviti 20, sia nella bassa tensione, dove l'allacciamento ha richiesto nel 2022 mediamente due giorni in più del 2021. Occorre sempre precisare, comunque, che i giorni indicati non includono il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Nel 2022 ciascun distributore ha effettuato in media 2.100 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (66 soggetti su 122), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 4.574. Nell'anno 2022 Terna ha effettuato una connessione in alta e altissima tensione per una potenza pari a 7 MW, senza attivazione della fornitura. La richiesta di tale connessione risale al 2013, ma ha subito nel tempo diverse istanze di modifica. Se si considera l'ultima richiesta di modifica della potenza, presentata nel 2019, il tempo complessivamente intercorso tra la richiesta di connessione e l'attivazione della stessa è stato a pari a 655 giorni lavorativi (388 giorni lavorativi escludendo i tempi autorizzativi e quelli necessari per gli adempimenti a carico del cliente).

TAV. 2.21 *Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento*

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI		TEMPO MEDIO ^(A)	
	2021	2022	2021	2022
Bassa tensione	225.322	254.841	6,2	8,4
Media tensione	1.503	1.302	14,3	20,0
TOTALE	226.825	256.143	7,8	11,3

(A) Giorni lavorativi. Valore calcolato al netto degli operatori che non hanno effettuato connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) – a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) – e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME, infine, raccoglie le offerte sul Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) gestito da Terna.

Il Mercato del giorno prima (MGP) ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna; essa viene gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (*system marginal price*) e le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di consegna. L'MGP è un mercato zonale: il territorio è suddiviso in zone che rappresentano porzioni della rete di trasmissione con capacità di scambio limitata tra loro. Se i flussi superano il limite massimo di transito consentito dalle interconnessioni interzonali, il prezzo viene ricalcolato in ogni zona come se ciascuna fosse un mercato separato rispetto alle altre (*market splitting*). Mentre le offerte in vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte in acquisto riferite ai punti di consumo sono valorizzate in ciascuna ora a un Prezzo unico nazionale (PUN) di acquisto, definito come media dei prezzi zionali ponderati per il valore degli acquisti zionali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

Nel corso del 2022, non si sono registrati cambiamenti nel processo di estensione dell'accoppiamento del mercato del giorno prima italiano coi mercati del giorno prima degli altri stati europei (c.d. *market coupling*), iniziato nel 2011 con l'accoppiamento tra il mercato italiano e quello sloveno. Alla fine del 2022, pertanto, gli stati aderenti al *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC) erano ancora 26²⁰. Con riferimento ai confini nazionali, permane l'allocazione esplicita della capacità di trasporto tra Italia e Svizzera e tra Italia e Montenegro.

Come per l'MGP, anche per il Mercato infragiornaliero (MI) il contesto regolatorio europeo ha previsto, un meccanismo di accoppiamento dei mercati nazionali: il *Single Intra-Day Coupling* (SIDC). Il SIDC è basato sulla negoziazione dell'energia elettrica in modalità di contrattazione continua, nella quale la capacità di interconnessione disponibile tra le diverse zone che lo costituiscono viene allocata implicitamente, contestualmente all'abbinamento di offerte di acquisto e vendita localizzate in zone diverse. A complemento della modalità di contrattazione continua è altresì previsto che la capacità di trasmissione interzonale possa essere allocata anche attraverso aste implicite regionali complementari (*Complementary Regional Intra-Day Auction* – CRIDA), qualora richieste dalle singole Autorità nazionali di regolazione. Per l'Italia, con decorrenza dal 21 settembre 2021, il meccanismo è stato implementato attraverso l'introduzione di tre aste implicite regionali (MI-A), che sostituiscono le precedenti 7 aste di cui si componeva il MI, e di una sessione in negoziazione continua (MI-XBID) accoppiata a quelle degli altri paesi europei che hanno aderito al SIDC²¹. La sessione in negoziazione continua, a sua volta, è articolata in tre fasi. A differenza dell'MGP, nelle sessioni del MI le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale. Il GME agisce come controparte centrale.

20 Austria, Belgio, Bulgaria, Cechia, Croazia, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Italia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Norvegia, Olanda, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia e Ungheria.

21 Tutti i paesi dell'Unione europea (con esclusione di Malta e Cipro) più la Norvegia. La Grecia e la Slovacchia hanno aderito il 29 novembre 2022.

In seguito all'integrazione dell'MGP nei progetti di *coupling* europeo, si è resa necessaria la riduzione delle scadenze di pagamento da due mesi a una settimana, affinché il GME potesse fare fronte al fabbisogno finanziario necessario a saldare i pagamenti transfrontalieri, che avvengono a due giorni. In considerazione dell'esigenza, segnalata da numerosi operatori, di potere continuare a negoziare prodotti giornalieri mantenendo il pagamento al secondo mese successivo a quello di scambio, a partire dal 29 settembre 2016 è stato istituito il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), dove tutti gli operatori del mercato elettrico possono negoziare in modalità continua contratti giornalieri di profilo diverso (*baseload* e *peakload*). Al momento, gli operatori possono offrire volumi a prezzi espressi solamente come differenziali rispetto al PUN medio effettivo per la data di consegna del prodotto in negoziazione.

Il Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) serve a Terna per l'approvvigionamento delle risorse necessarie alla gestione in sicurezza del sistema attraverso la risoluzione delle congestioni intrazonali, la costituzione di capacità di riserva e il bilanciamento in tempo reale. Diversamente dagli altri mercati, è Terna che in questo caso agisce da controparte centrale degli operatori abilitati. L'MSD si articola in una fase di programmazione (MSD *ex ante*) e nel Mercato del bilanciamento (MSD *ex post* o MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto dalla disciplina del dispacciamento. La modalità di contrattazione nell'MSD è un'asta discriminatoria: le offerte accettate vengono, cioè, valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay as bid*).

Con riferimento al Mercato del bilanciamento, dal 13 gennaio 2021 l'Italia utilizza anche la piattaforma europea TERRE per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione (*Replacement Reserve*). Sulla piattaforma TERRE, come sulle altre piattaforme previste dal regolamento (UE) 2195/2017 (c.d. regolamento *Balancing*), entrato in vigore il 17 dicembre 2018, lo scambio di energia di bilanciamento avviene tramite prodotti standard caratterizzati da specifici tempi di attivazione, secondo un modello multilaterale TSO-TSO con attivazione delle offerte per ordine di merito economico.

Il 1° giugno 2022 è diventata operativa la piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica, meglio conosciuta come PICASSO (*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*), mentre il 5 ottobre 2022 è diventata operativa la piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale, meglio conosciuta come MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*). Entro il 24 luglio 2023 anche Terna, il TSO italiano, dovrà utilizzare la piattaforma PICASSO, mentre per l'accesso alla piattaforma MARI ha una deroga fino al 24 luglio 2024.

Il Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. Esso consiste nella negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti quotati contemporaneamente), trimestrale (quattro prodotti quotati contemporaneamente) e annuale (un prodotto). Terminata la fase di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla Piattaforma conti energia (PCE), previa verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo "della cascata"²².

22 Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures, forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte a un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

Gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la PCE che introduce ampia flessibilità per gli operatori nell'ottimizzazione del proprio portafoglio di contratti nel medio-lungo periodo. Sulla PCE vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio)²³.

Scambi e prezzi nel Mercato del giorno prima

Nel 2022, la quantità di energia elettrica scambiata sull'MGP nel Sistema Italia è risultata pari a 289,2 TWh, un valore in lievissima riduzione rispetto al 2021 (-0,4%).

Sono diminuiti i volumi negoziati in borsa (210,9 TWh; 4,7%), a favore di maggiori contrattazioni bilaterali registrate sulla PCE (78,3 TWh; +13,2%), quasi interamente su zone nazionali. Sono aumentati gli scambi con l'estero, trainati da un aumento delle importazioni per un totale di 48,4 TWh (+3,2%), pari al 23% delle vendite totali in borsa (la quota è salita di due punti percentuali rispetto al 2021), come pure sono aumentate le esportazioni, pari a 5,5 TWh (+30,2%) ovvero pari al 3% degli acquisti totali in borsa (un punto in più dello scorso anno). Inoltre, si è ridotta la quota dei volumi contrattati (in vendita e in acquisto) dai soli operatori istituzionali ovvero da Acquirente unico (27,8 TWh; -30,1%) e GSE (29 TWh; -8,0%), che insieme rappresentano il 10% dei volumi scambiati (due punti percentuali in meno dello scorso anno).

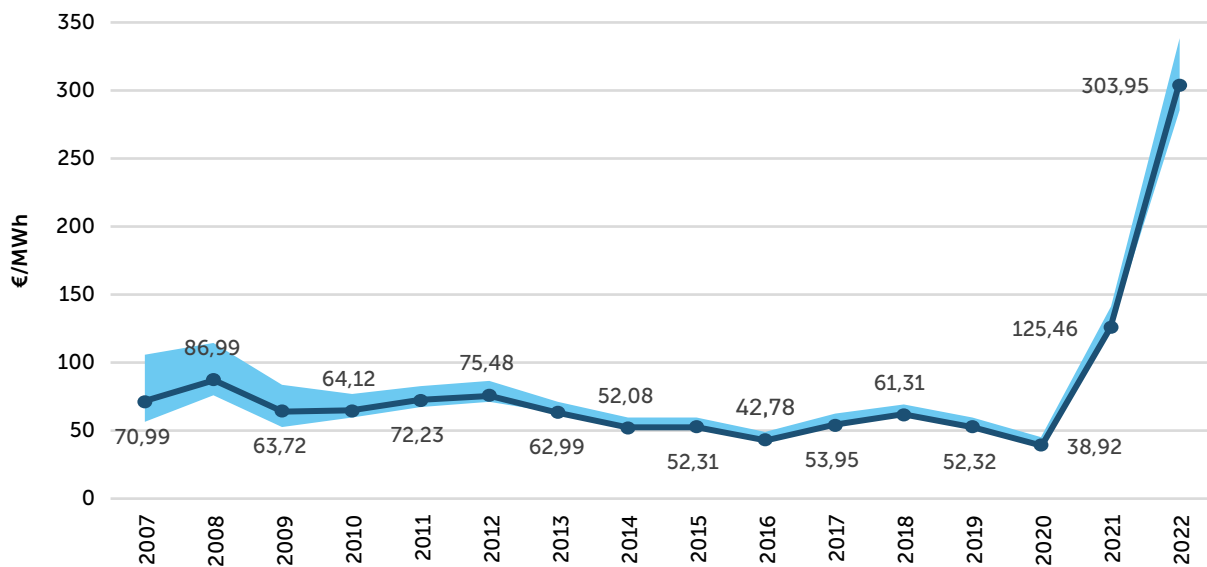
I volumi complessivamente venduti sulle zone nazionali ammontano a 240,8 TWh (-0,8%) e rappresentano l'83% delle vendite sull'intero sistema. Sono diminuiti rispetto al 2021 i volumi approvvigionati nella zona Nord (116 TWh; -9,7%) e nella zona Centro-Nord (15 TW; -7,2%) mentre sono aumentati in tutte le altre zone, in particolare nella zona Sicilia (16 TWh; +56%).

Le vendite relative agli impianti termoelettrici sono ammontate a 156 TWh (+8,3% sul 2021), ovvero il 65% delle vendite sulle zone nazionali (cinque punti in più del 2021), registrando aumenti per tutte le fonti di combustibile: il carbone (13,5 TWh; +53%) è aumentato particolarmente al Nord (+200%) mentre il gas naturale (119 TWh; +1,8%) è aumentato soprattutto in Sicilia (+95%), come pure l'olio combustibile (9,6 TWh; +150%; +226% in Sicilia).

Si sono ridotte, invece, le vendite relative a impianti rinnovabili (83 TWh; -13%) corrispondenti al 35% delle vendite totali (cinque punti in meno dello scorso anno): in particolare, si è ridotta di cinque punti percentuali la quota dell'idroelettrico esclusi i pompaggi (33,6 TWh; -28%), in particolare al Nord (-35,2%), mentre hanno guadagnato un punto percentuale le vendite dell'eolico (20 TWh; +7,5%), aumentando particolarmente al Nord (+57%). La quota relativa all'energia solare (2,1 TWh; +23%) è rimasta, invece, sostanzialmente stabile.

²³ Per maggiori dettagli su volumi, prezzi e dinamiche che interessano i mercati MI e MSD, nonché per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla Relazione Annuale del GME e al Rapporto di monitoraggio del mercato per il servizio di dispacciamento, pubblicato dall'Autorità in data 21 luglio 2020 (cfr. delibera 21 luglio 2020, 282/2020/E/eel).

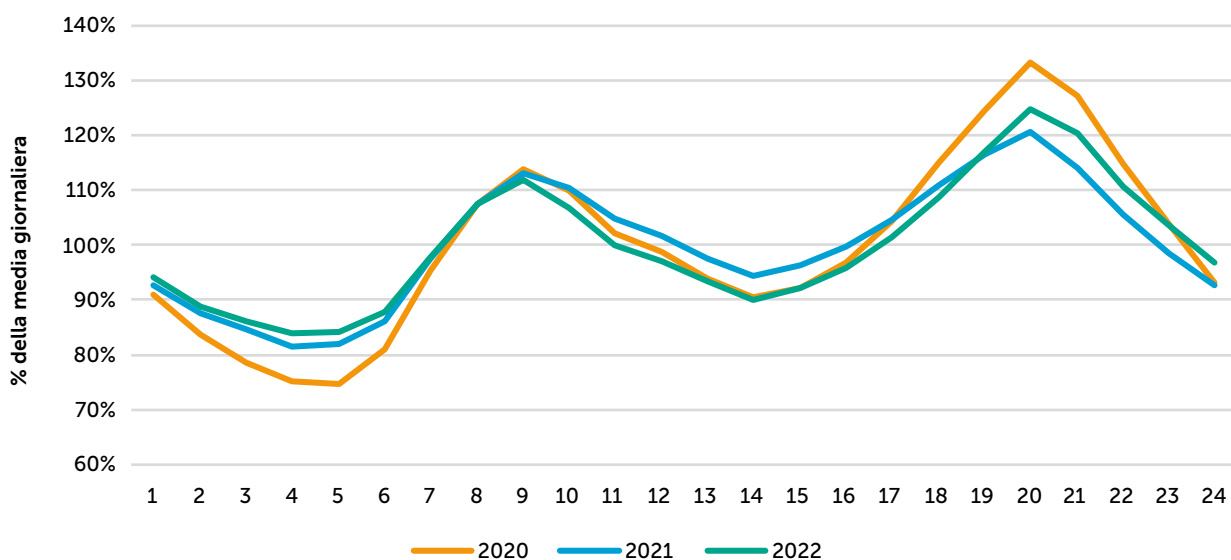
FIG. 2.7 *Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco*



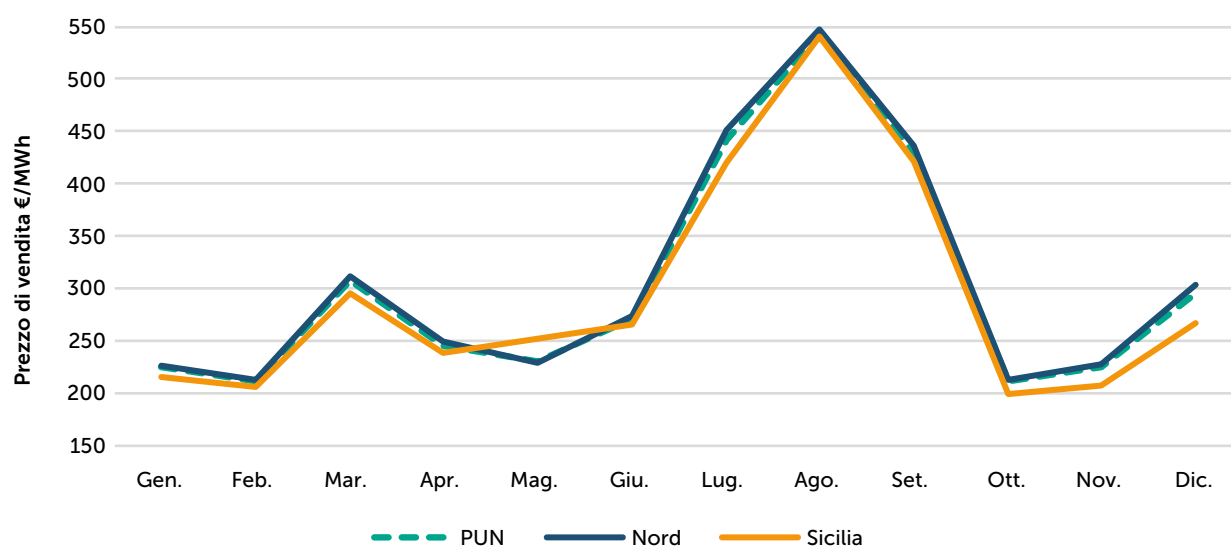
Fonte: GME.

Nel 2022, il prezzo medio di acquisto dell'energia (PUN) ha registrato il massimo valore storico, pari a 303,95 €/MWh (Fig. 2.7), con un aumento del 142,0% rispetto all'anno precedente; tale aumento risulta maggiormente accentuato nelle ore fuori picco (+148,0%) rispetto alle ore di picco (+139,1%) dei giorni lavorativi e alle ore dei giorni festivi (+141,0%).

FIG. 2.8 *Andamento medio orario del PUN nelle 24 ore rispetto alla media giornaliera*



Fonte: GME.

FIG. 2.9 Andamento mensile dei prezzi zonali al Nord e in Sicilia nel 2022

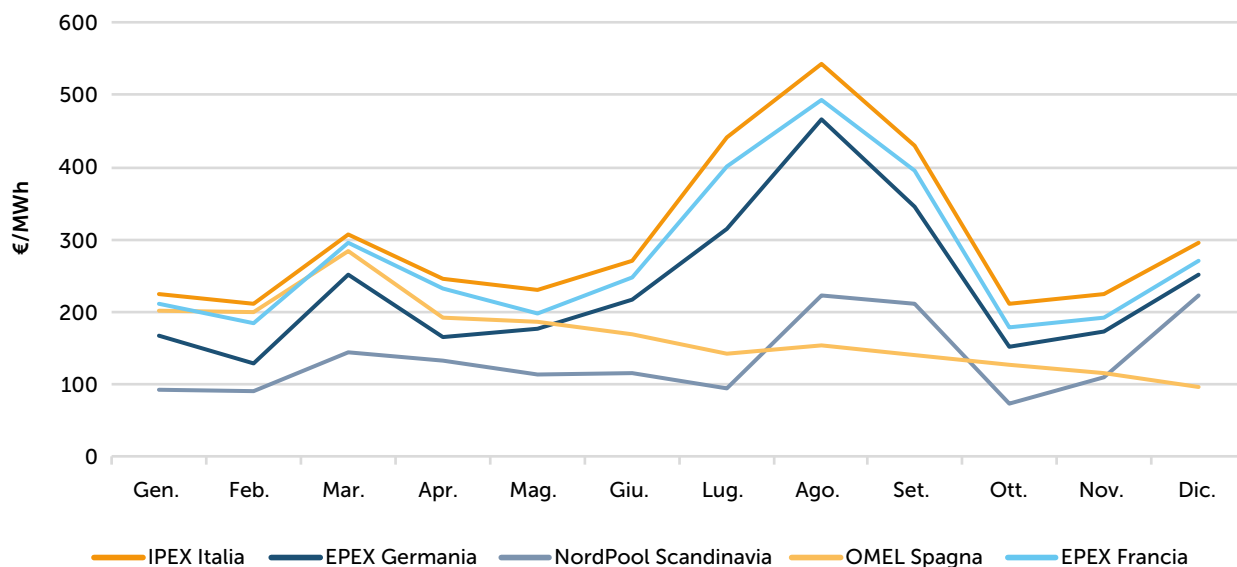
Fonte: GME.

Osservando invece il profilo delle 24 ore nel 2022 rispetto al 2021 (Fig. 2.8), si osserva una crescita del rapporto delle ore serali (20-24), mediamente pari al 109,8% (+3,8 punti percentuali) della media giornaliera, una diminuzione di quello delle ore di picco (9-19), pari al 100,0% (-4,3 punti percentuali) della media giornaliera, mentre rimane sostanzialmente costante il rapporto delle ore del primo mattino (1-8), pari al 90,2% della media giornaliera (+0,5 punti percentuali).

A livello zonale, l'aumento dei prezzi si caratterizza per rialzi compresi tra +129% in Sicilia (295,0 €/MWh) e +146% al Nord (307,8 €/MWh). La zona Nord, per la prima volta in 10 anni, si sostituisce alla Sicilia come zona dal prezzo di vendita più alto (Fig. 2.9), invertendo il differenziale con quest'ultima (+12,7 €/MWh). Osservando l'andamento mensile dei prezzi medi della zona Nord, durante il 2022, si osserva un netto rialzo nei mesi compresi tra luglio e settembre con un picco di 547,6 €/MWh nel mese di agosto; in tutti i mesi dell'anno, le zone Nord e Centro-Nord sono risultate le più care, a eccezione del mese di maggio, nel quale la Sicilia ha registrato il prezzo di vendita più alto.

Confronti internazionali

In un contesto globale di perdurante rialzo delle quotazioni dei combustibili, anche nel 2022 le quotazioni dell'energia elettrica nelle borse elettriche degli altri paesi europei hanno toccato livelli mai raggiunti in passato, arrivando a valori mediamente pari a otto volte quelli del 2020 precedenti la crisi (Fig. 2.10). I punti di massimo sono stati toccati nei mesi estivi e, in particolare, nel mese di agosto, quando le quotazioni sono salite fino a 450-550 €/MWh.

FIG. 2.10 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2021 (valori medi baseload)

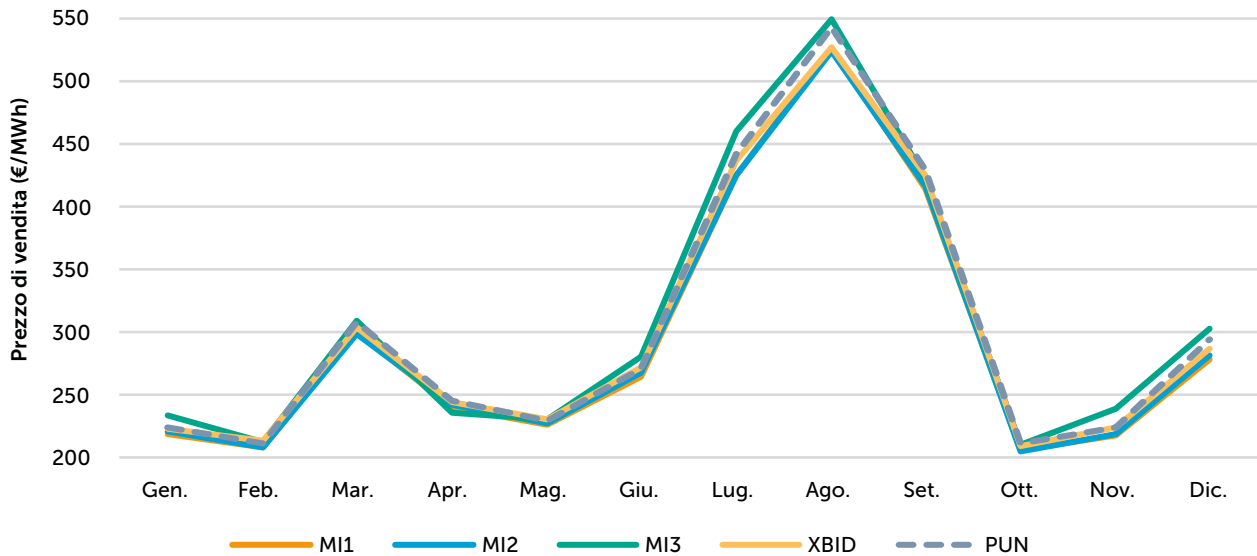
Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle Borse elettriche europee.

A causa di un parco di generazione alimentato in gran parte a gas, nel 2022 la crescita del prezzo medio italiano, che per la prima volta ha superato i 300 €/MWh, è risultata pari al 142% rispetto al prezzo già elevato registrato nel 2021. Aumenti altrettanto elevati si sono manifestati anche negli altri paesi europei (con l'eccezione della Spagna) nei quali, tuttavia, i prezzi erano su livelli inferiori: per questo il differenziale con le quotazioni del resto d'Europa si è ampliato.

Tassi di crescita analoghi a quello italiano si sono riscontrati, infatti, nelle quotazioni francesi, svizzere e austriache, salite intorno a 261/282 €/MWh (145-153%), così come in quelle tedesche, in media pari a 235 €/MWh (143%). Il prezzo *spot* della Spagna (168 €/MWh) ha registrato, invece, un incremento molto più contenuto rispetto al 2021, pari al 50%, grazie al *cap* che è stato imposto al prezzo offerto dalle unità di produzione a gas. Come sempre, la quotazione dell'area scandinava è rimasta la più bassa (136 €/MWh), nonostante anch'essa abbia evidenziato un aumento molto elevato (116%).

Scambi e prezzi nel Mercato infragiornaliero

I volumi complessivamente scambiati nel 2022 sul Mercato infragiornaliero (26,0 TWh) sono risultati stabili rispetto all'anno precedente. La maggior parte di questi volumi (54%) sono stati scambiati nella prima sessione ad asta MI1 (13,9 TWh), mentre le rimanenti sessioni ad asta hanno registrato quote inferiori, rispettivamente pari al 21% in MI2 (5,4 TWh) e al 10% in MI3 (2,6 TWh). I rimanenti volumi (16%) sono stati scambiati nella sessione in negoziazione continua XBID (4,0 TWh), prevalentemente su zone estere (68%).

FIG. 2.11 Andamento mensile dei prezzi nell'MI nel 2022

Fonte: GME.

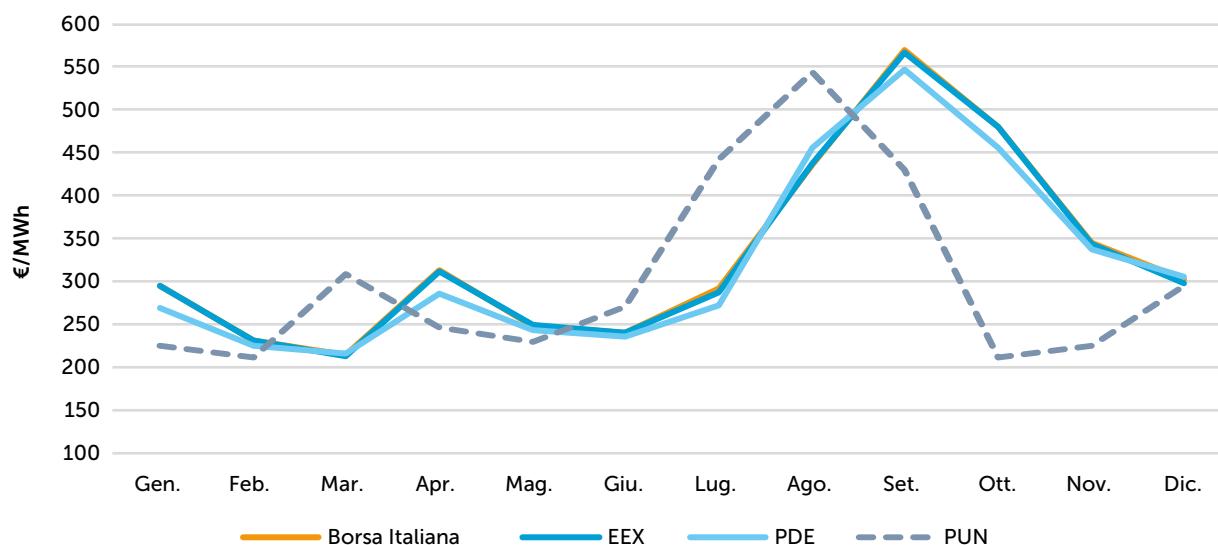
I prezzi medi registrati sul MI (Fig. 2.11) sono fortemente correlati ai corrispondenti valori dell'MGP, incrementandone il differenziale assoluto e la volatilità all'avvicinarsi del tempo reale; in particolare, si osserva che i prezzi medi delle prime 2 sessioni (MI1 e MI2) risultano, in tutte le zone, inferiori (di non oltre l'1,3%) ai relativi prezzi di MGP, mentre i prezzi medi della terza sessione (MI3, che ricordiamo si riferisce alle sole ore 13-24) risultano in ciascuna zona superiori ai relativi prezzi di MGP, con apprezzamenti compresi tra +3,1% al Nord e +3,9% in Sardegna.

Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili (MI1) hanno mostrato progressivi rialzi fino a un massimo di 526 €/MWh ad agosto, riflettendo il picco registrato sull'MGP, per ridursi progressivamente fino a un minimo di 210 €/MWh a ottobre.

Scambi e prezzi nel Mercato a termine

Sul mercato a termine dell'energia elettrica, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2022 si sono registrati soltanto 6 abbinamenti per un totale di 10 GWh, in netto calo rispetto al 2021 (-55%); le transazioni riguardano prodotti mensili (6 MWh) e trimestrali (4 MWh), entrambi di profilo *baseload*. Per l'ottavo anno consecutivo non si è registrata alcuna transazione bilaterale ai soli fini di *clearing*.

Osservando (Fig. 2.12) l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), gli operatori hanno indicato per il 2022 prezzi compresi tra 211 €/MWh (ottobre) e 570 €/MWh (settembre). Tale andamento risulta in linea con il *trend* registrato nel corso dell'anno dal sottostante PUN, il cui maggiore distacco si presenta a seguito dei picchi estivi, registrando un differenziale pari a 244 €/MWh nel mese di ottobre.

FIG. 2.12 Prezzi medi nel 2022 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME (PUN, PDE) e Refinitiv (Borsa Italiana, EEX).

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

Il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), introdotto con i decreti del Ministro delle attività produttive 20 luglio 2004, è stato più volte oggetto di revisioni normative che hanno anche comportato il cambio di *governance* nella gestione. Dopo i primi anni, in cui è stata in capo all'Autorità, a partire dal 2013 è assegnata al GSE.

Con l'ultimo intervento normativo, il decreto del Ministro della transizione ecologica 21 maggio 2021, sono stati definiti nuovi obblighi di risparmio energetico per gli anni successivi al 2020 ed è stato rimodulato l'obiettivo già definito per il medesimo anno 2020. Con lo stesso decreto, inoltre, sono state introdotte o modificate alcune disposizioni e regole attuative che erano state definite dal previgente decreto interministeriale 11 gennaio 2017, come integrato e modificato dal decreto interministeriale 10 maggio 2018. Nel Volume 2 della presente *Relazione Annuale* si dà conto dei provvedimenti attuativi adottati dall'Autorità²⁴ nel periodo in esame per le materie di propria competenza, in particolare in merito alla determinazione del contributo tariffario riconosciuto per il 2021 ai soggetti obbligati (ovvero i distributori di energia elettrica e gas naturale alle cui reti sono allacciati almeno 50.000 clienti finali al 31 dicembre di ogni anno).

Rimandando ai dati pubblicati dal GME per maggiori dettagli, si evidenzia che la quantità di TEE attestanti risparmi energetici effettivamente conseguiti scambiata nel 2022 (sul mercato e tramite accordi bilaterali) è risultata essere pari a circa 2,7 milioni di TEE (Tav. 2.22), confermando il *trend* al ribasso già osservato negli anni scorsi: gli scambi, infatti, erano progressivamente scesi dai circa 7,9 milioni del 2018 ai circa 3,3 milioni di TEE del 2021. Ciò è avvenuto anche per effetto della sempre minore disponibilità di TEE emessi, pari a meno di 800.000 TEE (dati

²⁴ Si veda la delibera 28 giugno 2022, 292/2022/R/efr.

del GSE), in calo di circa un terzo rispetto all'anno precedente. I TEE scambiati sul mercato sono stati circa il 64% del totale (ovvero della somma di essi con i TEE scambiati tramite accordi bilaterali), percentuale sensibilmente maggiore di quella riscontrata negli ultimi due anni. Più dell'80% dei TEE oggetto di accordi bilaterali, infine, è risultato essere stato scambiato a prezzi compresi nelle fasce rilevanti ai fini della definizione del contributo tariffario²⁵; il dato è in forte ascesa rispetto all'anno precedente, quando tale percentuale era risultata inferiore al 30%. In particolare, la quantità di TEE scambiati tramite accordi bilaterali a prezzi superiori a 260 €/TEE – soglia di prezzo oltre la quale le transazioni avvenute non sono tenute in considerazione al fine della formazione del prezzo medio di scambio nella formula di determinazione del contributo tariffario riconosciuto – è risultata molto esigua rispetto al totale degli scambi tramite accordi bilaterali, con l'eccezione degli scambi avvenuti ad aprile e maggio, in vista della conclusione dell'anno d'obbligo.

TAV. 2.22 Contrattazione dei titoli di efficienza energetica (numero di TEE e prezzi in €/tep)

TIPOLOGIA	2021		2022	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
Mercato GME	1.930.703	267,40	1.750.226	257,85
Bilaterali	1.411.314	242,63	965.526	231,75
TOTALE	3.342.017	256,94	2.715.752	248,57

Fonte: GME.

La scarsità di TEE rispetto agli obblighi di risparmio energetico definiti dalla normativa ha confermato anche per l'anno d'obbligo 2021 l'esigenza per i soggetti obbligati di ricorrere alla possibilità di ottemperare a parte del proprio obiettivo ricorrendo ai TEE non corrispondenti a progetti introdotta dalla normativa, così come negli anni d'obbligo precedenti. In particolare, il GSE ha reso noto che sono stati richiesti ed emessi circa 0,17 milioni di TEE non corrispondenti a progetti, pari a circa il 38% dei TEE attestanti reali risparmi di energia utilizzati per l'anno d'obbligo 2021, percentuale sensibilmente inferiore a quelle registrate alla conclusione dei due anni d'obbligo precedenti.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.23 riporta il numero di operatori presenti²⁶ nelle quattro articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali (maggior tutela, tutele graduali, mercato libero e salvaguardia) e lo confronta con il numero di rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas.

I soggetti presenti nella vendita di energia elettrica nel 2022 sono risultati 807: 109 nel servizio di maggior tutela, 4 nel servizio a tutele graduali, 3 nella salvaguardia e 758 nel mercato libero. Il totale di 807, naturalmente, non è equivalente alla somma delle imprese presenti nei singoli segmenti, perché vi sono imprese che operano in più di un mercato.

²⁵ Le regole per la definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica sono state fissate con la delibera 14 luglio 2020, 270/2020/R/efr.

²⁶ Sono indicati come "presenti" gli operatori che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nell'anno (o un periodo più limitato) di riferimento dell'Indagine.

Le imprese del mercato libero che hanno risposto all'Indagine sono state 560, cioè il 74% delle presenti nel mercato libero, comunicando in 50 casi di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto che 47 società vendono energia sia nel mercato libero, sia in quello tutelato, che le 3 imprese che operano nella salvaguardia e le 4 imprese che operano nel servizio a tutele graduali vendono energia anche nel mercato libero e/o nel servizio di maggior tutela e/o nel servizio di salvaguardia (e sono quindi già conteggiate in quei segmenti), il totale delle imprese attive e operanti nel mercato finale della vendita elettrica è pari a 672.

TAV. 2.23 Imprese di vendita di energia elettrica nel 2022

MERCATO	VENDITORI ^(A)	RISPONDENTI	DI CUI INATTIVI
Servizio di maggior tutela	109	109	-
Servizio a tutele graduali	4	4	-
Servizio di salvaguardia	3	3	-
Vendita ai clienti liberi	758	560	50
TOTALE	807	672	50

(A) Imprese che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nell'anno di Indagine, anche per un periodo limitato dell'anno.

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori e Indagine annuale sui settori regolati.

La ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2021 (al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete), nonché del numero totale dei clienti (approssimato, qui come in tutti i paragrafi dedicati alla vendita, dal numero dei punti di prelievo conteggiati secondo il criterio del *pro die*), è stata costruita, come sempre, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: gli esercenti i servizi di maggior tutela, di tutele graduali e di salvaguardia, i grossisti e venditori al mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 93% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2021²⁷, ma questa percentuale è indicativa, tenuto conto della natura pre-consuntiva dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso i venditori.

Dopo il significativo rimbalzo del 2021, quando la ripresa economica *post-Covid* ha riportato in crescita i consumi, nel 2022 la domanda di energia elettrica si è sostanzialmente assestata, tornando a registrare una lieve riduzione: secondo i dati raccolti, lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 252 TWh a 37 milioni di clienti (Tav. 2.24). Rispetto al 2021 il consumo totale di energia elettrica è quindi sceso dello 0,3%, mentre i punti di prelievo sono leggermente aumentati.

²⁷ Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella tavola 2.24 i dati raccolti nell'Indagine a titolo di autoconsumi (propri e di gruppo) e a titolo di vendita a clienti finali non allacciati a reti di distribuzione, che non sono inclusi nella tavola.

TAV. 2.24 *Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

MERCATO	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2021	2022	VARIAZIONE	2021	2022	VARIAZIONE
Servizio di maggior tutela	28.258	21.858	-22,6%	14.199	12.161	-14,4%
Domestico	23.860	18.374	-23,0%	12.397	10.602	-14,5%
Non domestico	4.398	3.485	-20,8%	1.802	1.559	-13,5%
Servizio a tutele graduali	4.599	2.303	-49,9%	226	136	-39,8%
Servizio di salvaguardia	3.293	4.843	47,1%	77	89	15,9%
Mercato libero	216.493	223.239	2,9%	22.431	24.841	10,7%
Domestico	36.864	39.939	8,3%	17.460	19.522	11,8%
Non domestico	180.002	183.300	1,8%	4.970	5.319	7,0%
MERCATO FINALE	253.016	252.244	-0,3%	36.932	37.227	0,8%

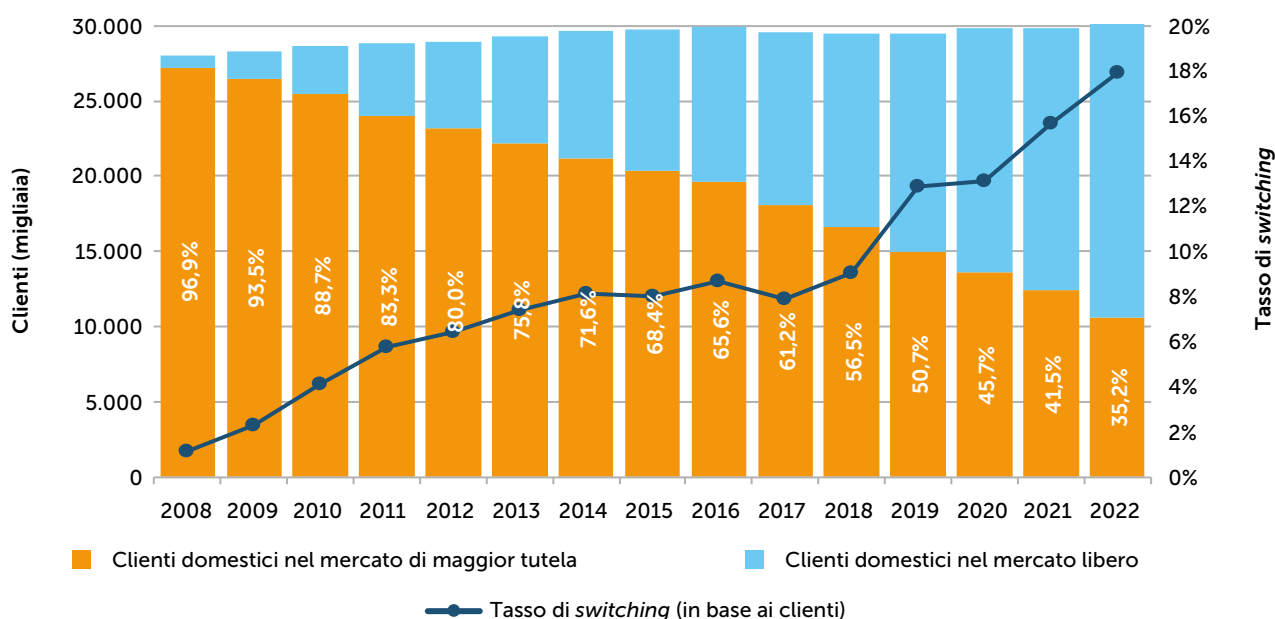
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La modesta contrazione dei consumi è dovuta integralmente al settore domestico che ha acquistato circa 2,4 TWh in meno rispetto al 2021, mentre i consumi non domestici sono aumentati di 1,6 TWh. In un anno di forte ripresa economica (+3,7% la variazione del PIL stimata dall'Istat), gli acquisti del settore produttivo non sono diminuiti nonostante i livelli estremamente elevati di prezzo raggiunti nel corso dell'anno abbiano contribuito a frenarne l'aumento. I forti rincari dei prezzi, invece, insieme alla campagna di sensibilizzazione per il contenimento dei consumi energetici adottata dal Governo, spiegano la riduzione degli acquisti del settore domestico.

Più in dettaglio, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 58,3 TWh contro i 60,7 TWh del 2021, registrando quindi un calo del 4%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è salita da 192,3 a 193,9 TWh, evidenziando quindi un aumento dello 0,9%, ancora insufficiente a recuperare interamente i livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019).

Nel 2022 il numero di punti di prelievo domestici è risultato pari a 30,1 milioni, di cui 10,6 milioni serviti in maggior tutela e 19,5 milioni serviti nel mercato libero (Fig. 2.13). I punti domestici serviti nel mercato libero sono ormai saliti al 64,8%. Se poi si guarda ai volumi, il mercato libero è ancora più ampio: nel 2022, infatti, l'energia acquistata dal settore domestico in questo mercato è salita al 68,5%, dal 61% dell'anno precedente. La transizione al mercato libero è comunque un processo lungo: a quindici anni di distanza dalla completa apertura del mercato elettrico, avvenuta il 1° luglio 2007, i punti di prelievo domestici che si riforniscono nel servizio di maggior tutela sono ancora poco meno di un terzo del totale.

Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è leggermente più basso di quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.733 kWh/anno contro 2.046 kWh/anno. Nel 2022 il divario si è lievemente ampliato di 126 kWh rispetto a quello registrato nel 2021.

FIG. 2.13 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008


Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per la fornitura di energia elettrica delle piccole imprese²⁸ e delle micro-imprese con potenza impegnata superiore a 15 kW²⁹, la tutela di prezzo è terminata il 1° gennaio 2021. Le altre micro-imprese (quelle con potenza impegnata inferiore a 15 kW) e la generalità dei clienti non domestici (tra cui anche alcuni condomini) non possono più essere riforniti stabilmente nel servizio di maggior tutela dal 1° aprile 2023. Pertanto, i volumi complessivamente venduti in tutela negli anni 2021 e 2022 comprendono ancora quelli acquistati dalle micro-imprese con potenza impegnata inferiore a 15 kW. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche questi ultimi, la quota di elettricità venduta nel servizio di tutela risulta comunque ormai molto ridotta e pari soltanto all'8,7% dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 32,7% dei punti di prelievo totali).

A partire da gennaio 2021 le piccole imprese e le micro-imprese obbligate all'uscita dalla maggior tutela (con potenza impegnata superiore a 15 kW) che non hanno scelto una fornitura nel mercato libero vengono rifornite nell'ambito del servizio a tutele graduali da un venditore selezionato con gara. Nel 2022 il servizio ha servito 136.000 punti di prelievo (pari allo 0,4% di tutti i clienti del mercato elettrico), cui ha fornito 2,3 TWh, cioè lo 0,9% dell'energia venduta nel mercato totale. Com'era logico attendersi, il "mercato" delle tutele gradualisi è relativamente svuotato nel 2022, tenuto conto che si tratta di un servizio assegnato, in cui restano solo coloro che non operano una scelta verso il mercato libero.

Con 223 TWh venduti, nel 2022 la quota dell'energia elettrica intermediata dal mercato libero è salita all'88,5% (66,7% dei punti di prelievo), nonostante la porzione di elettricità acquistata nel servizio di salvaguardia sia leggermente risalita all'1,9% (0,2% dei punti di prelievo) dall'1,3% evidenziato nel 2021. In un mercato finale che complessivamente è diminuito di 0,8 TWh rispetto al 2021, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 6,4 TWh (-23%), quelli forniti nel servizio a tutele gradualisi si sono dimezzati (-2,3 TWh), il mercato libero ha

²⁸ Imprese con un numero di dipendenti tra 10 e 50 e/o fatturato annuo tra 2 e 10 milioni di euro, titolari di punti di prelievo in "bassa tensione".

²⁹ Imprese con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

guadagnato 6,4 TWh rispetto all'anno precedente (+2,9%), mentre nel regime di salvaguardia le vendite sono cresciute di 1,5 TWh (+47%).

Il numero dei consumatori complessivo è aumentato nel 2022 di 294.000 unità portandosi a 37,2 milioni: la maggior tutela ha perso circa 2 milioni di punti, i clienti del servizio di salvaguardia sono aumentati di circa 12.000 unità, mentre nel mercato libero i clienti sono cresciuti di 2,4 milioni rispetto al 2021.

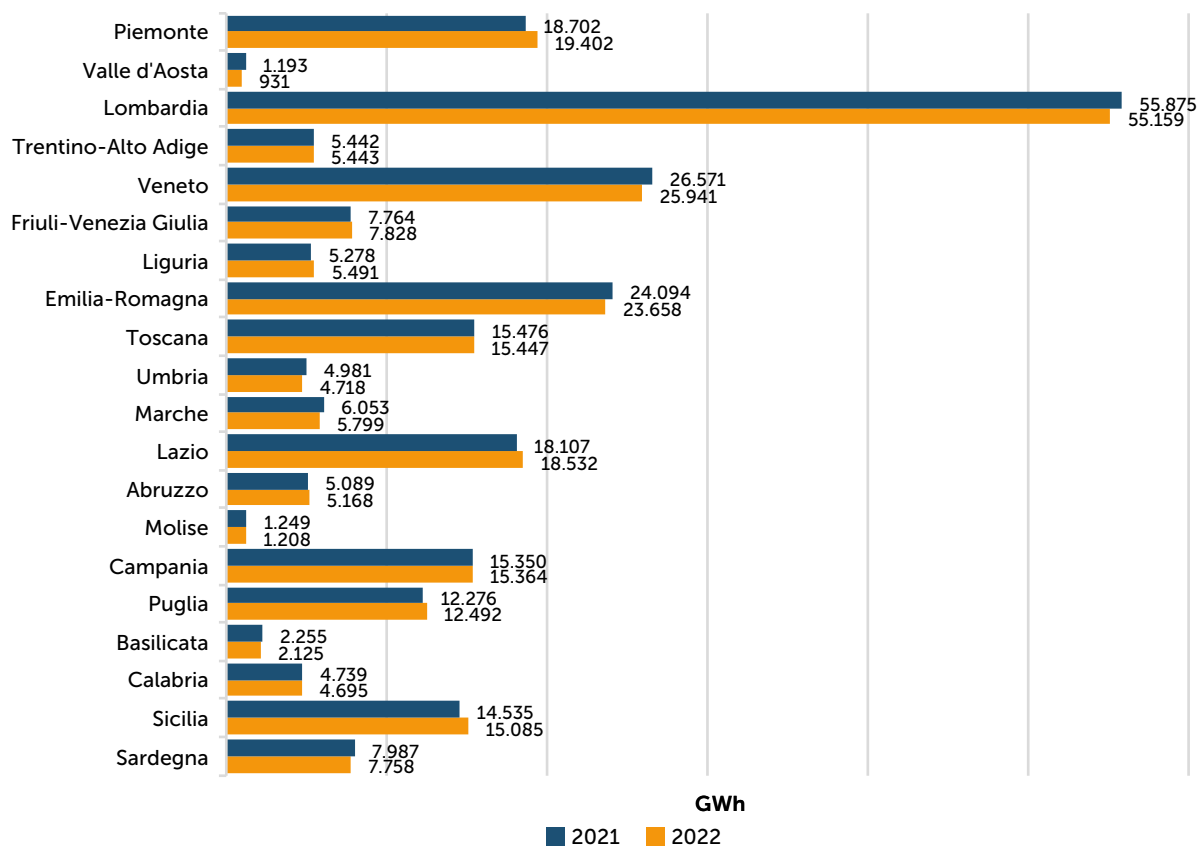
Analizzando i consumi elettrici sotto il profilo della tensione (Tav. 2.25), si osserva che anche nel 2022 il 51% dell'energia è stata venduta a clienti allacciati in bassa tensione, il 39% a clienti connessi in media tensione e il 10% in alta o altissima tensione. Naturalmente le percentuali si rovesciano calcolando le quote in termini di punti di prelievo, che per il 99,7% sono allacciati in bassa tensione, per lo 0,3% in media tensione e per un irrisorio 0,003% in alta o altissima tensione. Queste quote sono molto stabili nel tempo.

TAV. 2.25 *Vendite finali di energia elettrica nel 2022 per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

TENSIONE E TIPO CLIENTE	MAGGIOR TUTELA	TUTELE GRADUALI	SALVAGUARDIA	MERCATO LIBERO	TOTALE
VOLUMI					
Bassa tensione	21.858	2.303	1.497	103.065	128.723
Domestico	18.374	-	-	39.939	58.313
Non domestico	3.485	2.303	1.497	63.126	70.410
Media tensione	-	-	2.555	95.632	98.188
Alta/altissima tensione	-	-	791	24.542	25.333
TOTALE	21.858	2.303	4.843	222.239	252.244
PUNTI DI PRELIEVO					
Bassa tensione	12.161	136	83	24.739	37.119
Domestico	10.602	-	-	19.522	30.124
Non domestico	1.559	136	83	5.217	6.996
Media tensione	-	-	5	101	106
Alta/altissima tensione	-	-	0,0	1,1	1
TOTALE	12.161	136	89	24.841	37.227

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La composizione degli acquisti tra i diversi mercati è, invece, un po' più variabile: nel 2022 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 17% dell'energia nel mercato di maggior tutela, il 2% nel servizio a tutele graduali, l'1% tramite il servizio di salvaguardia e l'80% nel mercato libero; le stesse quote nel 2021 vedevano un maggiore peso della maggior tutela (era al 30%), che è diminuito a favore del mercato libero (la cui quota era al 74%). I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno acquisito solo il 5% (8% del 2021) dell'energia nel mercato di maggior tutela, il 3% nel servizio a tutele graduali (7% nel 2021), il 2% (come nel 2021) in salvaguardia e il 90% nel mercato libero (85% nel 2021). Non vi sono, ovviamente, clienti allacciati in media o in alta tensione serviti in maggior tutela o nelle tutele graduali. La quota di energia fornita in regime di salvaguardia ai clienti connessi in media tensione (2,6%) è di poco inferiore a quella fornita ai clienti in alta o altissima tensione (3,1%). Quasi tutta l'energia allacciata in alta o altissima tensione viene acquistata sul mercato libero (96,9%), che fornisce anche il 97,4% dell'elettricità utilizzata dai clienti in media tensione.

FIG. 2.14 Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione

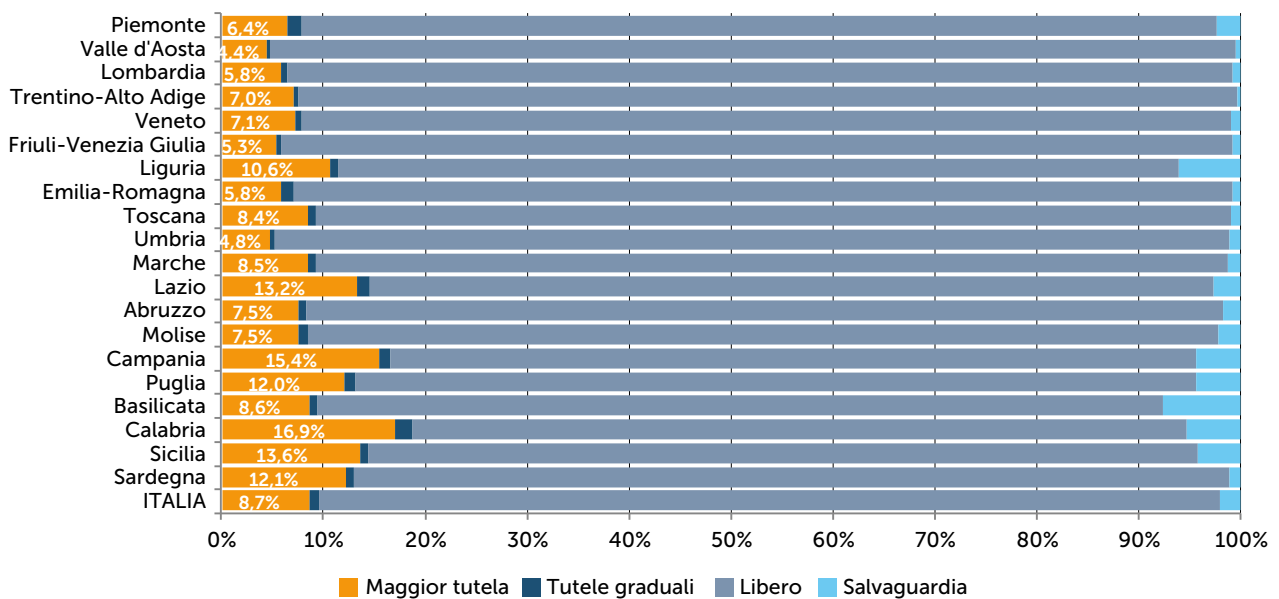
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nessun mutamento sostanziale emerge nei consumi del 2022 sotto il profilo geografico (Fig. 2.14): l'ordinamento delle Regioni per quantità di consumo resta lo stesso degli anni passati. La Lombardia è sempre la Regione con i consumi marcatamente più elevati e più che doppi rispetto al Veneto, seconda Regione con i consumi più alti. Seguono – con valori consistenti – l'Emilia-Romagna, il Piemonte e il Lazio. Rispetto al 2021 i consumi sono diminuiti in 11 Regioni, aumentati in 7 Regioni e rimasti pressoché invariati in 2 Regioni. I cali più consistenti in termini assoluti si sono registrati: in Lombardia, dove i consumi sono scesi di 716 GWh, in Veneto (-631 GWh) e in Emilia-Romagna (-436 GWh). In termini percentuali, le riduzioni più ampie si sono registrate in Valle d'Aosta (-22%), in Basilicata (-6%) e Umbria (-5%). All'opposto, le Regioni in maggiore aumento sono risultate il Piemonte, la Liguria e la Sicilia (+4% in tutte e tre), il Lazio, l'Abruzzo e la Puglia (+2% in tutte e tre).

La ripartizione delle vendite di elettricità nei quattro mercati a livello territoriale (Fig. 2.15) mostra una quota del mercato libero largamente preponderante pressoché ovunque, seppure con divari regionali che si vanno lentamente colmando: la porzione di energia acquistata nel mercato libero risulta tendenzialmente più ampia nelle regioni centro-settentrionali, mentre nelle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela, delle tutele graduali e della salvaguardia sono spesso più estesi della media nazionale (come detto, pari all'8,7% nella maggior tutela, all'1,9% nelle tutele graduali, allo 0,9% nella salvaguardia e all'88,5% nel mercato libero).

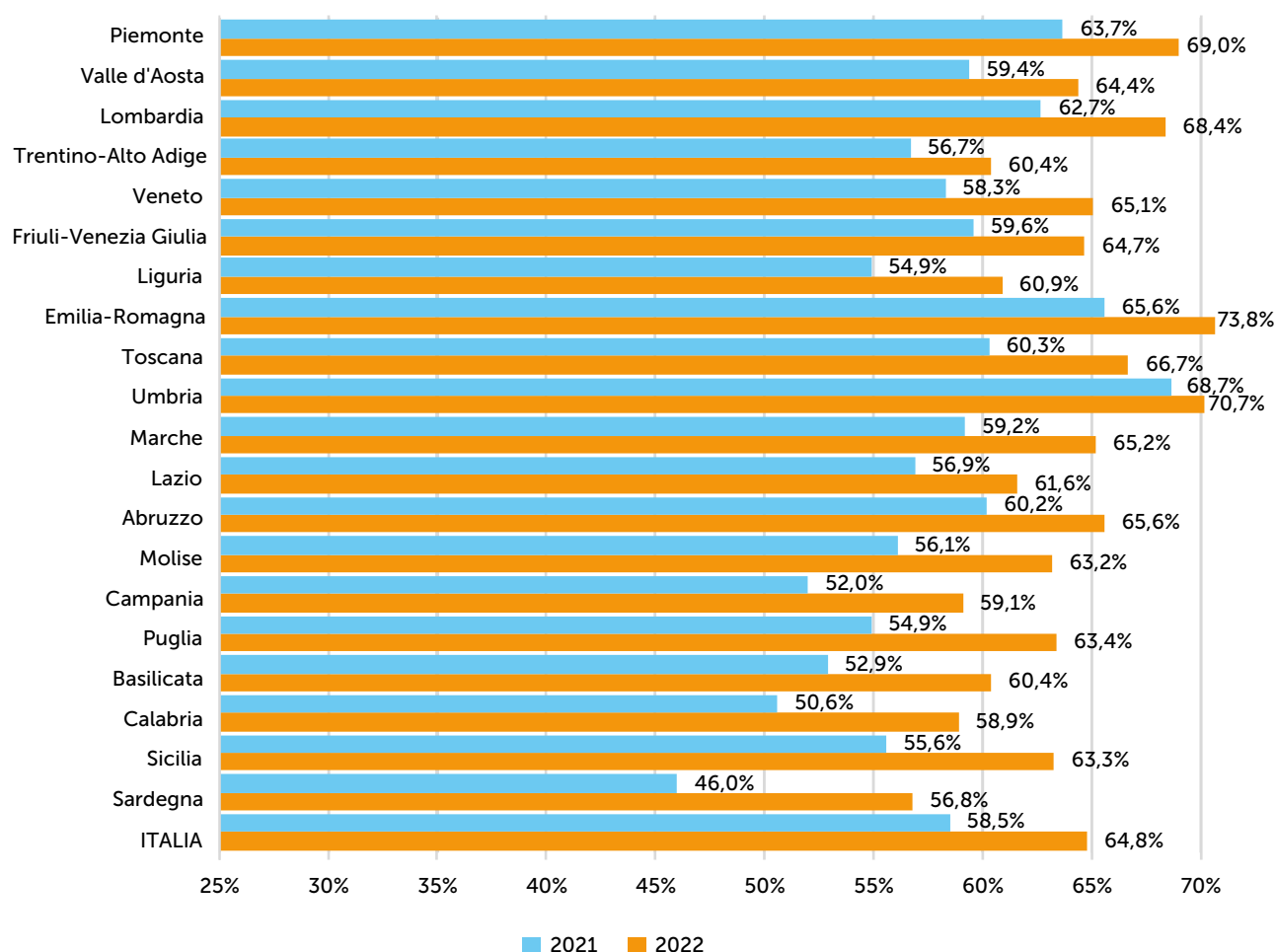
In particolare, Valle d'Aosta, Umbria, Friuli-Venezia Giulia e Lombardia risultano i territori con le quote di mercato libero più elevate (quattro o più punti percentuali sopra la media nazionale). Le Regioni in cui la quota del mercato libero ha raggiunto o superato l'85% nel 2022 restano 13 come nel 2021. La Regione Calabria mantiene, all'opposto, il primato della regione italiana con la più bassa percentuale di apertura del mercato, quest'anno pari al 76%, seppure anch'essa in costante crescita. Percentuali simili si riscontrano anche in Campania (79%) e Sicilia (81%). Calabria e Piemonte sono anche le Regioni in cui si sono osservate le più alte percentuali di energia fornita nell'ambito del servizio a tutele graduati.

FIG. 2.15 Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2022



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.16 Clienti domestici serviti nel mercato libero per regione



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Interessante è, infine, osservare la diffusione del mercato libero nell'ambito della clientela domestica delle diverse Regioni (Fig. 2.16). La quota, calcolata come numero di punti di prelievo domestici serviti nel mercato libero sul totale dei punti di prelievo domestici in ciascuna Regione, evidenzia notevoli incrementi negli ultimi anni, in corrispondenza di tassi di *switching* rilevanti in tutto il territorio nazionale. Nel 2022 la quota delle famiglie che acquistano l'elettricità nel mercato libero ha superato il 50% in tutte le Regioni (nel 2021 mancava la Sardegna). Le Regioni in cui più del 65% dei punti di prelievo domestici è servito nel mercato libero, però, sono otto ed erano solo due nel 2021: Umbria ed Emilia-Romagna. In Umbria, che insieme all'Emilia-Romagna erano le uniche due Regioni in cui la quota dei punti domestici nel mercato libero era superiore al 50% già nel 2018, la porzione di consumatori domestici che si rivolge al mercato libero ha raggiunto nel 2022 il 73,8%, restando la più alta d'Italia.

In effetti anche nel 2022 l'attività di *switching*³⁰ è risultata molto elevata tra i consumatori, com'era logico attendersi in un periodo di prezzi in fortissima ascesa, che ha certamente stimolato i clienti del settore elettrico a spostarsi alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli.

30 L'analisi dei dati di *switching* nel mercato finale è basata anche per il 2022 sull'elaborazione dei dati raccolti presso i distributori di energia elettrica e quelli provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito dall'Acquirente unico.

Lo *switching* delle famiglie è nuovamente cresciuto, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia in termini di volumi (Tav. 2.26), avvicinandosi a quello delle utenze non domestiche. Il 17,9% dei clienti domestici – circa 5,3 milioni di punti di prelievo – ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. I volumi corrispondenti a questa porzione di clienti sono pari al 23% del totale dell'energia acquistata dal settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 13,1% dei clienti domestici che hanno cambiato fornitore nel 2020 corrispondevano al 14,2% dell'energia prelevata.

Negli ultimi anni l'attività di *switching* delle famiglie ha evidenziato una certa accelerazione rispetto a un *trend* più modesto mantenuto sino al 2018 (Fig. 2.17).

Come appena osservato, il recente contesto di prezzi in ripidissima ascesa costituisce senza dubbio un forte stimolo ai cambi di fornitore, ma è opportuno sottolineare anche che dal 2018 le aspettative sulla rimozione della tutela di prezzo, seppure più volte rinviata e ora attesa entro gennaio 2024³¹, hanno probabilmente creato un clima di fermento e curiosità verso il mercato libero.

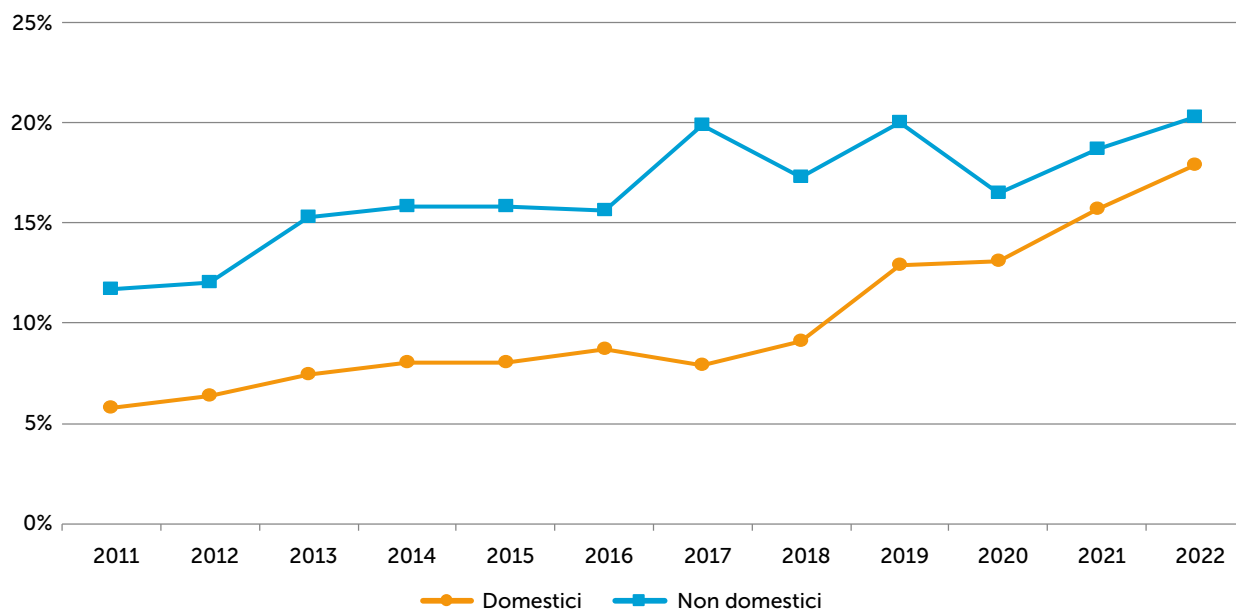
TAV. 2.26 Tassi di *switching* nel settore elettrico per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2021		2022	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	17,9%	15,7%	23,0%	17,9%
Non domestico:	22,4%	18,7%	25,5%	20,3%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	29,4%	18,7%	31,7%	20,3%
- media tensione	20,5%	19,4%	24,1%	22,2%
- alta e altissima tensione	13,8%	26,1%	16,1%	33,8%
TOTALE	21,3%	16,2%	24,9%	18,3%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati ed elaborazioni su dati del SII.

³¹ La legge 29 dicembre 2021 ha fissato nel 10 gennaio 2024 la data entro la quale dovrà essere svolta la procedura competitiva tra i venditori per assegnare il servizio a tutele gradualmente per i clienti domestici. Pertanto, come indica la stessa legge, "in via transitoria e nelle more dello svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di vendita a tutele gradualmente, i clienti domestici continuano a essere riforniti di energia elettrica dal servizio di tutela".

FIG. 2.17 Tassi di switching nel settore elettrico dal 2011



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati e SII.

Anche l'esclusione *ex lege* dal servizio di maggior tutela, avvenuta dal 1° gennaio 2021, per le piccole imprese e le micro-imprese (con potenza impegnata superiore a 15 kW) ha certamente avuto impatto sull'attività di *switching* dei clienti non domestici in bassa tensione, che ha evidenziato nel 2021 un ritmo piuttosto elevato. Tale ritmo, però, si è mantenuto – e anzi leggermente rafforzato – visto che nel 2022 il tasso di spostamento di questi clienti è salito al 20,3% (circa un punto e mezzo percentuale in più di quello registrato nel 2021).

Anche gli altri clienti non domestici hanno evidenziato un tasso di *switching* elevato e in aumento rispetto all'anno precedente: ha cambiato fornitore, infatti, il 22,2% dei clienti allacciati in media tensione (per un totale di energia pari al 24,1%) e il 33,8% dei clienti in alta o altissima tensione, per un volume all'incirca del 16%. Complessivamente, nel 2022 hanno cambiato fornitore poco meno di 1,4 milioni di punti di prelievo non domestici. In termini di volumi sotesi, circa 48 TWh, che corrispondono al 25,5% dei volumi acquistati dai non domestici.

Guardando al numero totale di clienti che hanno cambiato fornitore nel corso dell'anno a livello regionale (Tav. 2.27), si notano percentuali complessive abbastanza uniformi intorno al valore medio nazionale tra le regioni, con qualche eccezione (Trentino-Alto Adige e Valle d'Aosta mostrano, storicamente, valori di *switching* molto contenuti). Valutato in termini di numerosità complessiva dei clienti, il tasso di cambio dei fornitori nelle varie aree del paese mostra valori tendenzialmente più alti al Sud e nelle Isole (20,3%), rispetto al Nord (17,4%) e al Centro (17,5%). Anche in termini di volumi totali si nota una lieve differenziazione, con le Regioni del Sud e Isole più attive (29,3%) rispetto alle Regioni del Centro (27,6%), e con il Nord che evidenzia un tasso relativamente più contenuto (22,3%).

Con le già menzionate eccezioni di Trentino e Valle d'Aosta, cui si aggiungono anche Veneto e Sardegna, le differenziazioni sono molto lievi, anche se si guardano ai cambi di fornitore relativi al segmento domestico, nel quale l'attività di *switching* (in termini sia di punti, sia di volumi) ha assunto quasi ovunque i valori medi. In termini

di clienti, infatti, i tassi risultano pari al 17,2% al Nord, al 19,7% al Centro e al 17,8% al Sud e nelle Isole. Più differenziata, invece, appare l'attività di *switching*, nel caso dei volumi non domestici, dove si riproduce la differenziazione già osservata per il dato complessivo: i volumi di cambio sottesi aumentano scendendo da Nord a Sud. Più uniforme, invece, risulta l'attività misurata in termini di punti, con il Nord al 18,2%, il Centro al 21% e il Sud al 23%.

TAV. 2.27 Tassi di switching nel settore elettrico per regione nel 2022

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	17,4%	22,2%	20,3%	26,8%	17,9%	25,8%
Valle d'Aosta	5,7%	8,4%	8,1%	7,2%	6,1%	7,4%
Lombardia	16,1%	19,6%	16,8%	21,3%	16,3%	21,0%
Trentino-Alto Adige	4,1%	4,3%	6,7%	9,1%	4,7%	8,3%
Veneto	24,1%	29,4%	22,4%	27,4%	23,8%	27,8%
Friuli-Venezia Giulia	18,0%	23,0%	19,5%	17,5%	18,3%	18,2%
Liguria	16,9%	22,0%	18,0%	23,4%	17,1%	23,0%
Emilia-Romagna	15,8%	20,2%	17,9%	22,3%	16,2%	21,9%
Toscana	18,5%	23,5%	22,3%	30,1%	19,3%	28,5%
Umbria	17,2%	22,3%	25,6%	24,8%	18,8%	24,4%
Marche	19,2%	25,1%	23,4%	35,0%	20,1%	32,7%
Lazio	14,7%	18,3%	18,5%	29,4%	15,4%	25,9%
Abruzzo	19,7%	27,2%	28,1%	31,1%	21,1%	30,2%
Molise	20,1%	29,3%	25,2%	42,3%	21,0%	39,6%
Campania	18,9%	24,4%	22,6%	33,5%	19,6%	30,5%
Puglia	21,7%	28,4%	24,6%	33,5%	22,3%	31,8%
Basilicata	18,7%	25,4%	19,2%	15,7%	18,8%	17,8%
Calabria	18,1%	25,3%	20,9%	30,4%	18,6%	28,3%
Sicilia	18,1%	23,6%	21,2%	30,0%	18,6%	27,5%
Sardegna	23,1%	31,4%	24,2%	26,5%	23,3%	28,1%
ITALIA	17,9%	23,0%	20,3%	25,5%	18,3%	24,9%
Nord	17,2%	21,6%	18,2%	22,4%	17,4%	22,3%
Centro	19,7%	24,5%	21,0%	29,9%	17,5%	27,6%
Sud e Isole	17,8%	24,1%	23,0%	31,0%	20,3%	29,3%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati e SIL.

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2022 (Tav. 2.28) non presenta cambi di posizione eclatanti.

Il gruppo Enel rimane, come sempre, l'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano, quest'anno con una quota in aumento al 36,2%, dal 34,4% del 2021 (dopo diversi anni di leggera discesa), grazie a un incremento delle vendite totali del gruppo discretamente positivo, pari al 4,8%. Tale variazione è frutto, a sua volta, di andamenti differenziati nei vari segmenti di mercato, dove a fronte di crescite molto consistenti nelle vendite ai

clienti in media tensione (19%) e in alta tensione (31,5%), risultano invece riduzioni di quelle ai domestici (-6,3%) e una crescita molto più modesta tra i non domestici in bassa tensione (+3%). Queste variazioni hanno ulteriormente eroso la predominanza del gruppo Enel nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione, che è rimasta comunque elevata: il 45,4% di questo mercato è infatti servito da Enel (era il 46,6% nel 2021, ma anche 49,6% nel 2020). Pertanto, il gruppo Enel resta il primo in tutti i segmenti di mercato (domestico e non domestico in tutte le tensioni), in ciascuno dei quali la sua quota è anche largamente distante da quella del gruppo inseguitore.

TAV. 2.28 Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2022 (in GWh)

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
		BT	MT	AT/AAT			
Enel	34.427	24.013	25.358	7.553	91.351	36,2%	1°
A2A	2.110	5.076	8.906	1.858	17.950	7,1%	2°
Edison	1.364	2.790	6.424	2.863	13.440	5,3%	3°
Axpo Group	302	2.465	6.003	3.918	12.688	5,0%	4°
Hera	2.003	3.902	5.864	172	11.941	4,7%	5°
Eni	4.915	1.449	4.382	820	11.565	4,6%	6°
Acea	1.818	2.029	3.178	176	7.201	2,9%	7°
Engie	586	209	2.270	3.514	6.578	2,6%	8°
Alperia	412	1.130	4.087	523	6.151	2,4%	10°
Iren	1.780	1.786	1.295	223	5.084	2,0%	13°
E.On	666	1.338	2.824	5	4.833	1,9%	11°
Agsm Aim	521	1.997	2.101	95	4.715	1,9%	16°
Duferco	128	1.145	1.406	1.625	4.304	1,7%	9°
Repower	0	2.014	2.017	51	4.082	1,6%	14°
Egea	211	1.112	2.578	139	4.039	1,6%	12°
Dolomiti Energia	705	1.576	1.556	6	3.843	1,5%	15°
Nova Coop	38	925	2.361	29	3.352	1,3%	17°
Iberdrola	250	1.140	1.232	4	2.625	1,0%	19°
Sorgenia	442	1.195	904	55	2.595	1,0%	21°
Alpiq	0	47	2.196	305	2.548	1,0%	18°
Altri operatori	5.637	13.074	11.246	1.402	31.359	12,4%	-
TOTALE OPERATORI	58.313	70.410	98.188	25.333	252.244	100%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Con una quota del 7,1%, il gruppo A2A si è confermato nella seconda posizione della classifica complessiva, posizione che ha raggiunto nel 2021, superando il gruppo Edison, da sempre il primo gruppo inseguitore dell'*incumbent*. Nel 2022 le vendite del gruppo A2A sono cresciute complessivamente di oltre 2 TWh (+12,6%), in tutti i segmenti e in modo particolare in quello dei clienti non domestici in alta o altissima tensione (+68%) e in bassa tensione (+14%). Il gruppo ha significativamente aumentato anche le vendite ai clienti domestici (+3,8%), pertanto anche nel segmento del *mass market* ha conservato la seconda posizione (con una quota del 5,6%), conquistata nel 2021 superando i gruppi Eni e Hera.

È rimasto quindi in terza posizione il gruppo Edison, con una quota complessiva del 5,3% del mercato totale (stesso valore nel 2021), nonostante un aumento complessivo delle vendite dell'1%. Le maggiori quantità di energia vendute ai clienti domestici e non domestici in bassa o media tensione, 783 GWh in più del 2021, sono state in parte compensate dalle minori quantità vendute ai clienti non domestici in alta tensione (-650 GWh).

Sono rimasti saldi al quarto e al quinto posto della classifica generale anche i gruppi Axpo (con la quota del 5%) e Hera, con la quota del 4,7%. Axpo Group è particolarmente rilevante nelle vendite ai clienti non domestici in alta e altissima tensione, dove è secondo solo al gruppo Enel con una quota pari a circa la metà dell'*incumbent*. Il gruppo Hera, invece, è importante soprattutto nelle vendite ai clienti non domestici in bassa tensione, dove con una quota del 5,5% è in terza posizione, dopo Enel e A2A.

Il gruppo Eni ha mantenuto la sesta posizione, con una quota del 4,6%, nonostante un aumento delle vendite complessive di quasi 1 TWh (+9%), così come i gruppi Acea ed Engie hanno conservato il posto (rispettivamente il settimo e l'ottavo) già evidenziato lo scorso anno.

Scendendo nella classifica, risulta che nel 2022 hanno guadagnato terreno i gruppi Alperia, Iren, Agsm Aim, Dolomiti Energia, Iberdrola e Sorgenia, mentre hanno perso qualche posizione i gruppi Duferco, Egea ed Alpiq.

A seguito dei movimenti della classifica appena commentati, nel 2022 il livello di concentrazione del mercato totale è tornato a crescere leggermente, come si evince dalle diverse misure normalmente utilizzate per misurarlo. Il C3, ossia la quota dei primi tre operatori (gruppi societari), è salito al 48,7% delle vendite complessive, mentre era al 46% nel 2021. L'indice HHI è salito a 1.510 da 1.375 registrato nel 2021, sfiorando la prima soglia di attenzione di 1.500. Un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica, infatti, un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 ne indica uno fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000). Il numero dei gruppi societari che occorrono per superare il 75% delle vendite complessive è tuttavia rimasto invariato a 12.

Analizzando i vari segmenti, si osserva che nel 2022 la concentrazione del mercato domestico è marginalmente diminuita, rimanendo a un livello elevato: il C3 è sceso dal 71,4% al 71,1%, il C5 è diminuito dal 78% al 77,6%, e l'HHI è passato da 3.773 a 3.614. Come già in parte accennato, il 59% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel; con una quota dell'8,4%, il secondo gruppo è Eni; mentre nelle posizioni successive si trovano, nell'ordine, i gruppi A2A (3,6%), Hera (3,4%) e Acea (3,3%).

Un andamento simile della concentrazione si registra nel *mass market*, dove le tre misure hanno registrato minimi progressi: il C3 è rimasto invariato al 56%, il C5 è passato dal 63,4% al 63,7%, e l'indice HHI è appena sceso da 2.282 a 2.192. Il primo operatore, come detto, è Enel con il 45,5%, seguito da A2A con il 5,6%, Eni con il 4,9%, Hera (4,6%) ed Edison (3,2%).

Anche nel caso delle vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 34,1% (identica all'anno precedente), rimane ben distanziata dal 7,2% del secondo, che è il gruppo A2A. Seguono Hera con il 5,5%, Edison con il 4,0% e Axpo Group con il 3,5%. L'indice HHI è passato da 1.325 a 1.340.

Nel segmento della media tensione dopo il gruppo Enel, con una quota del 25,8%, i gruppi inseguitori sono tutti abbastanza vicini tra loro: si trovano, infatti, A2A con il 9,1%, Edison con il 6,5%, Axpo Group con il 6,1% ed Hera con il 6,0%. L'indice HHI, molto basso, è lievemente salito da 791 a 966.

Le vendite a clienti in alta o altissima tensione sono la sezione del mercato complessivo nel quale la predominanza del gruppo Enel è seguita più da vicino dal secondo venditore: qui la quota dell'*incumbent* è del 29,8%, e la distanza con i gruppi successivi è relativamente modesta. Al secondo posto, infatti, si trova Axpo Group con il 15,5%, al terzo posto si trova Engie con il 13,9%, al quarto posto Edison con l'11,3% e al quinto A2A con il 7,3%. L'indice HHI segnala un aumento di concentrazione da 1.283 a 2.192.

Servizio di maggior tutela

Nel 2022 i consumatori domestici, una parte delle micro-imprese³² e le altre utenze³³ servite in bassa tensione con potenza impegnata inferiore a 15 kW che non avevano ancora stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero hanno usufruito del servizio di maggior tutela, che è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 utenti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità. In base a quanto stabilito dalla legge³⁴, il servizio di maggior tutela terminerà per tutti i clienti, anche domestici, il 10 gennaio 2024. Nel 2021 il servizio è terminato per le piccole imprese³⁵ e le micro-imprese più grandi³⁶; per tali soggetti dal 1° luglio 2021 è attivo il Servizio a tutele gradualmente, oggetto del successivo paragrafo.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2022 sono stati venduti, nel servizio di maggior tutela, 21,9 TWh a circa 12,2 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2021, i consumi sono scesi di 6,4 TWh (-22,6%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 2 milioni di unità (-14,4%) (Tav. 2.29).

TAV. 2.29 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2021	2022	VARIAZIONE	2021	2022	VARIAZIONE
Domestici	23.860	18.374	-23,0%	12.396,6	10.601,9	-14,5%
Residenti	21.187	16.166	-23,7%	9.688,4	8.213,3	-15,2%
Non residenti	2.673	2.208	-17,4%	2.708,2	2.388,6	-11,8%
Non domestici	4.398	3.485	-20,8%	1.802,1	1.558,9	-13,5%
Illuminazione pubblica	29	11	-60,3%	2,6	3,2	24,2%
Altri usi	4.369	3.473	-20,5%	1.799,5	1.555,7	-13,6%
TOTALE	28.258	21.858	-22,6%	14.198,7	12.160,8	-14,4%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

³² Sono micro-imprese i soggetti produttivi con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

³³ Clienti non domestici diversi dalle micro-imprese.

³⁴ Art. 1, comma 60, della legge 4 agosto 2017, n. 124 e s.m.i.

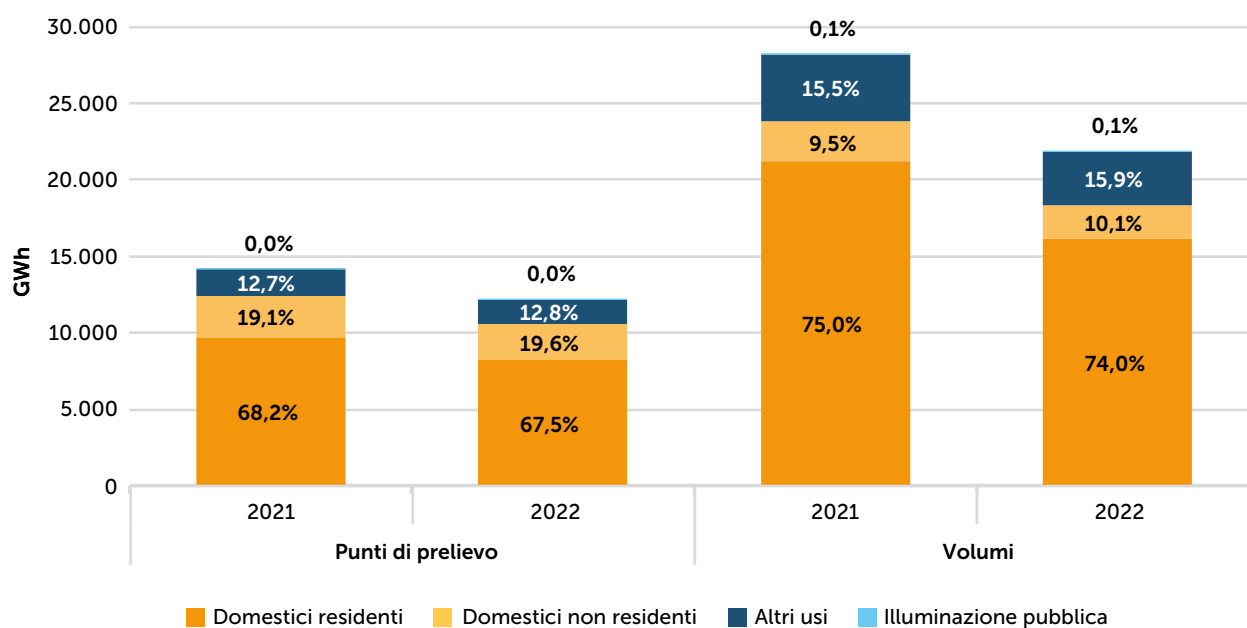
³⁵ Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono "piccole imprese" i clienti finali, alimentati in bassa tensione e diversi dai clienti domestici, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

³⁶ Micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

Nel corso dell'anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,8 milioni di clienti domestici (-14,5%) e 0,2 milioni di clienti non domestici (-13,5%). Nell'ambito dei domestici, la diminuzione dei residenti (1,5 milioni, -15,2%) è proporzionalmente superiore a quella dei non residenti (0,3 milioni, -11,8%). Ancora più consistenti le diminuzioni nelle quantità vendute (-23,7% i residenti e -17,4% i non residenti), che indicano un rilevante calo nei consumi unitari.

I clienti non domestici presentano una evoluzione analoga ai domestici, con una diminuzione del 13,5% nel numero di punti serviti e del 20,8% nelle quantità vendute. In controtendenza i punti serviti dell'illuminazione pubblica, ma si tratta ormai di una categoria veramente residuale (meno dello 0,1% sia in termini di punti che di volumi). Per quanto sopra illustrato, non sono cambiate sensibilmente, rispetto al 2021, le quote delle varie categorie sul consumo totale. L'84,1% dei volumi (18,4 TWh) è stato acquistato dalla clientela domestica (era l'84,4% nel 2021), la quale, in termini di numerosità (10,6 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'87,2% del totale (Fig. 2.18), quota sostanzialmente identica all'anno precedente. Nell'ambito dei clienti domestici, i residenti rappresentano il 77,5% dei punti di prelievo e l'88% dei consumi.

FIG. 2.18 Consumi e clienti serviti in maggior tutela



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.30 Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	212	1,0%	95	0,8%
Bioraria	18.234	83,4%	10.530	86,6%
Multioraria	3.413	15,6%	1.536	12,6%
TOTALE	21.858	100,0%	12.161	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel servizio di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria e la multioraria, che insieme comprendono il 99,2% dei punti di prelievo (Tav. 2.30).

A quasi tutti i clienti domestici (99,3%) viene applicata la tariffa bioraria (Tav. 2.31), vale a dire la condizione economica che dipende dalla fascia oraria nella quale avviene il consumo; al restante 0,7% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. Questa ripartizione è prossima a quella dell'anno precedente. Lievemente più elevata (1,3%) è la quota dei clienti non domestici con tariffa monoraria.

TAV. 2.31 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Domestici residenti	16.166	73,96%	8.213	67,54%
Monoraria	114	0,52%	51	0,42%
Bioraria	16.051	73,43%	8.163	67,12%
Domestici non residenti	2.208	10,10%	2.389	19,64%
Monoraria	33	0,15%	24	0,20%
Bioraria	2.175	9,95%	2.365	19,45%
Illuminazione pubblica	11	0,05%	3	0,03%
Monoraria	11	0,05%	3	0,03%
Multioraria	1	0,00%	0	0,00%
Altri usi	3.473	15,89%	1.556	12,79%
Monoraria	54	0,25%	17	0,14%
Bioraria	8	0,03%	3	0,02%
Multioraria	3.412	15,61%	1.536	12,63%
TOTALE	21.858	100,00%	12.161	100,00%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.32 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2022 (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
Domestici residenti	16.166	88,0%	8.213	77,5%	1.968
0-1.000 kWh	1.005	5,5%	1.909	18,0%	527
1.000-1.800 kWh	3.351	18,2%	2.379	22,4%	1.409
1.800-2.500 kWh	3.714	20,2%	1.740	16,4%	2.135
2.500-3.500 kWh	3.900	21,2%	1.329	12,5%	2.934
3.500-5.000 kWh	2.517	13,7%	617	5,8%	4.080
5.000-15.000 kWh	1.540	8,4%	233	2,2%	6.608
> 15.000 kWh	137	0,7%	6	0,1%	24.217

(segue)

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
Domestici non residenti	2.208	12,0%	2.389	22,5%	924
0-1.000 kWh	548	3,0%	1.735	16,4%	316
1.000-1.800 kWh	431	2,3%	319	3,0%	1.349
1.800-2.500 kWh	294	1,6%	139	1,3%	2.125
2.500-3.500 kWh	281	1,5%	96	0,9%	2.939
3.500-5.000 kWh	227	1,2%	55	0,5%	4.124
5.000-15.000 kWh	298	1,6%	41	0,4%	7.346
> 15.000 kWh	130	0,7%	4	0,0%	28.922
TOTALE DOMESTICI	18.374	100%	10.602	100%	1.733

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2022 il consumo medio unitario del cliente domestico è stato pari a 1.733 kWh/anno (Tav. 2.32), nettamente inferiore ai 1.925 kWh registrati nel 2021 (-10%).

Nell'ambito dei clienti domestici, la parte preponderante (77,5%) è costituita dai residenti, per i quali si registra un consumo unitario di 1.968 kWh, in calo (-10%) rispetto ai 2.187 kWh dell'anno precedente; nettamente inferiore, come di consueto, il livello di consumo unitario dei non residenti, pari a 924 kWh, e anch'esso in diminuzione, in misura meno marcata (-6,3%), rispetto all'anno precedente (987 kWh).

Si osserva, inoltre, che nell'ambito dei clienti residenti, ovvero la categoria più numerosa dei domestici in maggior tutela, la quasi totalità (89,6%) appartiene alle prime quattro classi di consumo: acquista, cioè, al massimo 3.500 kWh/anno. Per quanto riguarda, invece, i punti di prelievo dei non residenti (per lo più seconde case), prevalgono bassi consumi unitari: il 72,6% di tali clienti ricade nella prima classe (meno di 1.000 kWh/anno) e il 91,8% non supera i 2.500 kWh/anno.

TAV. 2.33 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2022 (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e consumi medi in kWh)*

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
Monoraria	16.166	88,0%	8.213
0-1.000 kWh	1.005	5,5%	1.909
1.000-1.800 kWh	3.351	18,2%	2.379
1.800-2.500 kWh	3.714	20,2%	1.740
2.500-3.500 kWh	3.900	21,2%	1.329
3.500-5.000 kWh	2.517	13,7%	617
5.000-15.000 kWh	1.540	8,4%	233
> 15.000 kWh	137	0,7%	6
Bioraria	2.208	12,0%	2.389
0-1.000 kWh	548	3,0%	1.735
1.000-1.800 kWh	431	2,3%	319

(segue)

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
1.800-2.500 kWh	294	1,6%	139
2.500-3.500 kWh	281	1,5%	96
3.500-5.000 kWh	227	1,2%	55
5.000-15.000 kWh	298	1,6%	41
> 15.000 kWh	130	0,7%	4
TOTALE	18.374	100%	10.602

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il confronto tra i consumi unitari dei clienti con prezzo monorario e quelli dei clienti con prezzo biorario non mostra differenze particolarmente rilevanti per le classi intermedie (da 1.000 a 5.000 kWh – Tav. 2.33). Nella prima classe risultano lievemente più elevati i consumi dei clienti con contratto biorario (+7,5%), mentre nelle due classi più grandi accade l'opposto: da 5.000 a 15.000 kWh, differenza -10,4%; oltre 15.000 kWh, differenza -17,2%.

La tavola 2.34 mostra la ripartizione regionale della clientela domestica servita in maggior tutela, sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, seppure su quantitativi di consumo e di punti di prelievo inferiori.

TAV. 2.34 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

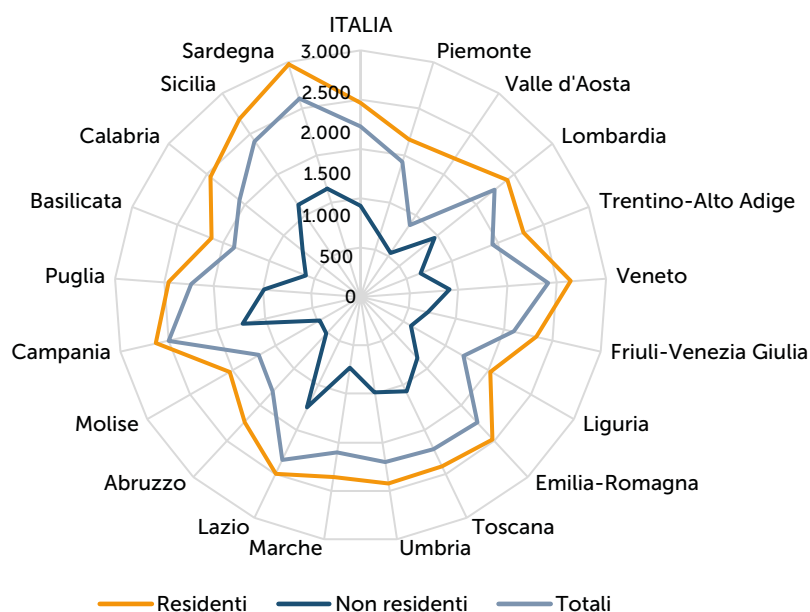
REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	932	557	111	170	1.043	727
Valle d'Aosta	19	11	15	27	34	38
Lombardia	2.500	1.310	251	262	2.751	1.573
Trentino-Alto Adige	269	151	43	66	313	217
Veneto	1.472	687	142	155	1.614	843
Friuli-Venezia Giulia	335	183	34	48	369	231
Liguria	409	269	83	139	492	408
Emilia-Romagna	1.054	533	118	139	1.172	672
Toscana	938	490	163	152	1.101	642
Umbria	167	87	26	26	192	113
Marche	379	205	42	58	421	263
Lazio	1.694	849	283	226	1.977	1.075
Abruzzo	284	163	45	87	328	250
Molise	66	43	10	21	76	64
Campania	1.724	808	173	140	1.896	948
Puglia	1.071	546	169	172	1.240	718
Basilicata	138	85	16	27	154	112
Calabria	571	293	100	133	671	426
Sicilia	1.451	663	263	233	1.714	896
Sardegna	693	280	123	108	816	387
ITALIA	16.166	8.213	2.208	2.389	18.374	10.602

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La Lombardia si conferma la Regione più rilevante, in cui è localizzato il 14,8% dei punti di prelievo. Seguono il Lazio (10,1%), la Campania (8,9%), la Sicilia (8,5%), il Veneto (7,9%), il Piemonte (6,9%), la Puglia (6,8%), l'Emilia-Romagna (6,3%) e la Toscana (6,1%). Nove Regioni presentano una quota compresa tra il 4,1% e l'1%, mentre il numero di punti del Molise e della Valle d'Aosta è inferiore all'1% del totale. Per quanto riguarda la ripartizione tra residenti e non residenti all'interno delle singole Regioni, si osserva che la maggiore vocazione turistica fa sì che Valle d'Aosta, Abruzzo, Liguria, Molise, Calabria, Trentino-Alto Adige, Sardegna e Sicilia siano le Regioni con la quota maggiore di non residenti (tra un terzo e un quarto, tranne la Valle d'Aosta, in cui tale quota supera i due terzi). Al contrario, Veneto, Lombardia e Campania sono le Regioni in cui la quota di clienti non residenti è più bassa e compresa tra il 16,7% e il 14,8%.

Come negli anni scorsi, i consumi medi restano relativamente poco differenziati tra le Regioni, in particolare quelli dei clienti residenti (Fig. 2.19). Il consumo più elevato tra i residenti si registra in Sardegna, dove supera di 507 kWh la media nazionale. Viceversa, la regione con il consumo unitario più basso è la Liguria, dove si acquistano 446 kWh in meno della media nazionale. Altre Regioni che mostrano valori sensibilmente differenti dalla media nazionale sono la Sicilia (+220 kWh), il Veneto (+174 kWh) e la Campania (+166 kWh) in positivo, mentre si discostano in negativo l'Abruzzo (-229 kWh), la Valle d'Aosta (-264 kWh), il Piemonte (-294 kWh), la Basilicata (-346 kWh), il Molise (-436 kWh) e la Liguria (-446 kWh).

FIG. 2.19 Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2022



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti del servizio di maggior tutela relativi agli usi non domestici dell'energia elettrica (esclusa l'illuminazione pubblica), la tavola 2.35 propone la ripartizione per classe di consumo dei punti di prelievo serviti (1,6 milioni) e dei relativi volumi (circa 3,5 TWh).

TAV. 2.35 *Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	1.469	42,3%	1.378	88,6%	1.066
5-10 MWh	756	21,8%	108	7,0%	6.979
10-15 MWh	423	12,2%	35	2,2%	12.201
15-20 MWh	280	8,1%	16	1,0%	17.315
20-50 MWh	497	14,3%	18	1,2%	27.507
50-100 MWh	38	1,1%	1	0,0%	60.852
100-500 MWh	7	0,2%	0	0,0%	163.619
500-2.000 MWh	3	0,1%	0	0,0%	750.196
2.000-20.000 MWh	0	0,0%	0	0,0%	2.146.300
TOTALE	3.473	100,0%	1.556	100,0%	2.233

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Circa il 42% dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (< 5 MWh/anno), che costituiscono l'89% della platea di tali consumatori. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui tra 5 MWh e 10 MWh, comprende il 7% dei punti di prelievo e assorbe il 22% dell'elettricità venduta. Pertanto, il 96% dei clienti non domestici ha consumi annui che non superano i 10 MWh.

La distribuzione regionale dei clienti non domestici (altri usi) è illustrata nella tavola 2.36. Anche in questo caso la Lombardia risulta la Regione più importante in termini di punti di prelievo (12,1%), seguita a breve distanza da Campania (10,9%) e Lazio (10,4%); queste tre Regioni presentano, in termini di volumi acquistati, quote ancora più prossime e comprese tra il 12,4% e il 13,6% del totale nazionale. Immediatamente alle loro spalle la Sicilia, con un'incidenza vicina al 10% sia in termini di punti serviti che di volumi. Seguono: Puglia, Emilia-Romagna, Toscana, Veneto e Piemonte, con quote decrescenti e comprese tra l'8,7% e il 5,9% dei punti di prelievo.

TAV. 2.36 *Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)*

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	190	92	2.056
Valle d'Aosta	7	4	1.870
Lombardia	432	189	2.286
Trentino-Alto Adige	67	27	2.474
Veneto	237	108	2.185
Friuli-Venezia Giulia	46	24	1.948
Liguria	92	52	1.768
Emilia-Romagna	208	109	1.906
Toscana	200	107	1.863
Umbria	32	19	1.695

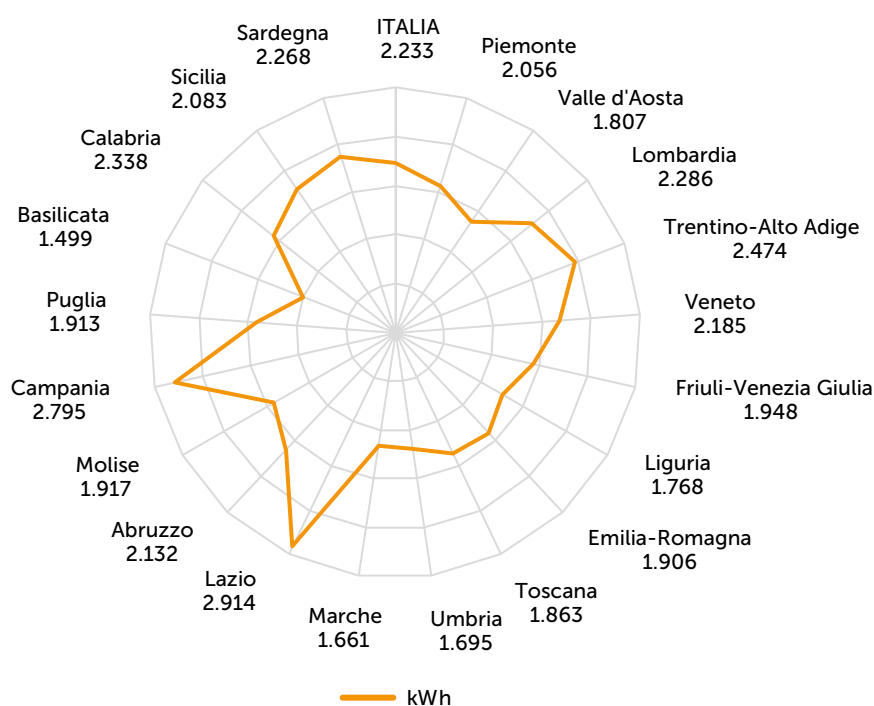
(segue)

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Marche	68	41	1.661
Lazio	473	162	2.914
Abruzzo	60	28	2.132
Molise	14	7	1.917
Campania	472	169	2.795
Puglia	260	136	1.913
Basilicata	29	20	1.499
Calabria	123	59	2.083
Sicilia	337	148	2.268
Sardegna	125	53	2.369
ITALIA	3.473	1.556	2.233

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche per i clienti non domestici si osservano valori di consumo *pro capite* inferiori all'anno precedente: la media nazionale, pari a 2.233 kWh, presenta un calo (8%) rispetto al 2021 (2.428 kWh), simile a quello riscontrato per i domestici (10%). Rispetto a questi ultimi, si riscontra una maggiore differenziazione regionale: in particolare presentano valori più elevati della media la Campania e il Lazio, i cui consumi medi risultano superiori, rispettivamente, di 680 e 562 kWh, mentre al contrario, i valori più bassi si osservano in Liguria, Umbria, Marche e Basilicata, dove il consumo unitario è marcatamente inferiore alla media nazionale (rispettivamente di 465, 537, 572 e 733 kWh), come si può osservare nella figura 2.20.

FIG. 2.20 Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2022



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per i clienti con altri usi la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 98,7% dei punti di prelievo e al 98,2% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che riguarda l'1,1% dei punti di prelievo e l'1,6% dell'energia. Ancora più marginale è la quota della tariffa bioraria, con cui viene fatturato lo 0,2% dei clienti e dell'energia acquistata.

Infine, per quanto riguarda il segmento della maggior tutela relativo all'illuminazione pubblica, nella tavola 2.37 è indicata la ripartizione dell'energia (11,4 GWh), in diminuzione del 60,3% rispetto all'anno precedente, e dei punti di prelievo (circa 3.200), in aumento del 24,2%. Il consumo unitario medio, pari a 3.514 kWh, è un terzo (-68,1%) di quello del 2021 (11.000 kWh).

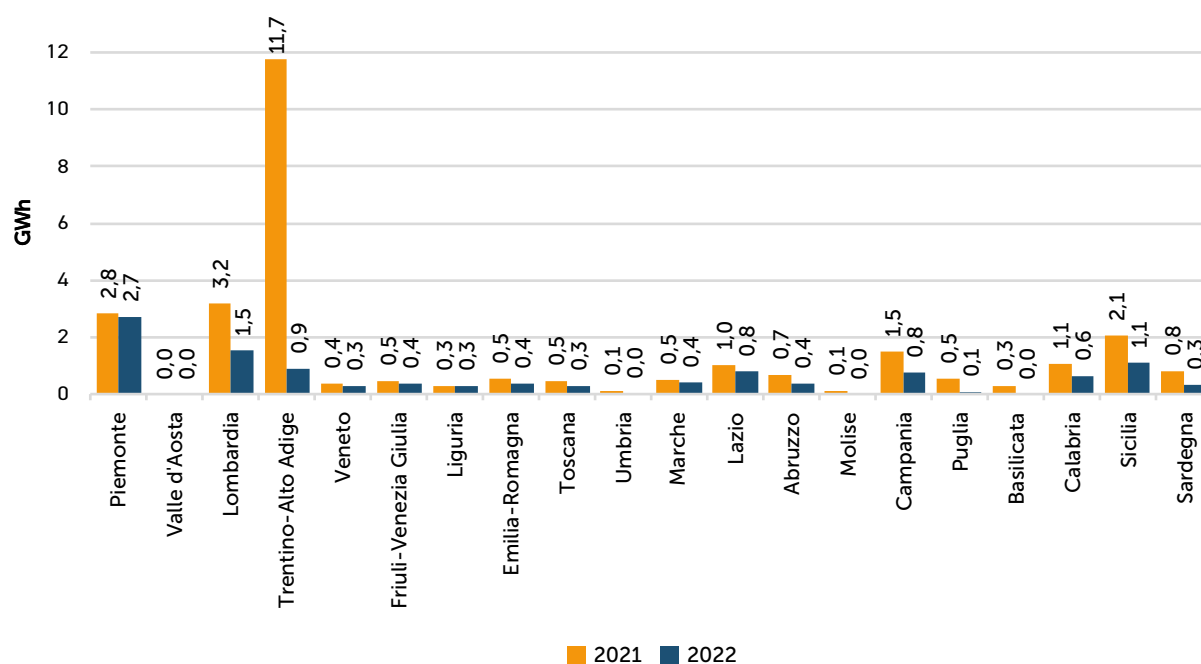
Circa l'85% dei punti di prelievo ricade nella classe di consumo più piccola (fino a 5 MWh), che assorbe però meno dell'11% dell'energia venduta per illuminazione pubblica; l'insieme delle prime tre classi di consumo (da 0 a 15 MWh) raccoglie invece il 94% dei punti di prelievo e il 34% dell'energia. La parte rimanente di tale energia riguarda principalmente i punti di prelievo delle classi di consumo tra 15 e 100 MWh, che assorbono più della metà (55%) dei consumi, benché comprendano solo il 6% dei punti.

Nella figura 2.21 si può osservare l'energia acquistata, tramite il servizio di maggior tutela, per l'illuminazione pubblica nel 2021 e nel 2022, con la ripartizione tra le Regioni. I volumi maggiori si osservano in Piemonte (3 GWh). Ovviamente, una visione complessiva richiede l'unione di quanto illustrato sopra con l'evoluzione di questo segmento di consumo nel servizio a tutele gradualmente e nel mercato libero.

TAV. 2.37 *Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2022 (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	1,2	10,74%	2,744	84,79%	445
5-10 MWh	1,3	11,85%	0,186	5,75%	7.245
10-15 MWh	1,3	11,86%	0,110	3,40%	12.241
15-20 MWh	0,9	7,80%	0,052	1,60%	17.117
20-50 MWh	3,1	27,25%	0,107	3,31%	28.957
50-100 MWh	2,3	20,11%	0,033	1,02%	69.149
100-500 MWh	0,3	3,04%	0,003	0,10%	110.518
500-2.000 MWh	0,8	7,37%	0,001	0,03%	837.801
TOTALE	11,4	100,00%	3,236	100,00%	3.514

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.21 Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di avere svolto il servizio di maggior tutela nel 2022 sono stati 109, tre in meno rispetto al 2021. Le operazioni societarie più rilevanti che hanno riguardato gli esercenti del servizio nel corso del 2022 sono le seguenti:

- il 1° gennaio il comune di Castello-Molina di Fiemme ha ceduto l'attività svolta nel proprio territorio a Dolomiti Energia;
- il 1° gennaio Agsm Energia ha incorporato AIM Energy e ha assunto la denominazione Agsm Aim Energia;
- il 10 maggio Impresa Produzione Energia Elettrica di Pesenti F. E C. ha assunto la denominazione Impresa Produzione Energia Elettrica Pesenti;
- il 1° ottobre Acinque Energia ha rilevato le attività di Acel Energie, nell'ambito dello stesso gruppo societario (Acsm-Agam, ridenominato Acinque).

La tavola 2.38 illustra, infine, le prime 15 imprese che hanno gestito nel 2022 il servizio di maggior tutela con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente. La quota del principale esercente, Servizio Elettrico Nazionale del gruppo Enel, è scesa all'85,2 (1,4 punti in meno del 2021), a fronte degli aumenti di Acea Energia (+0,8), A2A Energia (+0,2), Iren Mercato (+0,2) e Dolomiti Energia (+0,1). Gli operatori che seguono detengono quote inferiori all'1%, come nel 2021, e presentano qualche spostamento in elenco: migliora il posizionamento di Agsm, grazie all'unione con Aim, che le permette di sopravanzare Amet; salgono anche SIPPIC (due posizioni) e Odoardo Zecca, che entra nella lista dei primi 15. Gli esercenti che non sono presenti nella tavola coprono insieme l'1,3% del servizio di maggior tutela, come nell'anno precedente.

TAV. 2.38 Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2022 (volumi in GWh)

RAGIONE SOCIALE	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Servizio Elettrico Nazionale	18.622	85,2%	1°
Acea Energia	1.338	6,1%	2°
A2A Energia	625	2,9%	3°
Iren Mercato	280	1,3%	4°
Dolomiti Energia	188	0,9%	5°
Alperia Smart Services	111	0,5%	6°
Estenergy	87	0,4%	7°
Hera Comm	82	0,4%	8°
Agsm Aim Energia	65	0,3%	10°
Amet	46	0,2%	9°
CVA Energie	39	0,2%	11°
Prometeo	25	0,1%	13°
SIPPIC	24	0,1%	15°
Asm Bressanone	24	0,1%	14°
Odoardo Zecca	18	0,1%	16°
Altri esercenti	286	1,3%	-
TOTALE	21.858	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Si registrano lievi diminuzioni nella misura del grado di concentrazione, in termini sia di indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori, calata al 94,2%, -0,4), sia di indice HHI, sceso da 7.540 a 7.307 (si ricorda che il valore di 10.000 indica la concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore).

Servizio a tutele gradualì

Dal 1° gennaio 2021 le micro-imprese³⁷ titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW e le piccole imprese³⁸ devono rifornirsi nel mercato libero dell'energia elettrica. Per garantire la continuità della fornitura a quelle tra loro che non hanno ancora scelto un'offerta nel mercato libero e lasciare a questi clienti il tempo necessario per scegliere quella più adatta alle proprie esigenze, l'Autorità ha introdotto il servizio a tutele gradualì (descritto in dettaglio nella *Relazione Annuale* dello scorso anno). Fino al 30 giugno 2021, il servizio a tutele gradualì è stato erogato dall'esercente la maggior tutela. Dal 1° luglio 2021 e per tre anni il servizio viene erogato da venditori selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali per ciascuna delle 4 aree territoriali appositamente definite, come indicato nella tavola 2.39.

³⁷ Soggetti con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro.

³⁸ Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono "piccole imprese" i clienti finali, alimentati in bassa tensione e diversi dai clienti domestici, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

TAV. 2.39 Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per il periodo 1° luglio 2021-30 giugno 2024 in ciascuna area territoriale

AREA TERRITORIALE	FORNITORE DEL SERVIZIO A TUTELE GRADUALI
Lazio, Lombardia, Veneto, Liguria, Trentino	A2A Energia
Campania, Marche, Umbria, Abruzzo, Molise, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna	Hera Comm
Friuli-Venezia Giulia, Valle d'Aosta, Puglia, Toscana e Comune di Milano	Iren Mercato
Piemonte, Emilia-Romagna	Axpo Italia

Fonte: ARERA.

Le condizioni contrattuali del servizio corrispondono a quelle delle Offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (Offerte PLACET), definite dall'Autorità³⁹. Le condizioni economiche relative alla spesa per la materia energia sono basate sui valori consuntivi del Prezzo unico nazionale e comprendono corrispettivi a copertura degli altri costi di approvvigionamento e commercializzazione. Il prezzo pagato dai clienti finali dipende anche dal livello dei parametri offerti da ciascun esercente il servizio a tutele graduali in ciascuna area territoriale di assegnazione del servizio.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2022 sono stati venduti, nel servizio a tutele graduali, 2,3 TWh a 136.000 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* – Tav. 2.40). Rispetto al 2021, i consumi sono dimezzati (-2,3 TWh, -50%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 90mila unità (-40%), passate al mercato libero (Tav. 2.24).

Nell'ambito del servizio, la tipologia di cliente più numerosa è quella dei clienti non domestici con consumi diversi dall'illuminazione pubblica (di seguito, clienti altri usi), che hanno consumato circa 2,1 GWh e annoverano 122.000 punti di prelievo, per un consumo unitario di 17.414 kWh, in calo del 15,7% rispetto a quello dell'anno precedente (20.665 kWh).

TAV. 2.40 Servizio a tutele graduali per tipologia di cliente (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2021	2022	VARIAZIONE	2021	2022	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	227,9	182,2	-20,0%	14,6	14,4	-1,6%
Altri usi	4.371,5	2.120,8	-51,5%	211,5	121,8	-42,4%
TOTALE	4.599,3	2.303,0	-49,9%	226,1	136,2	-39,8%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 70% dei punti di prelievo per altri usi ricade nelle quattro classi dimensionali più piccole (fino a 20 MWh/anno), ma nel loro insieme tali classi assorbono solo il 22,6% dei consumi della categoria. La maggior parte dei consumi (76,2%) è concentrato nelle tre classi medio-grandi (da 20 a 500 MWh/anno) che annoverano il 30% dei punti di prelievo, mentre le classi successive hanno un'incidenza quasi irrilevante.

³⁹ Per le Offerte PLACET sono state definite da ARERA le modalità e le tempistiche di fatturazione, il contenuto dei documenti di fatturazione, le garanzie da richiedere al cliente, le tempistiche e le modalità di pagamento, le modalità di rateizzazione e di applicazione degli interessi di mora in caso di mancato pagamento da parte del cliente finale.

TAV. 2.41 *Clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2022 per classe di consumo e di potenza (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	93	4,4%	57,4	41,8%	1.620
5-10 MWh	126	5,9%	16,6	12,8%	7.571
10-15 MWh	131	6,2%	10,3	9,0%	12.657
15-20 MWh	131	6,2%	7,4	6,5%	17.729
20-50 MWh	639	30,1%	19,9	19,3%	32.072
50-100 MWh	490	23,1%	7,1	7,5%	68.603
100-500 MWh	486	22,9%	3,0	3,0%	162.961
500-2.000 MWh	25	1,2%	0,0	0,0%	630.400
TOTALE	2.121	100,0%	121,8	100,0%	17.414

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione regionale dei clienti altri usi, è illustrata nella tavola 2.42. La Lombardia risulta la Regione più importante, con una quota di circa il 16% in termini sia di volumi, sia di punti di prelievo, seguita da Lazio (14%), Piemonte (circa 13%) ed Emilia-Romagna (circa 10%). Tutte le altre Regioni hanno quote inferiori al 10%. In termini di punti di prelievo, le principali Regioni in cui è diffuso il servizio a tutele graduali sono: il Veneto (7,5%), la Campania (6,2%), la Sicilia (5,2%), la Toscana (5,2%) e la Puglia (5,1%); le rimanenti hanno tutte quote inferiori al 5%.

Il consumo *pro capite* medio nazionale è pari a 17.414 kWh; presentano valori sensibilmente superiori la Toscana, il Lazio e la Puglia (rispettivamente 2.793, 2.692 e 2.400 MWh sopra la media); all'opposto, presentano valori inferiori la Liguria, la Basilicata e il Molise (rispettivamente 4.255, 5.156 e 6.752 kWh sotto la media), come si può osservare nella figura 2.22).

Per i clienti altri usi la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria, applicata al 99% dei punti di prelievo e al 99,3% dei volumi venduti; molto marginale la monoraria (circa 1% dei punti e dei volumi) e praticamente assente la bioraria.

TAV. 2.42 *Clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2022 per regione (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)*

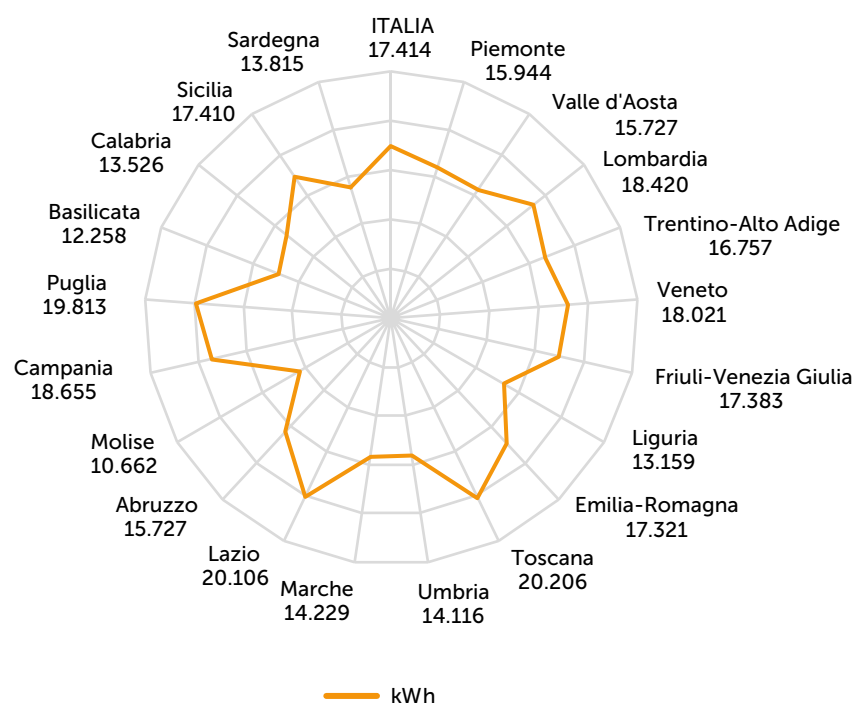
REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	260	16,3	15.944
Valle d'Aosta	3	0,2	15.727
Lombardia	347	18,9	18.420
Trentino-Alto Adige	27	1,6	16.757
Veneto	164	9,1	18.021
Friuli-Venezia Giulia	33	1,9	17.383
Liguria	41	3,2	13.159
Emilia-Romagna	298	17,2	17.321

(segue)

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Toscana	128	6,3	20.206
Umbria	18	1,3	14.116
Marche	37	2,6	14.229
Lazio	227	11,3	20.106
Abruzzo	32	2,1	15.727
Molise	8	0,7	10.662
Campania	140	7,5	18.655
Puglia	124	6,2	19.813
Basilicata	11	0,9	12.258
Calabria	58	4,3	13.526
Sicilia	111	6,4	17.410
Sardegna	54	3,9	13.815
ITALIA	2.121	121,8	17.414

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.22 Consumi medi regionali dei clienti altri usi nel servizio a tutele graduali nel 2022



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

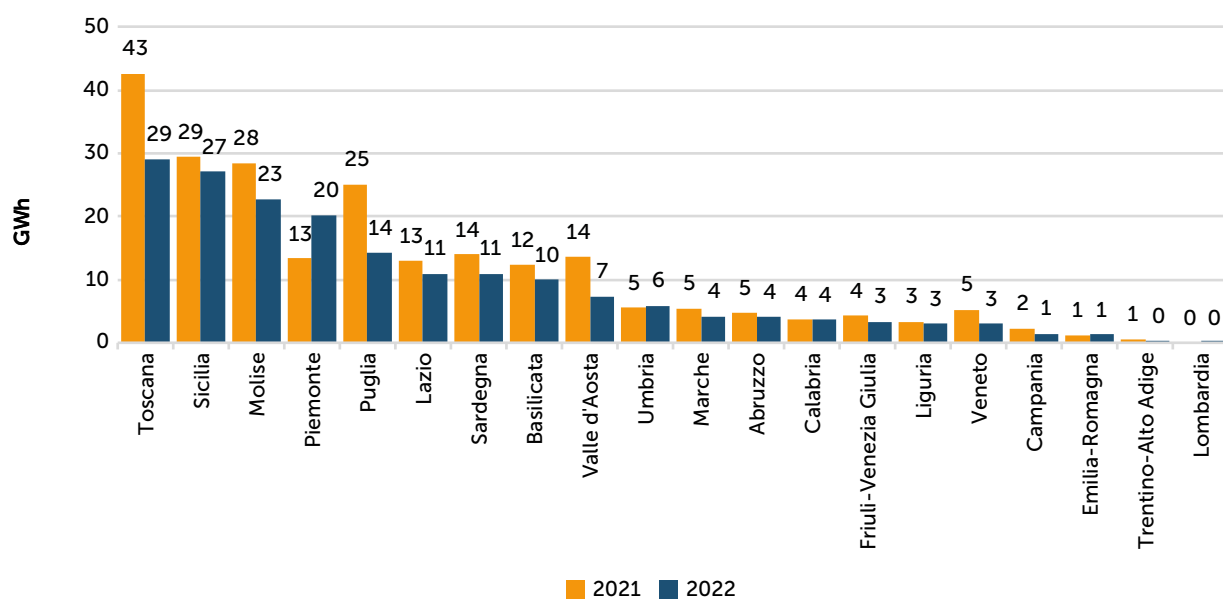
Completano il servizio a tutele graduali le utenze relative all'illuminazione pubblica che nel 2022 annoverano 14.400 punti di prelievo (-1,6% rispetto al 2021) e hanno assorbito 182 GWh, con un calo del 20% rispetto all'anno precedente, riconducibile quasi per intero alla diminuzione dei consumi unitari (12.672 kWh, -18,7% rispetto al 2021). Nella tavola 2.43 è indicata la ripartizione per classi di consumo annuo dell'energia e dei punti di prelievo.

TAV. 2.43 *Illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali nel 2022 per classe di consumo (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	13	6,9%	8,3	57,4%	1.530
5-10 MWh	14	7,6%	1,8	12,8%	7.564
10-15 MWh	13	7,4%	1,1	7,4%	12.629
15-20 MWh	12	6,7%	0,7	4,8%	17.634
20-50 MWh	55	30,4%	1,8	12,2%	31.653
50-100 MWh	40	21,9%	0,6	4,0%	68.855
100-500 MWh	31	16,8%	0,2	1,4%	154.946
500-2.000 MWh	2	1,2%	0,0	0,0%	876.023
2.000-20.000 MWh	2	1,1%	0,0	0,0%	2.961.484
TOTALE	182	100,0%	14,4	100,0%	12.672

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.23 *Energia venduta per illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali per regione*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Oltre quattro quinti (82,4%) dei punti di prelievo ricade nelle quattro classi di consumo più piccole (fino a 20 MWh), che però nel loro insieme assorbono meno di un terzo (28,6%) dell'energia venduta per illuminazione pubblica nel servizio a tutele graduali. La parte preponderante di tale energia (69,2%) viene assorbita dalle classi di consumo comprese tra 20 e 500 MWh, benché contengano meno di un quinto (17,5%) dei punti di prelievo della categoria. Le classi successive (oltre 500 MWh/anno) hanno un'incidenza molto marginale.

Nella figura 2.23 si può osservare la ripartizione regionale dell'energia acquistata nel 2022 per illuminazione pubblica tramite il servizio a tutele graduali. I volumi maggiori si osservano in Toscana (29 GWh, 16% del totale

nazionale), Sicilia (27 GWh, 14,8%), Molise (23 GWh, 12,5%) e Piemonte (20 GWh, 11,1%). Seguono, con quote tra l'8% e il 3%, la Puglia, il Lazio, la Sardegna, la Basilicata, la Valle d'Aosta e l'Umbria. Le Regioni rimanenti hanno quote inferiori al 2,5%. Ovviamente una visione complessiva di questo segmento di consumo richiede l'unione di quanto illustrato per il mercato libero e, marginalmente, per il servizio di maggior tutela.

Rispetto alle categorie viste in precedenza, le utenze di illuminazione pubblica nel servizio a tutele gradualmente sono caratterizzate da una maggiore presenza delle formule contrattuali a prezzo monorario, che riguardano il 15,8% dei punti di prelievo e il 18,8% dei volumi, mentre le quote rimanenti sono assorbite per intero da formulazioni contrattuali biorarie.

Mercato libero

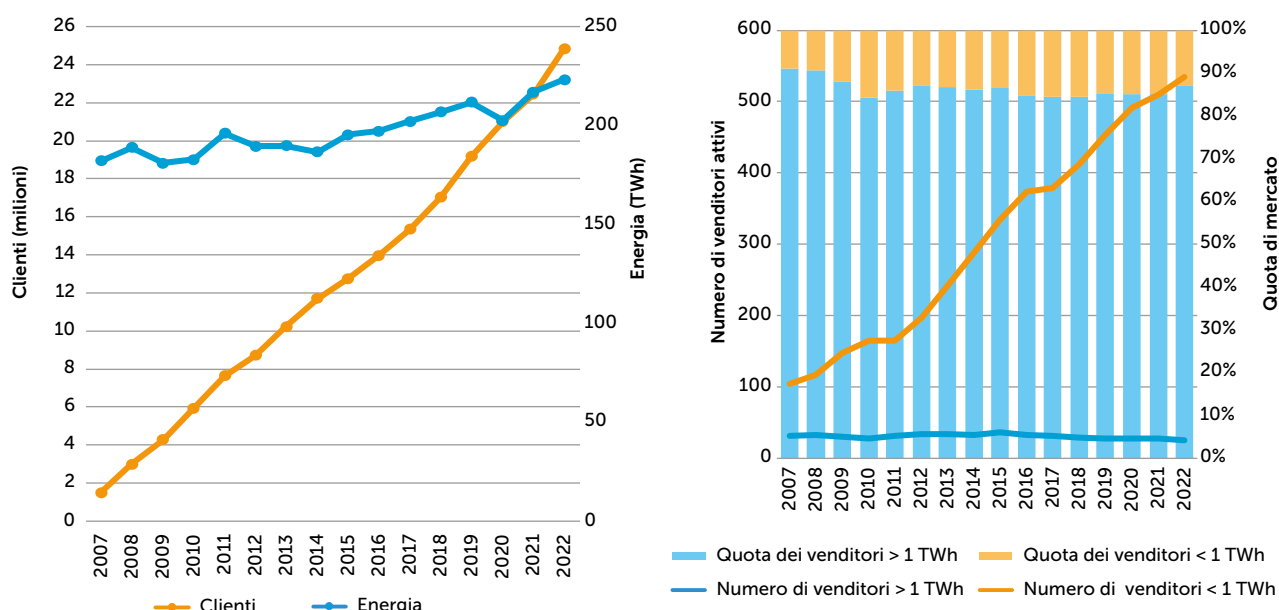
Come già anticipato nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2022 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 223,2 TWh, 6,4 TWh in più del 2021, a quasi 25 milioni di clienti, cresciuti del 10,7% rispetto al 2021.

Dalla sua apertura, nel 2007, i clienti del mercato libero sono in costante e marcato aumento, così come l'energia che ha intermediato e il numero di venditori che vi operano. In termini di energia venduta, il mercato libero è cresciuto del 23%, dai 182 TWh iniziali fino agli attuali 223,2 TWh, benché tale espansione sia avvenuta a un ritmo non sempre sostenuto e, anzi, nell'arco dei quindici anni abbia sperimentato anche qualche battuta d'arresto (Fig. 2.24). Il 2022 è stato un altro anno di espansione significativa relativamente al numero dei clienti serviti, ma più modesta relativamente alle vendite di energia elettrica.

A prescindere dall'andamento delle quantità vendute, comunque, il numero di venditori attivi su tale mercato cresce ininterrottamente dal 2007 o, per meglio dire, ogni anno si registra un incremento nel numero di imprese con vendite inferiori a 1 TWh, nonostante la loro quota di mercato sia pressoché stabile intorno al 14% (Fig. 2.24).

Anche nel 2022, il numero di operatori è salito, benché in misura minore rispetto agli ultimi anni: in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, sono entrate 23 nuove imprese attive (+4,3%) (Tav. 2.44). Poiché nel frattempo il mercato si è ampliato, in misura inferiore (2,9%), il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano in questo mercato è leggermente diminuito. Nel 2022, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 399 GWh, cioè dell'1,3% inferiore ai 404 GWh del 2021. Rispetto a quello osservato nel 2007 (pari a 1.349 GWh), cioè nell'anno di completa apertura del mercato, il valore attuale è infatti 3,4 volte inferiore.

FIG. 2.24 Evoluzione del mercato libero di energia elettrica



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.44 Attività dei venditori per classe di vendita

VENDITORI	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Numero di esercenti in maggior tutela	131	127	123	119	112	109
Numero di venditori attivi	410	441	481	521	537	560
Oltre 10 TWh	2	2	3	4	4	4
5-10 TWh	8	8	7	4	8	5
1-5 TWh	21	19	18	20	15	16
0,1-1 TWh	73	78	74	71	80	72
Fino a 0,1 TWh	306	334	379	422	430	463
Volume venduto (TWh)	202,1	206,8	211,8	202,4	216,9	223,2
Oltre 10 TWh	61,1	67,6	81,2	90,8	96,7	109,6
5-10 TWh	51,6	56,4	50,5	26,9	51,4	35,2
1-5 TWh	57,9	50,6	48,9	54,6	36,5	49,7
0,1-1 TWh	26,5	26,5	25,0	23,8	25,5	21,5
fino a 0,1 TWh	5,1	5,6	6,2	6,3	6,8	7,3
Volume medio unitario (GWh)	493	469	440	389	404	399
Oltre 10 TWh	30.546	33.798	27.077	22.712	24.180	27.389
5-10 TWh	6.447	7.053	7.217	6.735	6.421	7.037
1-5 TWh	2.757	2.665	2.717	2.731	2.433	3.105
0,1-1 TWh	363	340	338	335	319	298
fino a 0,1 TWh	17	17	16	15	16	16

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto al 2021, i venditori di grandissima dimensione (cioè con vendite superiori a 10 TWh) non sono cambiati: oltre a Enel Energia, vi sono A2A Energia, Edison e Axpo Italia. Il numero dei venditori di grande dimensione (cioè con vendite comprese tra 5 e 10 TWh) è invece diminuito di tre unità; nel 2022, infatti, E.On Energia, Duferco Energia ed Egea Commerciale non hanno superato la soglia dei 5 TWh, mentre sono rimaste in questo gruppo: Hera Comm, Eni Plenitude, Engie Italia, Alperia Smart Service e Acea Energia. La classe di soggetti con vendite tra 1 e 5 TWh, che nel 2021 contava 15 imprese, quest'anno ne annovera 16: sono entrate le tre società provenienti dalla classe superiore, insieme con Estenergy (proveniente dalla classe inferiore), e ne sono uscite due: Vivigas, passata nella classe di vendita 0,1-1 TWh, e CURA Gas & Power, che ha cessato l'attività di vendita nel mercato libero a fine 2021. L'incremento numericamente più consistente delle imprese di vendita è avvenuto, come sempre, nell'ultima classe di operatori (con vendite inferiori a 0,1 TWh), dove il numero di venditori è salito di 33 unità, alcune delle quali provenienti dalla classe con vendite tra 0,1 e 1 TWh, che ha perso 8 soggetti.

La porzione di mercato soddisfatta dalle imprese che vendono meno di 1 TWh nel 2022 è pari al 12,9%, tre punti percentuali inferiore rispetto a quella registrata nel 2021. I venditori di più piccole dimensioni, quindi, continuano ad aumentare, ma si dividono sempre la medesima quota di mercato. Nel 2022 le prime tre classi di operatori (ovvero le prime 25 imprese, corrispondenti al 4,5% dei venditori attivi) hanno coperto l'87,1% delle vendite complessive; nel 2021 le prime tre classi contavano 27 imprese, che corrispondevano al 5% dei venditori attivi, e coprivano l'85,2% del mercato libero.

La composizione societaria del capitale sociale delle imprese che operano nella vendita a clienti finali liberi al 31 dicembre 2022, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello⁴⁰, mostra una significativa importanza delle persone fisiche, che risultano possedere il 35,7% del capitale delle società di vendita; quote rilevanti appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (11,3%) e alle imprese energetiche locali (6%). Gli enti pubblici e gli istituti finanziari non risultano essere molto presenti nella compagine societaria dei venditori (le rispettive quote sono pari al 2,8% e allo 0,6%), mentre la categoria di soci più rilevante è quella delle società diverse, la quale risulta possedere il 41,5% delle quote di capitale sociale dell'insieme dei venditori. Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti, si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con il 4,6% che è detenuto da soggetti di origine straniera.

Come di consueto, anche nel 2022 sono state comunicate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose variazioni societarie riguardanti l'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica (Tav. 2.45).

Sono 15 le imprese che hanno avviato l'attività di vendita nel mercato libero elettrico: tra loro, molte sono società che erano già presenti nei mercati energetici con altre attività; tra le nuove entrate, Poste Pay, che ha avviato la vendita nel mese di marzo 2022. Sono, invece, 66 le imprese che risultano avere cessato l'attività, un numero molto più ampio del passato perché include le molte operazioni di rettifica sulle attività di società che sono avvenute a seguito dell'entrata in operatività dell'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali (EVE) del Ministero della transizione ecologica⁴¹. Oltre alle estinzioni per incorporazione, in corso d'anno si sono registrate anche tre estinzioni per liquidazione delle società: Enerbe, Lirenas Trading e Ovo Energy (Italy).

40 Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

41 Istituito dalla legge 4 agosto 2017, n. 124, e disciplinato dal regolamento adottato dal Ministro della transizione ecologica 25 agosto 2022, n. 164.

Le operazioni di acquisizione e/o cessione dell'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica riguardano: ERG Power che ha acquisito l'attività da Erg Power Generation, NEG che l'ha acquisita da BluePower e Unoenergy che ha acquisito l'attività da Steca Energia.

TAV. 2.45 Operazioni societarie riguardanti l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica nel 2022 per tipologia

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività	15
Cessione/acquisizione dell'attività	3
Cessazione dell'attività	66
Estinzioni o avvio di procedure di liquidazione	3
Fusioni/Incorporazioni	11
Modifica di gruppo societario	13
Cambio di ragione sociale	17
Cambio di natura giuridica	8

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Come sempre, le incorporazioni sono avvenute infragruppo, nel senso che prima dell'operazione di acquisizione l'incorporante e l'incorporata facevano già parte del medesimo gruppo societario. All'interno del gruppo Agsm Aim Agsm Energia ha incorporato AIM Energy in gennaio; Astea Energia ha incorporato Cast Energie in luglio (gruppo Gas Rimini); in agosto Alperia Smart Services ha incorporato Alperia Sum (gruppo Alperia); nell'ambito del gruppo Unoenergy, la capogruppo ha incorporato Revolgreen a settembre; da ottobre Estenergy ha incorporato tre società all'interno del gruppo Hera, cioè Ascopiave Energie, Ascotrade e Blue Meta, mentre, nell'ambito del gruppo societario Unione Fiduciaria, Luce e Gas Italia ha incorporato Luce e Gas Italia Servizi; infine, da novembre Bluenergy Group ha incorporato Arca Gas e Liguria Gas Service all'interno del gruppo Compagnia Generale Immobiliare.

Per quanto attiene invece ai cambiamenti d'appartenenza a gruppi societari, si segnalano tra gli altri:

- in gennaio, Fintel Gas e Luce è entrata nel gruppo Alperia, dopo che la capogruppo ha acquisito il 90% delle quote del suo capitale sociale (prima la società era posseduta al 100% da Fintel Energia Group);
- in marzo, Edison Energia ha acquisito il 100% del capitale sociale della società Sorrento Power and Gas, che è quindi entrata nel gruppo Edison;
- in aprile, Con Energia è entrata a far parte del gruppo Hera, a seguito dell'acquisizione da parte di Hera Comm del 100% del capitale sociale dell'impresa; Alegas è entrata nel gruppo Iren con l'acquisizione da parte di Iren Mercato dell'80% delle quote del capitale sociale dell'impresa; Estia Energie è entrata a far parte del gruppo Giuno, che ha acquisito il 51% del suo capitale sociale da persone fisiche; Axpo Italia ha acquisito il 100% del capitale sociale di ASPM Energia, che quindi è entrata in Axpo Group;
- in maggio, l'impresa NEG è entrata nel gruppo ABC ASSEVERA PEF POWER, che ne ha acquisito il 66% delle quote;
- in luglio, Axpo Italia ha acquisito il 50% del capitale sociale della società Energia Pulita, che era al 100% del gruppo Canarmino; inoltre, Renovatio Holding ha acquisito l'intero capitale sociale di Ajò Energia;
- a settembre, il gruppo A2A ha acquisito il 100% delle quote del capitale sociale della società Sea Energia, cambiandone la ragione sociale in A2A Airport Energy;

- da ottobre, Selgas fa parte del gruppo Moser Energie che ne ha acquisito la gran parte del capitale sociale (poco più dell'81%) da TIGAS-Erdgas Tirol GmbH.

Sono state 17 le imprese che hanno cambiato ragione sociale, spesso in occasione di modificazioni della loro compagine societaria o di altre operazioni più complesse. Tra queste, a gennaio Agsm Energia ha assunto la denominazione Agsm Aim Energia, dopo l'incorporazione di AIM Energy. In marzo, Eni Gas e Luce Società Benefit ha assunto la denominazione sociale Eni Plenitude Società Benefit. Acel Energie ha cambiato la ragione sociale in Acinque Energia da ottobre, come del resto tutte le società del gruppo Agsm Agam, risultato dell'aggregazione delle storiche *utilities* di Como, Monza, Lecco, Sondrio e Varese avvenuta a metà del 2018.

Infine, 8 imprese hanno cambiato natura giuridica, passando nella maggioranza dei casi da società a responsabilità limitata a società per azioni.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero (Tav. 2.46) non evidenzia grandi movimenti rispetto al 2021: come di consueto, si osserva la predominanza del gruppo Enel, con una quota quest'anno in aumento al 31,1% (quattro punti in più rispetto all'anno precedente). In seconda posizione, con una quota largamente inferiore e pari al 7,1%, si trova il gruppo A2A, che nel 2021 ha superato il gruppo Edison (al secondo posto nella vendita al mercato libero praticamente da sempre). Entrambi i primi due gruppi hanno registrato nel 2022 un significativo incremento nelle vendite al mercato libero: +18% quello del gruppo Enel, +16% quello del gruppo A2A.

La distanza tra l'*incumbent* e il primo inseguitore si è accorciata di tre punti percentuali (da 27 è scesa a 24). Nel mercato libero la predominanza di Enel è assai meno significativa rispetto a quella che il gruppo possiede nel servizio di maggior tutela (Tav. 2.38), dove la distanza rispetto al secondo operatore è intorno all'80%.

Nel 2022 altri gruppi hanno registrato significativi tassi di crescita dell'energia venduta al mercato libero: si tratta di Eni (+9%), Hera (+7,3%), Agsm Aim (+33%), Nova Coop (+23,2%), Iberdrola (+28,6%) e Alpiq (+16,1%). Al contrario, alcuni gruppi hanno evidenziato cadute importanti: Engie (-9,8%), E.On (-18,2%), Duferco (-37,4%), Egea (-24%). Di conseguenza anche gli spostamenti nella classifica.

L'energia venduta dagli altri gruppi non compresi nella classifica dei primi venti è diminuita del 13,9%; per questo la porzione di mercato da loro servita è diminuita dal 16,6% registrato nel 2021 al 13,9% del 2022.

Non stupisce, quindi, che il grado di concentrazione nel mercato libero sia aumentato: la quota dei primi tre gruppi è pari al 44,2% (era al 39,6% nel 2021); quella dei primi cinque è pari al 54,8% (dal 50% del 2021); l'indice HHI è passato da 961 a 1189, sebbene rimanga lontano dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato. Il 28% dei 560 venditori attivi che hanno risposto all'indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; il 35% dei venditori ha venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; il restante 38% delle società ha operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19. La quota delle imprese che serve l'intero territorio nazionale è notevolmente cresciuta: nel 2021 era pari al 23%.

TAV. 2.46 Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2022 (volumi in GWh)

GRUPPO	ENERGIA	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Enel	69.364	31,1%	1°
A2A	15.850	7,1%	2°
Edison	13.440	6,0%	3°
Axpo Group	12.106	5,4%	4°
Eni	11.565	5,2%	5°
Hera	10.411	4,7%	6°
Engie	6.578	2,9%	7°
Alperia	6.041	2,7%	9°
Acea	5.848	2,6%	10°
E.On	4.833	2,2%	11°
AGSM AIM	4.650	2,1%	15°
Iren	4.420	2,0%	13°
Duferco	4.304	1,9%	8°
Repower	4.082	1,8%	14°
Egea	4.039	1,8%	12°
Dolomiti Energia	3.655	1,6%	16°
Nova Coop	3.352	1,5%	17°
Iberdrola	2.625	1,2%	20°
Sorgenja	2.595	1,2%	18°
Alpiq	2.548	1,1%	19°
Altri gruppi	30.933	13,9%	-
TOTALE MERCATO LIBERO	223.239	100%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

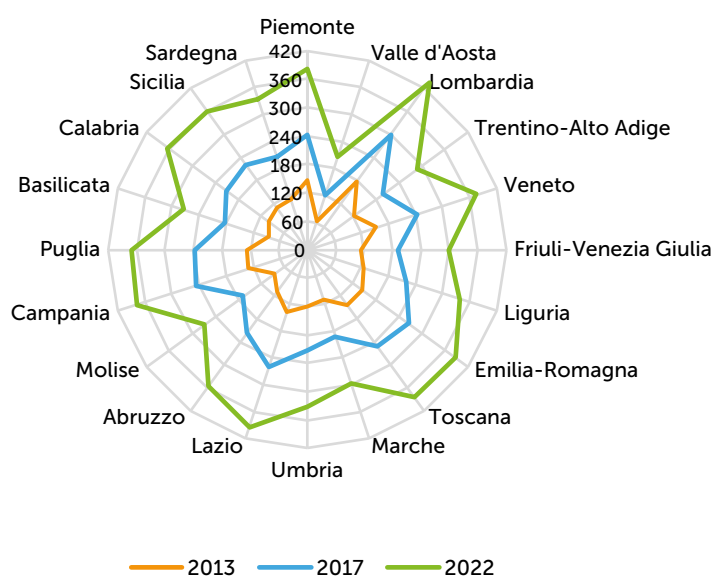
I livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica nel mercato libero sono esposti nella tavola 2.47. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale sono costituiti dalla quota di mercato dei primi tre venditori, o indice C3, calcolata per le singole imprese e non per i gruppi societari, e dalla percentuale dei punti di prelievo serviti dalle stesse tre imprese. La tavola riporta anche il numero di operatori che hanno servito clienti nel territorio regionale.

Nel 2022 la concentrazione territoriale è aumentata rispetto all'anno precedente in 14 Regioni su 20, nonostante il numero di operatori sia – come sempre – ulteriormente cresciuto (Fig. 2.25) in media di 15 unità in tutte le Regioni. Le sei Regioni in cui il C3 non presenta una crescita sono il Piemonte, la Valle d'Aosta, la Liguria, il Lazio, il Molise e la Basilicata.

TAV. 2.47 *Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero: quota di mercato dei primi tre operatori e quota dei punti di prelievo da loro serviti*

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI		C3 SUL MERCATO TOTALE		QUOTA PUNTI DI PRELIEVO	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Piemonte	370	381	39,7%	38,8%	55,8%	56,7%
Valle d'Aosta	198	205	87,8%	84,4%	76,5%	77,3%
Lombardia	419	437	44,3%	49,9%	56,9%	57,5%
Trentino-Alto Adige	273	288	72,9%	76,2%	81,4%	79,3%
Veneto	361	376	39,3%	47,6%	37,3%	38,3%
Friuli-Venezia Giulia	279	299	47,6%	53,8%	32,5%	51,6%
Liguria	330	340	44,4%	43,4%	58,7%	59,2%
Emilia-Romagna	375	387	42,3%	47,1%	59,9%	60,1%
Toscana	373	385	41,8%	43,4%	54,5%	55,7%
Umbria	276	298	53,5%	57,7%	59,8%	52,2%
Marche	316	331	39,6%	47,2%	50,8%	52,6%
Lazio	380	396	52,5%	51,9%	77,2%	76,9%
Abruzzo	335	357	43,6%	48,5%	56,8%	58,0%
Molise	250	270	58,0%	53,2%	55,8%	57,8%
Campania	362	379	50,1%	53,5%	61,9%	74,5%
Puglia	359	371	51,6%	52,6%	61,5%	63,1%
Basilicata	256	275	59,3%	55,9%	62,6%	64,4%
Calabria	347	365	59,5%	61,7%	75,8%	77,3%
Sicilia	351	359	56,5%	59,2%	67,7%	73,6%
Sardegna	309	334	71,9%	74,8%	68,9%	71,7%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.25 *Numero di venditori del mercato libero per regione*

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Come in passato, anche nel 2022 le regioni centro-settentrionali, fatta eccezione per la Valle d'Aosta e il Trentino-Alto Adige, presentano indici di concentrazione mediamente più contenuti rispetto a quelle meridionali. Piemonte, Toscana e Liguria risultano, nell'ordine, le Regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 40% delle vendite complessive regionali. Veneto, Friuli-Venezia Giulia e Marche sono invece i territori in cui i primi tre operatori risultano servire la più bassa porzione di clienti. Viceversa, il Trentino-Alto Adige e la Valle d'Aosta si confermano anche quest'anno le Regioni che evidenziano i livelli di concentrazione più elevati sia in termini di quota di volumi, sia in termini di clienti serviti. Come da alcuni anni, la Sardegna è il territorio che evidenzia il valore del C3 più elevato dopo Valle d'Aosta e Trentino-Alto Adige, sebbene la concentrazione in termini di punti serviti sia un po' meno elevata rispetto alle prime due.

Il dettaglio dei clienti nel mercato libero per tipologia di cliente e per tensione (Tav. 2.48) mostra un aumento di oltre 2,4 milioni di punti serviti. Tale risultato è dovuto per la maggior parte ai clienti in bassa tensione e in particolare a quelli domestici, anche se un aumento numericamente significativo si è avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi allacciati in bassa tensione. I punti domestici serviti nel mercato libero sono aumentati di 2.062.000 unità, ovvero dell'11,8% rispetto al 2021; 344.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione (+7,4%), mentre i punti in media tensione sono aumentati di circa 2.000 unità (+1,9%). Anche i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un incremento (1,9%) che li ha portati a raggiungere circa 1.100 unità. Di fatto, gli unici clienti che risultano lievemente diminuiti sono quelli per l'illuminazione pubblica in media tensione (-53 punti di prelievo), ma sono cresciuti di 2.000 unità quelli in bassa tensione.

In termini di energia venduta, invece, non tutti gli usi e i livelli di tensione hanno registrato un dato in aumento. Infatti, le vendite ai clienti in bassa tensione sono aumentate dell'8,6% rispetto al 2021, i clienti in media tensione hanno acquistato quasi 1,3 TWh in più dell'anno precedente (+1,4%), mentre le vendite ai clienti in alta tensione sono diminuite di poco più di 3 TWh, registrando un calo dell'11,1%.

TAV. 2.48 Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2021	2022	VARIAZIONE	2020	2021	VARIAZIONE
Bassa tensione	94.930	103.065	8,6%	22.331	24.739	10,8%
Domestico	36.864	39.939	8,3%	17.460	19.522	11,8%
Illuminazione pubblica	3.476	3.227	-7,2%	231	233	1,0%
Altri usi	54.591	59.899	9,7%	4.639	4.984	7,4%
Media tensione	94.330	95.632	1,4%	99	101	1,9%
Illuminazione pubblica	247	229	-7,5%	0,82	0,76	-6,5%
Altri usi	94.082	95.403	1,4%	99	100	1,1%
Alta e altissima tensione	27.606	24.542	-11,1%	1,07	1,09	1,9%
Altri usi	27.606	24.542	-11,1%	1,07	1,09	1,9%
TOTALE	216.866	223.239	2,9%	22.431	24.841	10,7%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'ambito della bassa tensione, gli acquisti dei clienti domestici sono saliti dell'8,3% rispetto al 2021, per lo più grazie all'arrivo dei clienti dalla maggior tutela. Nel segmento, l'espansione dei consumi domestici è stata accompagnata anche da una crescita ancora più significativa degli acquisti di elettricità per altri usi (+5 TWh, +9,7%), dove si collocano le realtà commerciali e le piccole imprese.

Una netta contrazione dei consumi si è registrata, invece, ancora una volta, nei consumi per illuminazione pubblica, i cui acquisti sono scesi del 7,2% in bassa tensione e del 7,5% in media tensione; complessivamente, le vendite ai punti di illuminazione pubblica hanno registrato un calo del 7,2%, pari a 267 GWh in meno rispetto al 2021, nonostante i punti di prelievo siano aumentati complessivamente dell'1%.

In conseguenza di queste variazioni, la quota di energia acquistata dai consumatori connessi in bassa tensione è lievemente salita rispetto al 2021, passando dal 43,8% al 46,2%; quella acquisita dai consumatori connessi in media tensione è scesa dal 43,5% al 42,8%, così come quella dell'alta tensione è scesa di quasi due punti, passando dal 12,7% all'11%. Nel 2022 la quota degli "altri usi", ovvero quelli diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica, è pari all'80,6% di tutta l'energia venduta nel mercato libero (era all'81,3% nel 2021), e al 20,5% in termini di punti di prelievo (era al 21,1% nel 2021).

Tra i clienti domestici, le classi più rilevanti in termini di punti di prelievo sono le prime due, cioè quelle con consumi annui fino a 1.800 kWh, che raccolgono entrambe poco più di un quarto dei clienti. Tuttavia, anche le due classi immediatamente successive possiedono un peso non troppo dissimile. Di fatto, l'87% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tav. 2.49). Se si guarda ai volumi di acquisto, invece, la classe più importante risulta quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, cui viene venduto il 23,3% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero; anche le classi limitrofe hanno una discreta incidenza, rispettivamente pari al 19,9% quella inferiore e al 17,4% quella superiore.

Nelle varie classi, con l'eccezione della prima e dell'ultima, i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano quasi identici a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Fig. 2.26). Per i clienti che consumano fino a 1.000 kWh/anno, invece, il consumo medio nel mercato libero (491 kWh) è del 15,2% più alto di quello dei clienti in maggior tutela, che è pari a 426 kWh; così come, per i clienti con consumi maggiori di 15.000 kWh/anno, il consumo medio nel mercato libero, pari a 28.787 kWh, risulta del 9,5% superiore a quello degli stessi consumatori in maggior tutela (26.298 kWh). A causa delle differenze nelle classi estreme, il consumo medio complessivo delle famiglie nel mercato libero, pari a 2.046 kWh, risulta del 18% più elevato di quello delle famiglie in maggior tutela, pari a 1.733 kWh.

Nel 2022 più di 1,2 milioni di punti domestici risulta avere sottoscritto un contratto *dual fuel*⁴² (Tav. 2.49). Il numero di clienti con questo tipo di contratto è rimasto invariato rispetto al 2021; la loro quota sul totale dei clienti serviti nel mercato libero è quindi diminuita al 6,4% dal 7,2% dello scorso anno, perché il numero totale dei clienti serviti nel mercato libero è cresciuto. Il consumo di energia elettrica complessivo dei clienti con un contratto di fornitura congiunto per elettricità e gas è pari a poco meno di 2,7 TWh, il 6,7% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. I consumi medi dei clienti *dual fuel* nelle varie classi sono leggermente più elevati (in media del 4,4%) di quelli evidenziati dai clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica.

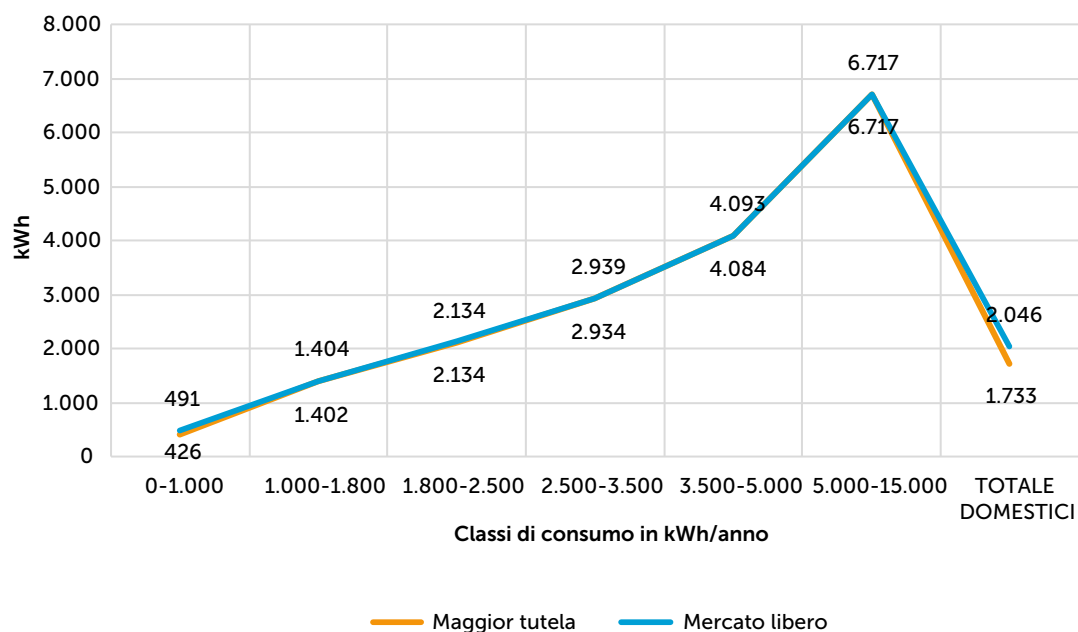
42 Si considerano *dual fuel* i clienti che ricevono una stessa fattura per la fornitura di energia elettrica e di gas; dal conteggio sono, quindi, esclusi i clienti che, pur avendo un contratto con il medesimo fornitore sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, ricevono fatture distinte per i due servizi.

TAV. 2.49 Mercato libero domestico nel 2022 per classe di consumo (volumi in GWh, numero dei punti di prelievo in migliaia e consumo medio in kWh)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	2.495	6,2%	5.084	26,0%	491
1.000-1.800 kWh	7.032	17,6%	5.010	25,7%	1.404
1.800-2.500 kWh	7.957	19,9%	3.728	19,1%	2.134
2.500-3.500 kWh	9.287	23,3%	3.160	16,2%	2.939
3.500-5.000 kWh	6.969	17,4%	1.703	8,7%	4.093
5.000-15.000 kWh	5.442	13,6%	810	4,2%	6.717
> 15.000 kWh	756	1,9%	26	0,1%	28.787
TOTALE DOMESTICI	39.939	100,0%	19.522	100,0%	2.046
di cui con contratto dual fuel					
< 1.000 kWh	140	5,2%	234	18,6%	597
1.000-1.800 kWh	510	19,0%	358	28,5%	1.422
1.800-2.500 kWh	606	22,5%	282	22,4%	2.150
2.500-3.500 kWh	687	25,5%	232	18,5%	2.955
3.500-5.000 kWh	454	16,9%	111	8,8%	4.109
5.000-15.000 kWh	270	10,0%	41	3,2%	6.666
> 15.000 kWh	24	0,9%	1	0,1%	24.000
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	2.690	100,0%	1.259	100,0%	2.137

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.26 Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici del mercato libero e della maggior tutela nel 2022



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero (Tav. 2.50) mostra una sostanziale preferenza per il prezzo monorario, che nel 2022 è stato scelto dal 67,2% dell'intera clientela, equivalente al 67,6% dei volumi. Il 21,8% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo il 10,6% quella multioraria.

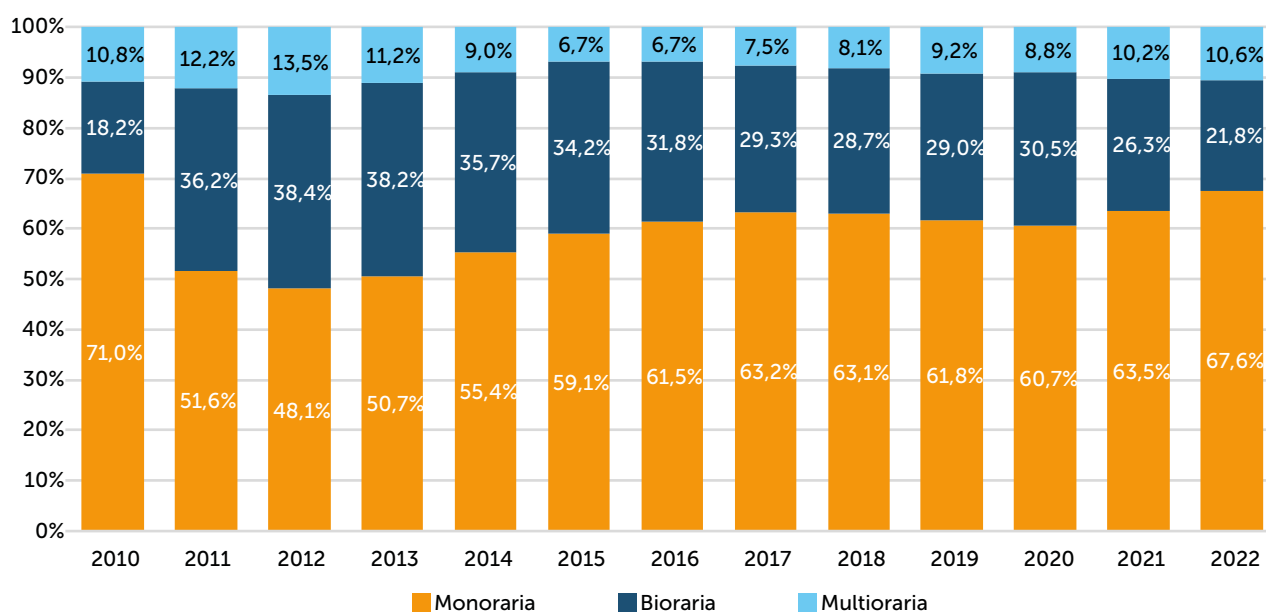
La prevalenza del prezzo monorario è costante nel tempo (Fig. 2.27): gli elementi che lo rendono più attraente sono probabilmente dovuti alla semplicità di calcolo e di controllo dei costi in bolletta, oltre che all'assenza di un vincolo nel momento del consumo.

TAV. 2.50 Mercato libero domestico nel 2022 per condizione contrattuale applicata (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	26.833	67,2%	13.202	67,6%
Bioraria	8.835	22,1%	4.252	21,8%
Multioraria	4.271	10,7%	2.068	10,6%
TOTALE DOMESTICI	39.939	100,0%	19.522	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.27 Distribuzione dei clienti domestici nel mercato libero per tipo di tariffa oraria



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche nel 2022 i contratti *dual fuel* continuano a non avere grande diffusione tra la clientela non domestica (Tav. 2.51). I punti di prelievo che hanno scelto questo contratto sono circa 60.000 sugli oltre 5 milioni totali (1,1%) e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari all'1,1% del totale.

TAV. 2.51 Mercato libero non domestico nel 2022 per livello di tensione (volumi in GWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
Bassa tensione	63.126	961	5.217.125	59.058
Media tensione	95.632	984	100.654	943
Alta/altissima tensione	24.542	13	1.094	10
TOTALE NON DOMESTICI	183.300	1.958	5.318.873	60.011

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La suddivisione dei clienti non domestici per classe di consumo (Tav. 2.52) mostra che le vendite in termini di volumi sono abbastanza concentrate nelle classi di consumo che vanno da 100 a 20.000 MWh/anno, che insieme comprendono il 57,8% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 64,6% dei clienti, tuttavia, ricade nella prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno. I consumi medi dei clienti non domestici sono ovviamente molto differenziati tra le varie classi, ma risultano comunque in gran parte in diminuzione rispetto a quelli osservati nel 2021. L'unica eccezione è rappresentata dai clienti con consumi inferiori a 20 MWh allacciati in alta o altissima tensione, i cui consumi medi sono cresciuti del 21%. Complessivamente, il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero è risultato nel 2022 pari a 34.462 kWh, il 4,8% inferiore a quello che era emerso nei dati del 2021 (36.462 kWh).

TAV. 2.52 Mercato libero non domestico nel 2022 per classe di consumo (volumi in GWh e numero dei punti di prelievo in migliaia)

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	BT	5 038	2,7%	3.438	1.465
5-10 MWh	BT	4 127	2,3%	576	7.164
10-15 MWh	BT	3 493	1,9%	283	12.364
15-20 MWh	BT	3 116	1,7%	179	17.433
< 10 MWh	MT	41	0,0%	8	4.892
10-20 MWh	MT	85	0,0%	6	14.439
< 20 MWh	AT e AAT	0.3	0,0%	0.1	3.383
20-50 MWh	Tutti	15 320	8,4%	479	31.956
50-100 MWh	Tutti	12 076	6,6%	175	68.999
100-500 MWh	Tutti	27 390	14,9%	133	206.328
500-2.000 MWh	Tutti	29 446	16,1%	31	957.940
2.000-20.000 MWh	Tutti	49 072	26,8%	10	4.738.838
20.000-50.000 MWh	MT, AT e AAT	10 527	5,7%	0	29.501.347
50.000-70.000 MWh	Tutti	4 554	2,5%	0	57.777.494
70.000-150.000 MWh	MT, AT e AAT	5 847	3,2%	0	98.270.666
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	13 169	7,2%	0	337.138.833
TOTALE NON DOMESTICI		183 300	100,0%	5.319	34.462

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

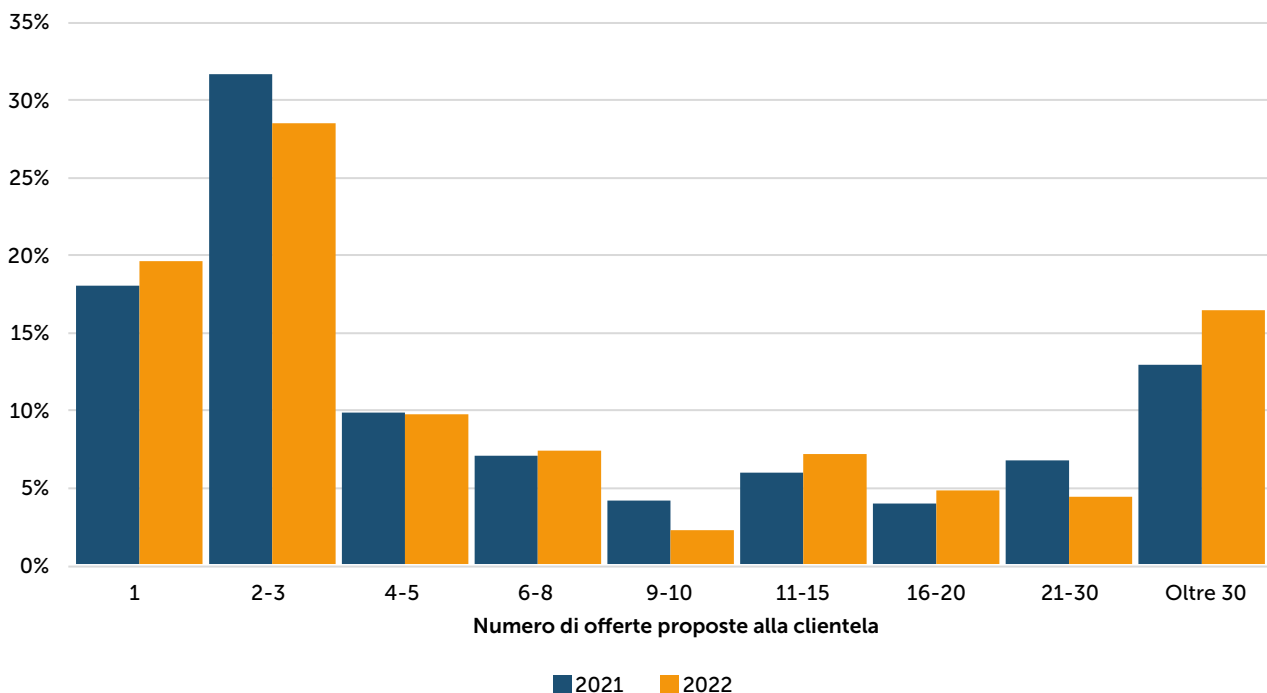
I contratti di vendita nel mercato libero

L'indagine annuale sui settori regolati ha sottoposto anche quest'anno ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità di offerte che le imprese mettono a disposizione dei clienti che scelgono di rifornirsi nel mercato libero e, soprattutto, la distribuzione della loro clientela tra le diverse tipologie contrattuali che hanno sottoscritto⁴³.

L'obiettivo delle domande poste ai venditori sulla quantità e qualità delle offerte commerciali poi effettivamente scelte dai loro clienti è volto a classificare l'estrema varietà di contratti presenti nel mercato, componendo un quadro che, naturalmente, non può essere considerato esaustivo della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di leggere con prudenza i risultati presentati in queste pagine.

La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti domestici è risultata pari a 22,5 per la clientela domestica e a 31,6 per la clientela non domestica che, ovviamente, gode di una maggiore possibilità di scelta e per la quale il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti individualizzati. Il numero di offerte disponibili per entrambe le tipologie di clienti è cresciuto rispetto al 2021, quando era risultato pari a 16,9 per i domestici e a 25,5 per i non domestici. In effetti, come si vede nella figura 2.28, la porzione dei venditori che offrono un numero relativamente basso di offerte (una sola o fino a 3) è scesa dal 50% del 2021 al 48%, mentre la quota di venditori che propone più di dieci offerte è salita dal 29% al 33%. Rispetto al 2021, in particolare, sono aumentati i venditori che propongono da 11 a 15 offerte e quelli che mettono a disposizione un numero molto ampio di contratti differenti.

FIG. 2.28 Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

⁴³ I dati commentati nel paragrafo sulle tipologie di contratti scelte dai clienti includono anche le Offerte PLACET.

Delle 22,5 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 11,7 sono acquistabili solo online (erano 5,8 nel 2021), cioè soltanto attraverso internet. La quota di venditori che ha almeno un'offerta online è diminuita marginalmente dal 23,7% al 22,8%. Il 24,3% dei venditori mette a disposizione un numero di offerte online uguale al numero di offerte che complessivamente propone ai clienti, pertanto tre quarti dei venditori propongono un numero di offerte online inferiore alle offerte totali. Il successo delle offerte online tra le famiglie resta limitato, ma lentamente cresce: nel 2022, il 9,9% dei clienti domestici (corrispondenti al 10,7% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è di poco superiore a quello del 2021, quando il 9,7% delle famiglie (che acquistava il 10,5% dell'energia venduta nel mercato libero) aveva scelto di sottoscrivere un'offerta di energia elettrica attraverso internet.

Se guardiamo ai clienti non domestici, invece, delle 31,6 offerte mediamente proposte ai clienti 24,3 sono sottoscrivibili attraverso la rete (questo numero è in notevole aumento); tuttavia, il successo delle offerte online tra i punti non domestici è più basso di quello tra le famiglie, visto che solo il 3,2% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online.

Circa la tipologia di prezzo preferita (Tav. 2.53) è risultato che il 76,7% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 23,3% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. La preferenza verso il prezzo variabile è bassa, ma tende a crescere nel tempo, seppure a un ritmo contenuto; lo scorso anno il contratto a prezzo variabile risultava scelto dal 18,6% dei clienti domestici. I contratti a prezzo variabile sono più diffusi tra i clienti non domestici: il 53,1% tra loro ha scelto appunto il prezzo variabile, mentre il contratto a prezzo fisso è stato scelto dal 46,9% dei punti non domestici. Dai dati raccolti nell'Indagine, peraltro, è risultato che i contratti a prezzo fisso validi nel 2022⁴⁴ hanno ancora parzialmente protetto i clienti dai rilevanti rincari dovuti alla crisi dei prezzi internazionali, tenuto conto che il prezzo pagato per la componente di approvvigionamento nei contratti a prezzo fisso è risultata più conveniente almeno dell'80% rispetto a quella pagata nei contratti a prezzo variabile.

TAV. 2.53 *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2022 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh
Contratti a prezzo fisso	76,7%	184,07	46,9%	171,27
Contratti a prezzo variabile	23,3%	375,77	53,1%	307,99
TOTALE CLIENTI	100%	227,70	100%	241,01

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

⁴⁴ Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nell'anno sottoposto alla rilevazione, a prescindere dal momento in cui sono stati sottoscritti: in altri termini, il conteggio dei punti di prelievo che li hanno sottoscritti, l'energia venduta e il prezzo medio indicati dai venditori sono quelli relativi ai clienti che sono stati serviti nel corso dell'anno anche in base a un contratto sottoscritto negli anni precedenti (ma non scaduto).

Il 2,5% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. La percentuale è maggiore nel caso di contratti a prezzo variabile dove la durata minima contrattuale si applica al 9,7% dei clienti, mentre è dello 0,3% nel caso di contratti a prezzo fisso. Relativamente ai clienti non domestici, la clausola di durata minima contrattuale risulta applicata all'1,8% dei contratti o, più precisamente, al 2,7% di quelli con prezzo variabile e allo 0,8% di quelli a prezzo fisso. In un momento di forte ascesa dei prezzi, sembra in effetti essere più logico che venga incoraggiata la permanenza nei contratti a prezzo variabile, piuttosto che in quelli a prezzo fisso.

L'indicizzazione all'andamento del PUN medio (in diverse forme) è la modalità largamente più frequente, sia nei contratti ai clienti domestici, sia in quelli ai clienti non domestici (Tav. 2.54). La seconda modalità di indicizzazione del prezzo più scelta dai clienti domestici è quella di uno sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela, che riguarda il 16,7% dei clienti. I clienti domestici che hanno siglato un contratto a prezzo dinamico che prevedono un'indicizzazione al PUN orario⁴⁵ sono risultati pari al 2,3% dei clienti con prezzo variabile, mentre i contratti con indicizzazione limitata⁴⁶ hanno raccolto solo lo 0,03% dei clienti, cioè una percentuale davvero risibile e in forte diminuzione rispetto al 2021, come ci si poteva attendere in un periodo di forti rincari.

TAV. 2.54 *Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2022 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

TIPO DI INDICIZZAZIONE DEL CONTRATTO DI VENDITA	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh
Con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela	16,74%	338,75	1,45%	361,90
Con indicizzazione all'andamento del PUN medio	80,78%	382,56	50,19%	296,49
Con indicizzazione al prezzo all'ingrosso orario (contratto a prezzo dinamico dell'energia elettrica)	2,29%	411,43	4,54%	315,97
Con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica	0,01%	403,62	0,42%	322,04
Con altra indicizzazione (per es: ITEC, ITEC 12, indice dei prezzi al consumo, Brent, ecc.)	0,13%	248,45	1,66%	267,03
Con indicizzazione limitata	0,03%	237,17	0,06%	282,63
Con altra modalità non altrimenti specificata	0,02%	387,78	2,83%	177,32
TOTALE	100%	375,77	100%	307,99

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche la quota di clienti domestici che ha scelto un contratto indicizzato all'andamento di una qualche variabile esterna e controllabile (come, per esempio, il prezzo del petrolio Brent, o l'indice Istat che misura l'inflazione,

⁴⁵ Stabiliti dall'art. 2, comma 15, della direttiva (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019.

⁴⁶ Si tratta di contratti nei quali il prezzo dell'energia elettrica è legato all'andamento di una variabile con un limite superiore, e garantiscono quindi che, in un certo periodo di tempo stabilito, il prezzo non potrà salire oltre un certo livello soglia. Detto in altri termini, in tali contratti, fissato un certo arco di tempo, il prezzo dell'energia elettrica scende se la variabile scelta per l'indicizzazione diminuisce oppure sale se la variabile di riferimento aumenta; in caso di aumento, però, il prezzo potrà aumentare solo fino a un certo limite stabilito a priori.

o l'indice ITEC o ITEC12⁴⁷) è divenuta pressoché insignificante. I contratti a prezzo dinamico rappresentano, invece, la seconda modalità più importante di indicizzazione tra i clienti non domestici, che li hanno scelti nel 4,54% dei casi (anche in questo caso la percentuale è inferiore a quella del 2021); una piccola quota (1,66%) di clienti non domestici ha scelto un contratto indicizzato a qualche variabile esterna e controllabile (che talvolta fa riferimento anche ai prezzi del gas al TTF); solo l'1,45% dei clienti non domestici risulta avere un contratto con indicizzazione ai prezzi stabiliti dall'Autorità per la maggior tutela. Guardando ai valori medi della componente di approvvigionamento pagata in questi contratti, si può osservare che la metodologia di indicizzazione risultata più conveniente è quella basata su una qualche variabile esterna e controllabile, sia per i clienti non domestici, sia per quelli domestici. Per questi ultimi, la modalità di indicizzazione più conveniente sarebbe, in realtà, quella dei contratti con indicizzazione limitata, ma come si è visto la quota di tali contratti è molto piccola.

Il 28% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente prevista al verificarsi di una determinata condizione (per esempio, sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta, ecc.). Più in dettaglio, risulta che, in media, lo sconto è applicato al 27,1% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 31,1% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è aumentata rispetto al 2021, quando era risultata del 20%. Anche tra i clienti non domestici sono solo il 16,3% i contratti sottoscritti che prevedono un abbuono o uno sconto, e anche in questo caso sono quelli a prezzo variabile che registrano la percentuale più elevata, pari al 17,9%, mentre tra i contratti a prezzo fisso dei clienti non domestici sono il 14,6% quelli che prevedono uno sconto.

Come sempre, nell'Indagine annuale è stata indagata anche la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti e la loro consistenza, chiedendo ai venditori che sceglievano l'opzione "Una combinazione di servizi aggiuntivi" di specificare da quali servizi aggiuntivi fosse composta la combinazione e i relativi punti di prelievo sono stati poi riattribuiti *pro quota* ai singoli servizi aggiuntivi indicati. Secondo quanto indicato dai venditori, nel mercato vi è un'elevata presenza di contratti che prevedono una combinazione di servizi aggiuntivi, almeno tra i clienti che scelgono un contratto a prezzo fisso: la quota di punti di prelievo che i venditori hanno attribuito a questa opzione è risultata, infatti, pari a 756; la combinazione di servizi aggiuntivi è meno presente, invece, nei contratti sottoscritti dai clienti domestici con contratto a prezzo variabile, dove incide solo per il 21%.

Dai risultati raccolti (Tav. 2.55) è emersa, come in passato, per i clienti domestici a prezzo fisso una netta propensione ad acquistare energia con un contratto che include un servizio aggiuntivo (la quota dei clienti che non li sottoscrive, infatti, si è dimezzata rispetto al 2021, ed è pari al 7,3%); tra i servizi aggiuntivi, come nell'anno precedente, la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (48,1%) e per la partecipazione a un programma di raccolta punti (33,2%). Un discreto interesse riscuote anche l'opportunità di ricevere la fornitura di servizi energetici accessori (3,6%), come pure di altri prodotti o servizi insieme con l'elettricità (2,9%), mentre la garanzia di acquistare elettricità prodotta in Italia anche nel 2022 non ha avuto successo. A seguire, sono graditi i vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (2,3%) e l'ottenimento di un omaggio (1,3%). Servizi diversi da quelli indicati raccolgono una preferenza residuale dell'1,2%. Per quanto riguarda i clienti domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, invece, nel 2022 la quota di coloro

47 Si tratta di indici di costo variabile medio per il funzionamento del parco termoelettrico in Italia che erano calcolati da REF-E, un centro studi specifico del settore energetico, e che riflettevano le condizioni di mercato al 2004 (ITEC/REF-E) e al 2012 (ITEC12/REF-E). Da gennaio 2022 la pubblicazione di tali indici è terminata.

che ne ha scelto uno privo di servizi aggiuntivi è ulteriormente diminuita al 44,3% (era al 50,9% nel 2021). Anche tra i clienti che acquistano contratti a prezzo variabile che includono servizi aggiuntivi l'interesse maggiore è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (31,4% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (10,7%). I programmi di raccolta punti, la presenza di vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi, l'opportunità di ricevere altri prodotti o servizi insieme con l'elettricità e l'ottenimento di omaggi/gadget raccolgono quote minori di preferenze (rispettivamente pari al 4,1%, al 3,3%, al 2,8% e al 2,2%). La garanzia di acquistare energia prodotta in Italia non ha raccolto preferenze nemmeno tra i clienti a prezzo variabile.

TAV. 2.55 *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2022 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo fisso				
Nessun servizio aggiuntivo	7,3%	184,08	74,0%	174,10
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	48,1%	189,44	21,3%	161,44
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,04%	133,87	0,005%	92,13
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	33,2%	186,85	1,7%	151,32
Servizi energetici accessori	3,6%	186,08	1,4%	138,06
Omaggio o gadget	1,3%	171,71	0,2%	190,00
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	2,3%	175,58	0,3%	124,94
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	2,9%	167,11	0,8%	177,00
Altro	1,2%	157,22	0,2%	301,81
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100%	184,07	100%	171,27
Servizi aggiuntivi dei contratti a prezzo variabile				
Nessun servizio aggiuntivo	44,3%	379,82	63,9%	304,49
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	31,4%	381,54	30,4%	319,56
Garanzia di energia prodotta in Italia	0,1%	342,64	0,0%	384,24
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	4,1%	409,71	1,4%	374,07
Servizi energetici accessori	10,7%	369,19	2,4%	327,75
Omaggio o gadget	2,2%	397,09	0,4%	381,03
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	3,3%	295,48	0,7%	299,89
Altri prodotti o servizi offerti insieme con l'elettricità	2,8%	342,95	0,3%	355,10
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,2%	268,94	0,4%	332,15
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100%	375,77	100%	307,99

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I risultati raccolti per i clienti non domestici⁴⁸ mostrano un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi tra coloro che hanno scelto un contratto a prezzo fisso: quasi tre quarti di questi clienti, infatti, ha siglato un contratto che ne è privo; la restante parte di questa clientela mostra apprezzamento per la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (21,1%) e un modesto interesse per la presenza di servizi energetici accessori, o di un programma di raccolta punti o di altri prodotti/servizi offerti insieme con l'elettricità. Una sostanziale indifferenza verso i servizi aggiuntivi emerge anche per i clienti non domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, dove il 63,98% ne è privo. Circa un terzo di questi clienti, invece, ha scelto un contratto con almeno un servizio aggiuntivo, e anche in questo caso il gradimento più elevato lo raccolgono la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (30,4% dei punti di prelievo) e la presenza di servizi energetici accessori (2,4%).

Osservando i valori della componente di costo di approvvigionamento mediamente pagata in questi contratti, i risultati mostrano che il contratto privo di servizi aggiuntivi non è mai quello più conveniente rispetto ai contratti che invece li includono. Anzi, nel caso dei clienti domestici a prezzo fisso, il contratto senza servizi aggiuntivi risulta quello nel quale la componente di approvvigionamento è la più elevata. Ciò può essere frutto di una strategia di *marketing* dei venditori, che, offrendo un servizio aggiuntivo (che magari a loro costa relativamente poco), possono ottenere una maggiore fidelizzazione del cliente. Si osservi, a questo proposito, che il contratto che offre prezzi più convenienti (escludendo la categoria residuale che contiene dati non omogenei) è quello che fornisce altri prodotti o servizi insieme con l'elettricità, la cui componente di approvvigionamento è risultata mediamente pari a 167,11 €/MWh, nel caso dei clienti a prezzo fisso e quello che offre vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (nel quale la componente di approvvigionamento risulta costare mediamente 295,48 €/MWh) nel caso dei clienti a prezzo variabile.

I servizi aggiuntivi più graditi ai domestici con prezzo fisso, cioè la garanzia di acquistare energia verde e la partecipazione a un programma di raccolta punti, risultano essere quelli più costosi, dopo il contratto privo di servizi aggiuntivi. La garanzia di energia verde appare il servizio aggiuntivo tra i più cari anche nel caso dei domestici a prezzo variabile, anche se il contratto con il programma punti è il servizio aggiuntivo che costa di più, seguito da quello che offre un omaggio o un gadget.

Anche per i clienti non domestici con contratto a prezzo fisso che, come detto, rappresentano il 47% circa di tutti i clienti non domestici, il contratto privo di servizi aggiuntivi risulta il terzo più caro, dopo l'offerta di un omaggio o di vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi; il contratto con garanzia di energia rinnovabile, invece, è tra i relativamente meno cari. Tra i clienti non domestici a prezzo variabile, la sottoscrizione di un contratto privo di servizi aggiuntivi consente di risparmiare notevolmente rispetto all'acquisto di energia con garanzia di provenienza da fonte rinnovabile, che è l'altro servizio aggiuntivo più scelto.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia accoglie i clienti non domestici che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica, ma non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela o a quello delle tutele gradualizzate. Questi stessi clienti, inoltre, vengono ammessi al servizio di salvaguardia quando

⁴⁸ L'incidenza delle risposte relative a "Una combinazione di servizi aggiuntivi" relativamente ai clienti non domestici è largamente inferiore a quella registrata per i clienti domestici. Più in dettaglio, la presenza di contratti che includono una combinazione di servizi aggiuntivi è stata indicata per il 4% dei clienti con contratto a prezzo fisso e per il 6% di quelli con contratto a prezzo variabile. Come per i domestici, tali clienti sono stati riattribuiti *pro quota* ai servizi aggiuntivi indicati dai venditori.

perdurano in una condizione di morosità. L'Acquirente unico ha il compito di organizzare e svolgere le procedure concorsuali per la selezione delle imprese che erogano il servizio di salvaguardia, secondo le direttive dell'Auto-rità, in attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007. Dal 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi.

L'asta per il servizio di salvaguardia per il biennio 2021-2022 si è conclusa a novembre 2020 con l'aggiudicazione del servizio agli stessi tre venditori che avevano gestito il servizio nel biennio precedente: A2A Energia, Enel Energia e Hera Comm. A partire dal 2021, A2A Energia gestisce il servizio in Lombardia, Marche, Toscana e Sardegna; Hera Comm svolge il servizio in Campania, Abruzzo e Umbria; Enel Energia si è aggiudicata il servizio nelle restanti 13 Regioni.

Alla fine di novembre 2022 si è conclusa l'asta per la gestione del servizio nel biennio 2023-2024. Le società di vendita che si sono aggiudicate il servizio sono ancora le tre che lo hanno gestito nel biennio precedente ma, al solito, è cambiata la ripartizione territoriale tra loro. Dal 2023, la salvaguardia sarà svolta da A2A Energia in 11 Regioni del Centro-Nord (Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Marche, Toscana e Sardegna), contro le precedenti 4; Enel Energia gestirà il servizio in Lazio, Puglia, Molise, Basilicata e Sicilia (5 Regioni, al posto delle 13 del biennio precedente); Hera Comm servirà le restanti 4 Regioni: le prime tre già servite nel precedente biennio (Campania, Abruzzo e Umbria), a cui si è aggiunta la Calabria.

Secondo i dati ricevuti dai tre esercenti, il servizio si è ampliato anche nel 2022, dopo la crescita registrata nell'anno precedente seguita a un lungo periodo di riduzione. Più precisamente, lo scorso anno sono stati serviti in regime di salvaguardia 88.900 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti), contro i 76.700 punti del 2021. In termini di punti serviti, il regime di salvaguardia è quindi oggi 1,3 volte più ampio di quello del 2020, che con 69.900 clienti serviti rappresenta la dimensione minima registrata da questo mercato a partire dal suo avvio nel 2007.

Complessivamente, sono stati prelevati 4.843 GWh contro i 3.293 del 2021. Nel 2022, in sostanza, il mercato della salvaguardia è cresciuto del 16% in termini di punti di prelievo e del 47% in termini di energia consumata rispetto al 2021 (Tav. 2.56).

Dei circa 12.200 punti di prelievo entrati nel servizio nel corso del 2022, 11.600 sono stati serviti in bassa tensione e i restanti 600 in media tensione; i punti di prelievo in alta tensione, infatti, sono aumentati di 16 unità. La gran parte dei nuovi punti di prelievo entrati nel 2022 erano di tipo "altri usi" (8.300 sugli 11.600 totali), tuttavia anche i punti di illuminazione pubblica sono aumentati in misura considerevole (+3.800 punti).

Movimenti corrispondenti si sono manifestati nei volumi di vendita; nel complesso sono stati acquistati 1.551 GWh in più rispetto al 2021: 243 GWh in più dai clienti in bassa tensione, 684 GWh in più dai clienti in media tensione e 624 GWh in più da quelli in alta tensione. Gli usi di illuminazione pubblica hanno acquisito 51 GWh in più rispetto al 2021 (+13,6%), mentre gli altri usi hanno acquistato 1,5 TWh in più dello scorso anno (+51,4%).

TAV. 2.56 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2021	2022	VARIAZIONE	2021	2022	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	354	392	10,8%	15,8	19,6	23,9%
Altri usi	900	1.105	22,7%	56,0	63,8	13,9%
TOTALE BT	1.254	1.497	19,4%	71,8	83,4	16,1%
Illuminazione pubblica	18	31	67,9%	0,1	0,1	46,9%
Altri usi	1.853	2.525	36,2%	4,8	5,3	12,1%
TOTALE MT	1.872	2.555	36,5%	4,8	5,5	12,6%
Altri usi	167	791	373,8%	0,02	0,0	72,2%
TOTALE AT	167	791	373,8%	0,02	0,0	72,2%
TOTALE SALVAGUARDIA	3.293	4.843	47,1%	76,7	88,9	15,9%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Dati questi andamenti, i consumi medi unitari dell'illuminazione pubblica sono diminuiti dell'8,4%, da 23,4 a 21,4 MWh, mentre quelli degli altri usi sono aumentati del 33%, passando da 48 a poco meno di 64 MWh. Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione è lievemente cresciuto (da 17,4 a 17,9 MWh), quello degli utenti connessi in media tensione è salito del 21%, da 387 a 469 MWh, mentre i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione sono fortemente aumentati da 7,4 a 20,4 TWh.

Nel servizio di salvaguardia la quasi totalità dei clienti (il 93,8%) è allacciato in bassa tensione, il 6,1% è servito in media tensione e solo un esiguo 0,04% dei punti di prelievo è allacciato in alta tensione. L'incidenza di questi clienti in termini di energia acquisita è ovviamente molto differente: considerando i volumi venduti, l'incidenza della bassa tensione è solo del 31% (era al 38% nel 2021), quella dei clienti in alta tensione è salita al 16% (era del 5% nel 2021), mentre la media tensione acquista più di metà dell'energia complessivamente venduta in questo servizio (con un peso in lieve diminuzione dal 57% del 2021 al 53% nel 2022).

Il peso dell'illuminazione pubblica nel servizio di salvaguardia è leggermente aumentato in termini di clienti (nel 2022 sono il 22,2% di tutti i clienti serviti in questo mercato, mentre nel 2021 contavano per il 20,8%), ma è diminuito in termini di energia acquistata, passata dall'11,3% all'8,7% del totale. Gli usi industriali e commerciali hanno di conseguenza ridotto, seppure di poco, la loro importanza in termini di clienti serviti (ora sono il 77,8% contro il 79,2% del 2021), mentre l'hanno accresciuta in termini di volumi: nel 2022 hanno prelevato il 91,3% di tutta l'energia venduta in salvaguardia contro l'88,7% dell'anno precedente.

L'analisi più dettagliata a livello regionale (Tav. 2.57) mostra che anche nel 2022, come già nel 2021, Campania, Sicilia, Puglia e Lazio sono, nell'ordine, le Regioni nelle quali il ricorso al servizio di salvaguardia è maggiore: il 45% dell'energia acquistata in questo mercato viene infatti venduta in questi territori. Quote relativamente importanti appartengono anche ad altre due Regioni, Piemonte e Lombardia, che insieme ne assorbono un altro 17%.

Attraverso la tavola è possibile osservare, inoltre, come l'incremento medio nazionale del 15,9% osservato nei punti di prelievo serviti in salvaguardia sia come sempre il risultato di una variabilità territoriale veramente molto ampia: si passa infatti da Regioni in cui l'incremento rispetto al 2021 risulta particolarmente elevato (in Lazio i

clienti sono aumentati di circa 3.500 unità, così come in Piemonte e in Campania si sono registrati circa 1.300 clienti in più rispetto al 2021, in Calabria circa 1.200 clienti in più e in Veneto altri 1.000 in più) a Regioni in cui si registra, al contrario, una lieve diminuzione (-200 clienti circa in Lombardia, in Toscana e in Sicilia). In termini di volumi acquistati, la variazione più elevata si è manifestata in Piemonte, dove i clienti hanno acquistato 341 GWh in più del 2021, così come aumenti importanti si sono registrati anche in Liguria (+275 GWh), in Sicilia (+143 GWh), in Puglia (+174 GWh), in Basilicata e in Veneto (+100 GWh in entrambi i casi). In termini percentuali, tuttavia, gli aumenti più rilevanti si sono verificati, nell'ordine, in Liguria, in Piemonte e in Basilicata (tutti ben oltre il 150%).

TAV. 2.57 Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

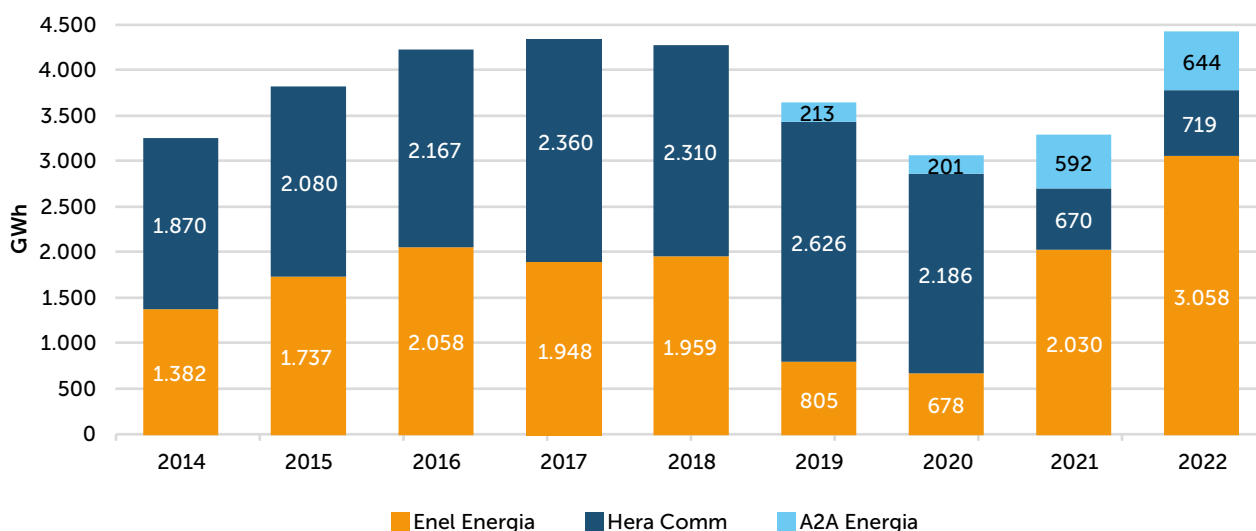
REGIONE	2020			2021		
	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	Hera Comm	119	2,5	Enel Energia	459	9,5%
Valle d'Aosta	Hera Comm	3	0,1	Enel Energia	4	0,1%
Lombardia	Hera Comm	341	8,6	A2A Energia	371	7,7%
Trentino-Alto Adige	Hera Comm	8	0,3	Enel Energia	11	0,2%
Veneto	Hera Comm	120	3,4	Enel Energia	220	4,5%
Friuli-Venezia Giulia	Hera Comm	48	0,9	Enel Energia	62	1,3%
Liguria	Hera Comm	58	0,9	Enel Energia	333	6,9%
Emilia-Romagna	Hera Comm	134	3,2	Enel Energia	171	3,5%
Toscana	A2A Energia	137	4,8	A2A Energia	149	3,1%
Umbria	A2A Energia	30	1,0	Hera Comm	52	1,1%
Marche	A2A Energia	50	1,6	A2A Energia	68	1,4%
Lazio	Hera Comm	408	8,8	Enel Energia	496	10,2%
Abruzzo	Hera Comm	65	1,6	Hera Comm	85	1,8%
Molise	Hera Comm	26	0,4	Enel Energia	27	0,6%
Campania	Hera Comm	576	11,7	Hera Comm	668	13,8%
Puglia	Hera Comm	364	5,8	Enel Energia	538	11,1%
Basilicata	Hera Comm	60	0,8	Enel Energia	161	3,3%
Calabria	Enel Energia	193	6,3	Enel Energia	249	5,1%
Sicilia	Enel Energia	491	12,3	Enel Energia	634	13,1%
Sardegna	Hera Comm	64	1,7	A2A Energia	87	1,8%
ITALIA	-	3.293	76,7	-	4.843	100%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Date queste variazioni differenti a livello territoriale, si comprende come l'incremento nazionale dei volumi di elettricità venduta nel servizio di salvaguardia, pari al 47%, si sia manifestato in misura molto differente tra le tre imprese che svolgono il servizio: rispetto al 2021 i volumi venduti da A2A Energia e Hera Comm sono cresciuti in media dell'8%, mentre quelli di Enel Energia sono cresciuti del 51% (da 2 a 3 TWh) (Fig. 2.29).

Per effetto di questi andamenti, la quota di Enel Energia nel mercato della salvaguardia è passata dal 61,7% al 69,2%, quella di Hera Comm è passata dal 20,4% al 16,3%, così come quella di A2A Energia è scesa dal 18% al 14,6%.

FIG. 2.29 Vendite nel servizio di salvaguardia per esercente



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Come di consueto, alla fine del 2022 l'Autorità ha provveduto ad aggiornare⁴⁹ le tariffe relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici e non domestici da applicare nel 2023.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2023 risulta pari a 2,933 c€/kWh. Nella tavola 2.58 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2022, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2023. I valori delle componenti UC3 e UC6⁵⁰ considerate nel calcolo per gli anni 2022 e 2023 sono, rispettivamente, quelli riferiti al quarto trimestre del 2022 e al primo trimestre del 2023⁵¹. Nelle tavole 2.59 e 2.60 sono riportate le tariffe medie per tipologia di cliente, rispettivamente per i servizi di trasmissione e distribuzione e per il servizio di misura.

49 Con le delibere del 27 dicembre 2022, 719/2022/R/eel, 720/2022/R/eel e 721/2022/R/eel.

50 La UC3 è la componente destinata a coprire gli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione. Si applica all'energia consumata (euro/kWh). La componente UC6 serve per coprire una parte dei costi del sistema di incentivi erogati alle imprese che gestiscono le reti di trasporto e di distribuzione per interventi che comportano un miglioramento della qualità del servizio. È composta da una parte applicata alla potenza impegnata (euro/kW/anno) e una parte applicata all'energia consumata (euro/kWh).

51 Fissati con le delibere 29 settembre 2022, 462/2022/R/com, e 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com.

TAV. 2.58 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC3 e UC6	TOTALE
2022	0,750	1,744	0,255	0,064	2,813
2023	0,818	1,778	0,273	0,064	2,933
Differenza	0,068	0,034	0,018	0	0,120
Variazione	9,1%	1,9%	7,1%	0,0%	4,27%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.59 Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh, componenti UC3 e UC6 incluse)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2022	2023	DIFFERENZA	VARIAZIONE
BT usi domestici	4,450	4,559	0,109	2,4%
BT illuminazione pubblica	2,140	2,245	0,105	4,9%
BT altri usi	3,159	3,292	0,133	4,2%
MT illuminazione pubblica	1,425	1,509	0,084	5,9%
MT altri usi	1,602	1,690	0,088	5,5%
AT	0,822	0,889	0,067	8,2%
AAT	0,739	0,802	0,063	8,5%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.60 Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2022	2023	DIFFERENZA	VARIAZIONE
BT usi domestici	0,844	0,907	0,063	7,5%
BT illuminazione pubblica	0,068	0,076	0,008	11,8%
BT altri usi	0,199	0,212	0,014	6,5%
MT illuminazione pubblica	0,061	0,061	0,000	0,0%
MT altri usi	0,024	0,025	0,001	4,2%
AT	0,003	0,003	0,000	0,0%
AAT	0,001	0,001	0,000	0,0%

Fonte: ARERA.

Prezzi del mercato al dettaglio

Nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, è stato chiesto agli operatori della vendita, come di consueto, di trasmettere i dati relativi ai prezzi finali praticati ai loro clienti al netto delle imposte, nonché la parte connessa ai soli costi di approvvigionamento, intesa come somma delle componenti relative all'energia, al dispacciamento, alle perdite di rete, allo sbilanciamento e ai costi di commercializzazione.

L'analisi dei dati trasmessi dalle imprese ha mostrato la consueta variabilità nella spesa unitaria sostenuta dai clienti. Come si vede nella tavola 2.61, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di

consumo annuo, i valori sono compresi tra i 237 €/MWh, riscontrabili per i clienti medio-grandi (consumi tra 5.000 e 15.000 kWh/anno), e i 590 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti, fatta eccezione per l'ultima classe, la più elevata (consumi oltre 15.000 kWh/anno). Tale andamento risulta riconducibile a quello del costo di approvvigionamento che, come sempre, diminuisce continuativamente al crescere del consumo *pro capite*, passando dai 401 €/MWh della classe più piccola ai 261 di quella tra 5 e 15 mila kWh/anno, per poi salire ai 281 €/MWh di quella più grande; tale inversione appare collegata alla maggiore frequenza e rapidità di aggiornamento dei prezzi applicati ai clienti più grandi alla dinamica dei mercati all'ingrosso nazionali ed esteri, che nel 2022 sono stati oggetto di aumenti molto elevati e sempre più intensi per quasi tutto l'anno. Ciò trova riscontro nel confronto con l'anno precedente, da cui emergono aumenti fortissimi, in particolare nella componente approvvigionamento, tanto maggiori quanto più elevata è la dimensione dei clienti: dal +73% per quelli più piccoli (fino a 1.000 kWh/anno) al +121% dei clienti più grandi (oltre 15.000 kWh/anno), il cui valore è quindi più che raddoppiato rispetto al 2021. Ovviamente nel prezzo totale, che comprende anche le altre componenti (tranne le imposte), si riscontrano aumenti più contenuti e compresi tra il 10% relativo ai clienti più piccoli (fino a 1000 kWh/anno) e il 72% di quelli più grandi (oltre 15.000 kWh/anno); tale differenziazione dipende, oltre che da quanto visto per la principale componente (approvvigionamento), dai provvedimenti adottati dal Governo e dell'Autorità per contenere gli aumenti nei prezzi finali, che hanno beneficiato in particolare i clienti con consumi più piccoli. A livello complessivo, ovvero per l'insieme di tutti i clienti domestici, si registra un aumento del 46% nel prezzo finale e del 99% nella componente approvvigionamento.

TAV. 2.61 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2022 per classe di consumo (quantità energia in GWh, punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)*

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
< 1.000	4.048	8.728	590,0	400,5
1.000-1.800	10.814	7.709	372,4	302,9
1.800-2.500	11.966	5.606	332,2	282,6
2.500-3.500	13.469	4.585	307,8	267,9
3.500-5.000	9.714	2.375	287,9	254,2
5.000-15.000	7.280	1.084	272,6	243,4
> 15.000	1.023	36	282,4	260,8
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.313	30.124	336,2	281,1

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola successiva (Tav. 2.62) è riportata la disaggregazione dei prezzi tra mercato libero e servizio di maggior tutela. Per la prima volta dall'avvento della liberalizzazione delle forniture di energia elettrica ai clienti domestici, il mercato libero presenta valori notevolmente inferiori al servizio di maggior tutela, per effetto della predominanza dei contratti a prezzo bloccato nel mercato libero, che hanno contenuto o ritardato, almeno nell'immediato, gli effetti sui clienti finali degli enormi rialzi delle quotazioni nei mercati all'ingrosso evidenziati in precedenza. Così, nell'ambito della componente relativa ai costi di approvvigionamento, mentre il servizio di maggior tutela presenta mediamente un incremento del 161% rispetto all'anno precedente (2021), nel mercato libero l'incremento è limitato al 62%; conseguentemente il mercato libero nel 2022 presenta un valore della componente approvvigionamento mediamente inferiore del 39% alla maggior tutela, con differenziazioni tra le

classi di consumo che sono comprese tra il -29% dei clienti più piccoli (consumi fino a 1.000 kWh/anno) e il -46% delle classi medio-grandi (tra 3.500 e 15.000 kWh/anno).

TAV. 2.62 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2022 per classe di consumo e tipo di mercato (in €/MWh)*

CLASSE DI CONSUMO	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO			PREZZO MEDIO TOTALE (NETTO IMPOSTE)		
	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFF.	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFF.
< 1.000	487,6	346,3	-29,0%	677,1	535,8	-20,9%
1.000-1.800	405,1	247,9	-38,8%	472,9	318,3	-32,7%
1.800-2.500	393,2	226,9	-42,3%	440,9	277,4	-37,1%
2.500-3.500	385,8	214,8	-44,3%	424,3	255,3	-39,8%
3.500-5.000	379,0	205,1	-45,9%	411,4	239,2	-41,9%
5.000-15.000	372,0	200,0	-46,2%	399,8	229,6	-42,6%
> 15.000	365,5	223,9	-38,7%	386,0	245,9	-36,3%
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	372,4	227,7	-38,9%	402,5	281,8	-30,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Risultati simili emergono dal confronto tra i due mercati in termini di prezzo finale (al netto delle imposte), che complessivamente nel mercato libero risulta inferiore del 30%, con le stesse differenziazioni tra le classi riscontrate in precedenza: il differenziale è limitato al 21% per i clienti più piccoli (consumi fino a 1.000 kWh/anno), mentre raggiunge il 42% per le classi medio-grandi (tra 3.500 e 15.000 kWh/anno).

Per quanto riguarda i clienti non domestici, nella tavola 2.63 sono riportati i dati relativi alle loro quantità e ai prezzi a loro applicati, distinti per livello di tensione. Rispetto all'anno precedente, si registra un lieve aumento nella quantità di energia venduta (+0,9%) e forti aumenti nei costi di approvvigionamento, tanto maggiori quanto più è elevato il livello di tensione: dal +108% dei clienti serviti in bassa tensione al +148% di quelli in alta e altissima tensione, mentre la variazione media complessiva è pari al 130%.

TAV. 2.63 *Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2022 per livello di tensione (quantità energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)*

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE
Bassa tensione	70.410	6.995,6	289,3	328,6
Media tensione	98.188	0,7	266,8	290,6
Alta e altissima tensione	25.333	1,1	274,5	282,0
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	193.931	6.997,4	276,0	303,3

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.64, infine, illustra la disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato. Il mercato libero presenta la componente di approvvigionamento più bassa, che risulta inferiore sia alla maggior tutela (-34%) che, in misura più contenuta (-24%), al servizio a tutele graduali, che beneficia degli effetti competitivi delle procedure concorsuali svolte per l'aggiudicazione di tale servizio. La convenienza rispetto alla maggior tutela

dipende dal più elevato adeguamento di quest'ultima ai forti incrementi dei prezzi all'ingrosso: essa presenta infatti un costo di approvvigionamento aumentato del 149% rispetto al 2021, mentre nel mercato libero l'incremento è limitato al 104%, grazie alla presenza in quest'ultimo di formulazioni contrattuali a prezzo bloccato.

TAV. 2.64 *Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2022 (quantità energia in GWh, numero punti di prelievo in migliaia e prezzi in €/MWh)*

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE
Maggior tutela	3.485	1.558,9	419,4	495,6
Tutele graduali	2.303	136,2	362,9	399,3
Salvaguardia	1.497	83,4	367,2	394,2
Mercato libero	63.126	5.217,1	277,6	315,3
CLIENTI NON DOMESTICI IN BT	70.410	6.995,6	289,3	328,6

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Approvvigionamento dell'Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica, avvenuta il 1° luglio 2007⁵², l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, servizio rivolto ai clienti domestici e alle micro-imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano tra gli aventi diritto alla maggior tutela sono serviti nell'ambito del servizio a tutele graduali o del servizio di salvaguardia, entrambi svolti da società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara.

Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, l'Acquirente unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento cui può ricorrere. La tavola 2.65 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2022 per ciascuna delle fasce orarie in cui è articolato il sistema tariffario⁵³.

TAV. 2.65 *Approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2022 (GWh al lordo delle perdite di rete e prezzi in €/MWh)*

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Mercato del giorno prima (MGP)	9.710	8.217	9.872	27.799
Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)	-	-	-	-
Sbilanciamento Unità di consumo^(A)	-133	-6	29	-110
TOTALE	9.577	8.211	9.901	27.689
Media del prezzo di cessione	349,71	349,91	293,39	-

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111, e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

⁵² Ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73.

⁵³ Le fasce orarie sono definite nel Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (TIV), allegato alla delibera 10 maggio 2022, 208/2022/R/eel. La fascia F1 si applica nelle ore centrali della giornata (dalle 8:00 alle 19:00) dal lunedì al venerdì; la fascia F3 si applica dal lunedì al sabato nelle ore notturne (dalle 00:00 alle 7:00 e dalle 23:00 alle 24:00) e in tutte le ore dei giorni festivi; la fascia F2 si applica nelle ore rimanenti.

Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente unico abbia effettuato acquisti esclusivamente sui mercati a pronti, in particolare sull'MGP (Mercato del giorno prima) per il 100% del proprio fabbisogno senza ricorrere al MPEG (Mercato dei prodotti giornalieri); inoltre, come già nel 2021, anche nel 2022 non sono stati sottoscritti contratti al di fuori del sistema delle offerte. La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo è stata inferiore all'1% del fabbisogno. Con riferimento al 2023⁵⁴, l'ammontare di energia elettrica acquistata, e da acquistare, sui mercati a pronti corrisponde alla totalità del fabbisogno dell'Acquirente unico⁵⁵, stimato pari a circa 20 TWh.

L'ultima riga della tavola riporta invece il prezzo di cessione applicato nel 2022 da Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela, calcolato come media ponderata rispetto all'energia acquistata in ciascun mese dell'anno; tale prezzo include i costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti finali in maggior tutela.

Prezzo dell'energia elettrica e inflazione

Nell'ambito del paniere di spesa per la rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione, il peso dell'energia elettrica è salito considerevolmente, dal 2,25% del 2021 al 3,12% del 2022, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat⁵⁶.

Poiché anche il peso dell'altro segmento energetico soggetto alla regolazione dell'Autorità, ovvero il gas, è sensibilmente aumentato nel 2022 (si veda il Capitolo 3 di questo stesso Volume), l'incidenza dei beni energetici regolati dall'Autorità è salita dal 4,28% (2021) al 5,64% (2022). Includendo i segmenti ambientali rilevati dall'Istat ("fornitura acqua", "raccolta acque di scarico", "raccolta rifiuti"), l'incidenza complessiva dei beni regolati dall'Autorità raggiunge il 7% (era il 5,76% nel 2021).

L'indice dei prezzi dell'energia elettrica rilevato dall'Istat è più che raddoppiato nel corso del 2022: dal 182,4 di gennaio (a sua volta sensibilmente superiore al 148,2 del mese precedente) al 393 di dicembre, con il picco di 401 a novembre (Tav. 2.66). I tassi di variazione a 12 mesi sono compresi tra il +62% di gennaio e il +199% di ottobre, mentre in media d'anno l'aumento è stato pari al 110,4%.

Nell'ultimo triennio il tasso di variazione dell'elettricità a 12 mesi è risultato negativo in tutti i mesi del 2020, è tornato positivo nel gennaio 2021 con valori via via più elevati, che hanno raggiunto il picco sopra menzionato del 199% nell'ottobre 2022. Tali valori risultano dalla combinazione di due sottoinsiemi: gli indici del mercato libero e quelli del servizio di maggior tutela. Nell'ultimo triennio il mercato libero ha presentato incrementi mensili più elevati nel 2020 (in media 6 punti in più della tutela), dal gennaio 2021 all'aprile 2022 si è verificata la situazione opposta (mercato libero con variazioni inferiori di circa 26 punti), mentre da maggio 2022 il mercato libero è tornato a presentare aumenti molto più elevati (in media 94 punti in più della tutela). Nel suo insieme, il tasso di variazione dell'elettricità nella prima metà dell'ultimo triennio è stato generalmente superiore (circa 2,5 punti) a quello dell'insieme dei beni energetici (Fig. 2.30), in seguito per un breve periodo (da luglio a ottobre 2021) è risultato inferiore (circa 5 punti

⁵⁴ I dati relativi all'anno 2023 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2023.

⁵⁵ Ai sensi della delibera 10 maggio 2022, 208/2022/R/eel, a decorrere da aprile 2023 l'Acquirente unico svolge l'attività di approvvigionamento con esclusivo riferimento ai clienti domestici che sono ancora serviti dagli esercenti la maggior tutela.

⁵⁶ Ogni anno, la determinazione dei coefficienti di ponderazione degli indici viene effettuata mediante l'utilizzo dei dati relativi ai consumi finali delle famiglie, stimati dalla Contabilità nazionale dell'Istat, e di quelli derivanti dall'Indagine sui consumi delle famiglie, oltre che da altre fonti ausiliarie interne ed esterne all'Istat. Le variazioni dei prezzi dei beni e dei servizi inclusi nel paniere concorrono al calcolo dell'indice generale in funzione della quota di spesa che le famiglie destinano al loro acquisto.

percentuali in meno). Da novembre 2021 il tasso di variazione dell'energia elettrica è sempre stato superiore, in misura via via crescente, a quello dell'insieme dei beni energetici, con un divario che è salito dai 2,5 punti del novembre 2021 ai 100 del dicembre 2022, dopo avere toccato il massimo di 128 nel mese di ottobre.

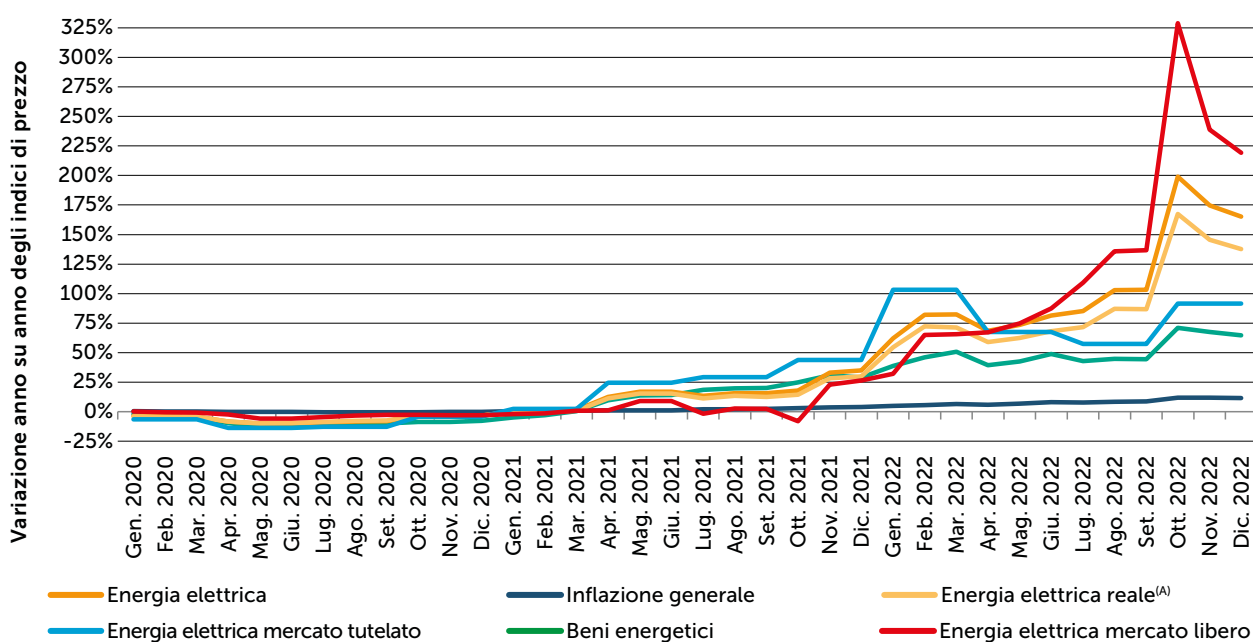
TAV. 2.66 Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015 = 100 e variazioni percentuali)

MESE	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio	182,4	62,1%	108,3	4,8%	168,4	54,6%
Febbraio	203,8	82,0%	109,3	5,7%	186,5	72,1%
Marzo	205,4	82,4%	110,4	6,5%	186,1	71,3%
Aprile	194,1	68,5%	110,3	6,0%	176,0	59,0%
Maggio	202,5	73,5%	111,2	6,8%	182,1	62,4%
Giugno	211,9	81,4%	112,5	8,0%	188,4	68,0%
Luglio	213,6	85,3%	113,0	7,9%	189,0	71,6%
Agosto	241,3	102,9%	113,9	8,4%	211,9	87,3%
Settembre	241,8	103,4%	114,2	8,9%	211,7	86,8%
Ottobre	384,9	199,1%	118,1	11,8%	325,9	167,4%
Novembre	401,0	174,7%	118,7	11,8%	337,8	145,7%
Dicembre	393,1	165,2%	119,0	11,6%	330,3	137,6%
ANNO 2022	256,3	110,4%	113,2	8,2%	224,5	93,0%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

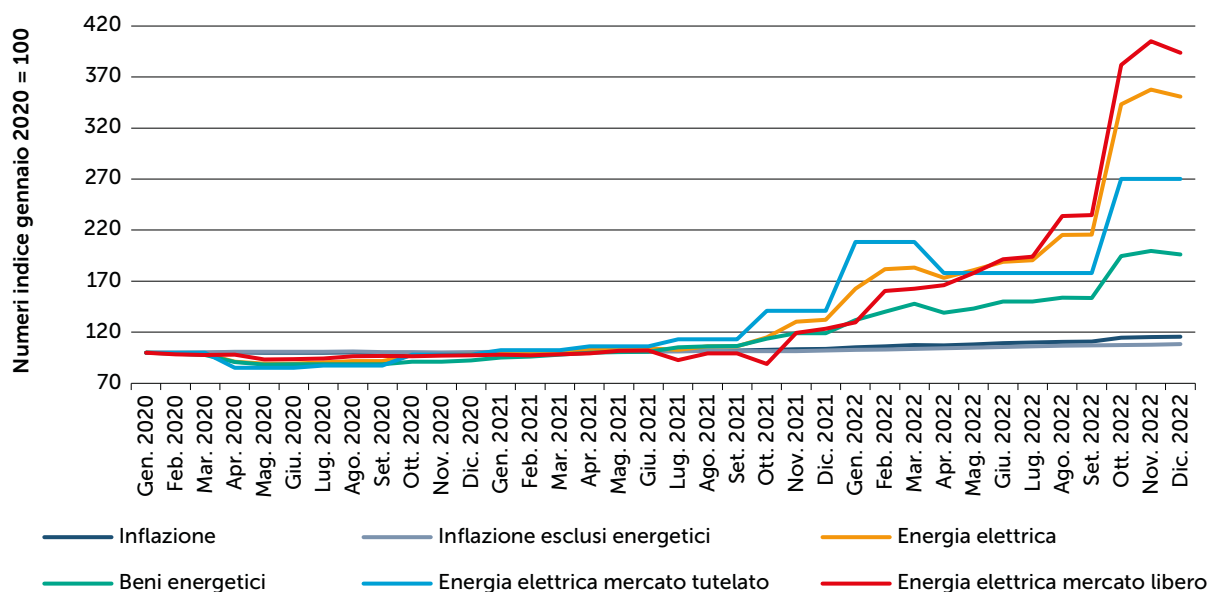
Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

FIG. 2.30 Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio

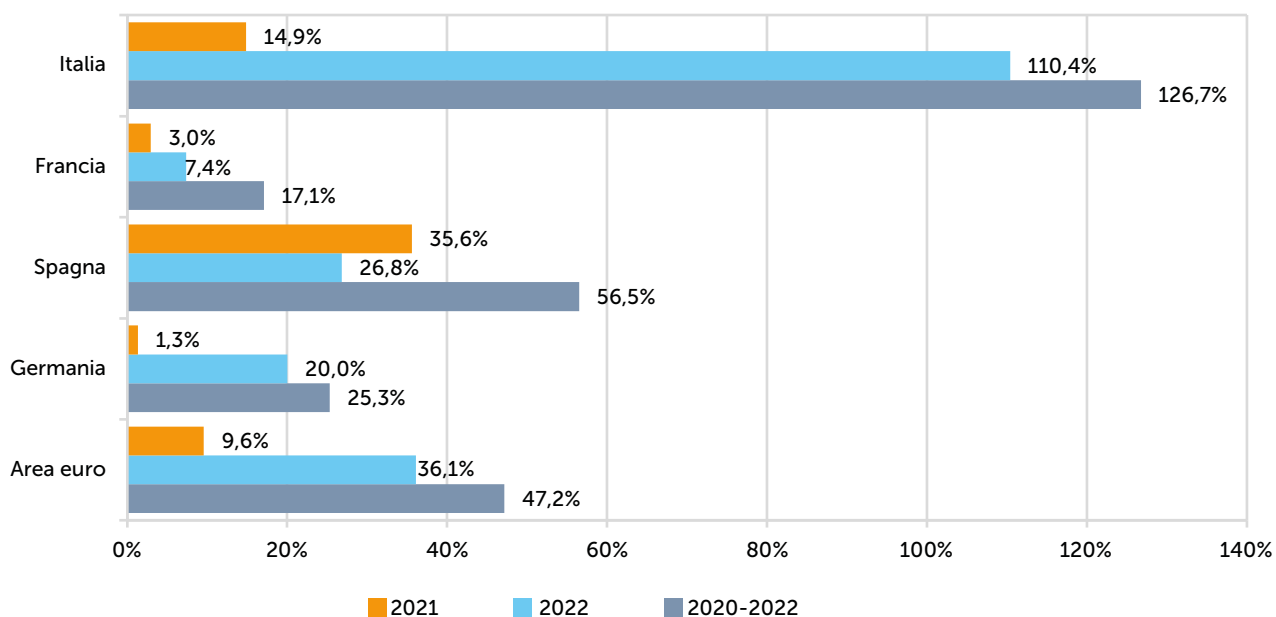


(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

FIG. 2.31 Livello dei prezzi dell'energia elettrica nell'ultimo triennio


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

FIG. 2.32 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei


Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

L'evoluzione risulta ancora più evidente nella figura 2.31, nella quale viene confrontata la dinamica degli indicatori nel triennio ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2020). Nel corso del primo anno vi sono stati dei cali in tutti i prezzi energetici a causa dell'insorgere dell'evento pandemico, cali che sono poi stati riassorbiti nella prima parte del 2021. L'impennata dei mesi successivi ha condotto a fine triennio al raddoppio dell'indice dei prezzi energetici rispetto alla situazione iniziale, mentre per l'energia elettrica il livello finale dell'indice è 3,5 volte quello di partenza; questo risultato deriva dalla composizione tra la dinamica del servizio di tutela, il cui

livello finale è 2,75 volte quello iniziale, e il mercato libero, che presenta un livello finale pari a 4 volte quello iniziale. L'evoluzione dei prezzi dei beni energetici nel loro insieme ha determinato circa la metà dell'inflazione del triennio (7,3 punti percentuali su 15,6), come mostrato dal confronto tra l'indice generale dei prezzi e l'indice generale al netto degli energetici.

L'evoluzione del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con quella dei principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati pubblicati dall'Eurostat e rilevati per la misura dell'inflazione (Fig. 2.32).

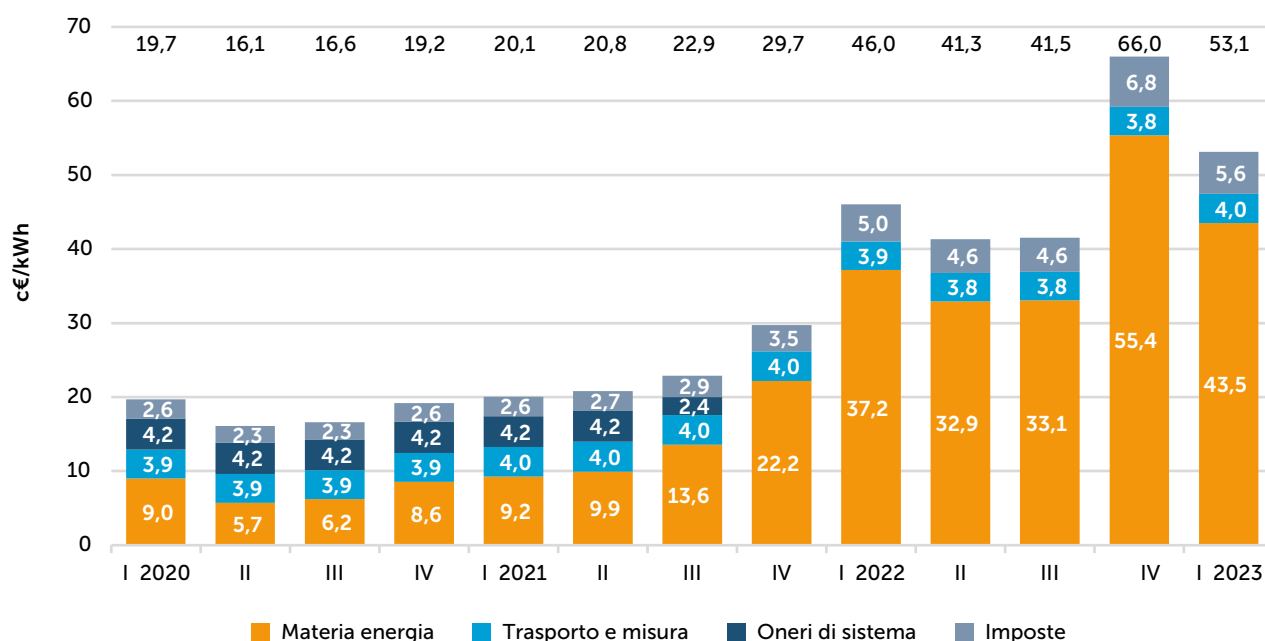
Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

Il prezzo di fornitura nel servizio di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW (consumatore tipo) ha risentito negli ultimi tre anni degli effetti della pandemia. Dopo avere toccato un punto di minimo pluriennale nel secondo semestre 2020 (16 c€/kWh), la graduale ripresa delle attività ha determinato nei dodici mesi successivi una progressiva risalita verso i valori pre-pandemia (20 c€/kWh); dopo la metà del 2021 gli incrementi sono stati sempre più forti e hanno condotto a un valore più che raddoppiato a inizio 2022 (46 c€/kWh), pure in presenza delle significative misure di contenimento adottate dal Governo e dall'Autorità già tre mesi prima. Dopo l'insorgere del conflitto in Ucraina, a fine 2022 è stato toccato un nuovo massimo (66 c€/kWh), il cui livello risulta più che triplicato rispetto ai valori medi precedenti gli eventi pandemici e bellici. Solo a inizio 2023 si è avuta una significativa inversione di tendenza, con un calo del 20% (circa 13 c€/kWh in meno) rispetto al trimestre precedente (Fig. 2.33).

La dinamica complessiva, appena descritta, risulta dall'evoluzione delle singole componenti. In dettaglio:

- la materia energia, la cui evoluzione è collegata alle condizioni dei mercati all'ingrosso, essendo la voce con la maggiore incidenza, condiziona l'andamento del prezzo totale; nel periodo considerato (da gennaio 2020 a gennaio 2023) tale componente ha presentato un minimo (5,7 c€/kWh) nel secondo trimestre 2020 per poi salire progressivamente sino a decuplicare nell'ultimo trimestre del 2022 (55,4 c€/kWh), salvo poi scendere significativamente (-21%) a inizio 2023, quando ha registrato un calo di circa 12 c€/kWh;
- i costi di trasporto e misura sono rimasti sostanzialmente stabili in tutto il periodo intorno al valore medio di 3,9 c€/kWh, salvo un lieve aumento a inizio 2023 (4 c€/kWh);
- gli oneri di sistema presentano dapprima un valore medio prossimo a quello della voce precedente (4,18 c€/kWh), mentre dopo la metà del 2021 sono stati oggetto di interventi del Governo che hanno condotto dapprima alla loro riduzione a 2,44 c€/kWh nel terzo trimestre del 2021 e successivamente al loro azzeramento a partire dal trimestre successivo, fino al primo trimestre 2023.

FIG. 2.33 Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW



Fonte: ARERA.

Al 1° gennaio 2023, il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente, con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza, è pari a 47,48 c€/kWh al netto delle imposte e a 53,11 c€/kWh al lordo delle imposte (Fig. 2.34).

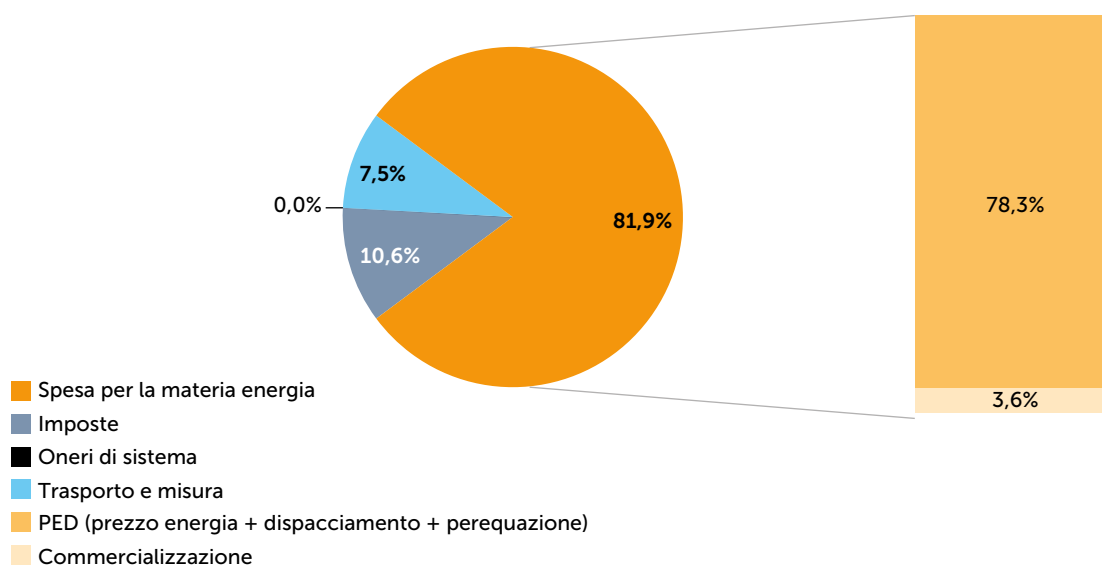
I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica nel primo trimestre 2023 hanno un'incidenza dell'82%, quasi raddoppiata rispetto all'inizio del triennio considerato (46%). Tali corrispettivi comprendono le seguenti voci:

- i costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso (elemento PE);
- i costi di dispacciamento (elemento PD);
- i saldi risultanti dal sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela (elementi PPE₁ e PPE₂);
- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e DISP_{BT}).

Le voci a copertura dei costi di trasporto e misura (incluse le componenti tariffarie UC3 e UC6, in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) rappresentano il 7,5% del prezzo lordo complessivo, incidenza quasi dimezzata rispetto a inizio 2020 (20%).

Infine, al 1° gennaio 2023, come già nei 15 mesi precedenti, gli oneri generali di sistema (che a inizio triennio costituivano circa il 21% del prezzo totale) sono stati azzerati in virtù delle misure adottate da Governo e Autorità per neutralizzare parte dei forti aumenti nella componente materia prima e contenere quindi l'aumento nel prezzo finale. Per questo motivo la presente Relazione non include la consueta tavola che illustra la ripartizione del gettito proveniente dagli oneri generali di sistema tra le sue diverse componenti.

FIG. 2.34 Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW al 1° gennaio 2023



Fonte: ARERA.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

L'affidabilità del servizio di trasmissione è misurata principalmente mediante l'indicatore di energia non fornita, anche definita con l'espressione inglese *energy not supplied* (ENS). Il valore di ENS registrato nel 2022 risulta in sostanziale continuità con l'anno precedente. Nella tavola 2.67 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS negli anni dal 2010 al 2021.

TAV. 2.67 Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti (in MWh)

ANNO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ENS ^(A)	2.175	3.131	4.460	2.980	1.693	3.211	1.686	4.104	4.033	10.179	2.431	1.481	1.589

(A) Il dato è calcolato per l'intera area nazionale con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi con la rete rilevante, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine della disalimentazione.

Fonte: comunicazioni di Terna ad ARERA.

Nella tavola 2.68 sono riportati il numero degli incidenti rilevanti, cioè le interruzioni con ENS superiore a 250 MWh, e la relativa ENS nel periodo 2010-2022. Il calcolo della ENS considera gli interventi delle imprese distributrici le quali, quando si verificano disalimentazioni di una o più cabine primarie, intervengono controalimentando gli utenti connessi alle reti di distribuzione tramite altre cabine primarie e tramite la rete di distribuzione (c.d. mitigazione).

Nel 2022 non si sono registrati incidenti rilevanti.

TAV. 2.68 Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti (numero di incidenti rilevanti ed ENS in MWh)

ANNO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Incidenti rilevanti	1	2	3	2	0	2	1	2	1	4	1	1	0
ENS	339	1.305	2.985	1.163	0	1.876	295	1.593	2.437	8.063	828	308	0

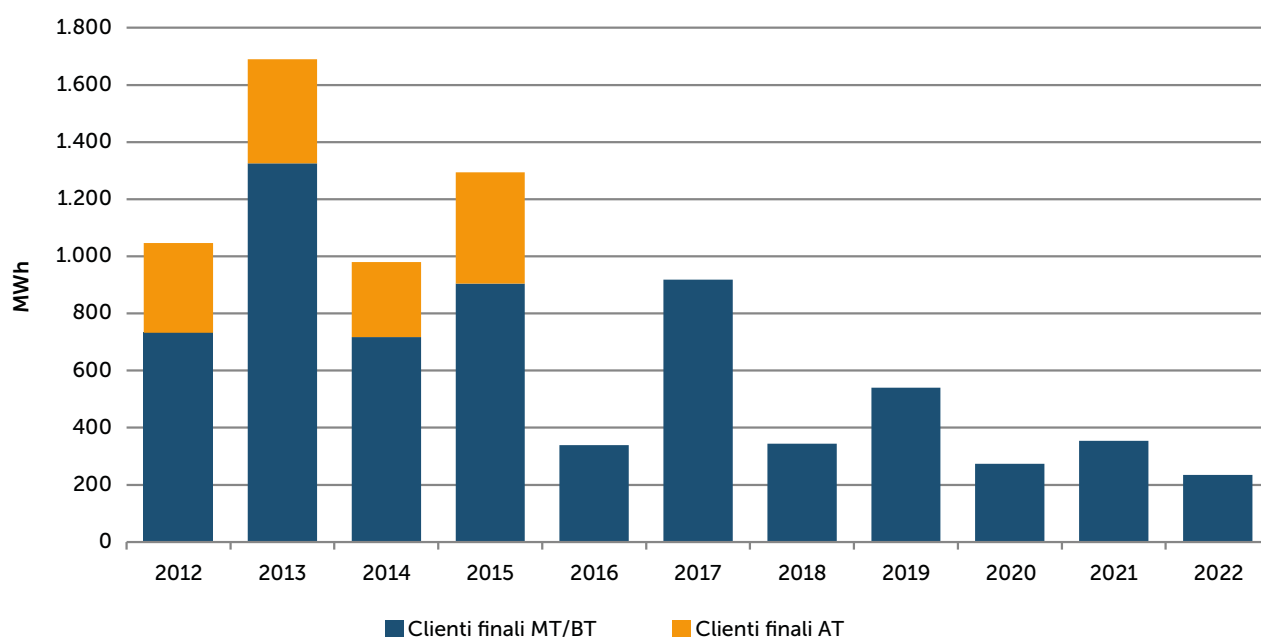
Fonte: comunicazioni di Terna ad ARERA.

Nella tavola 2.69 è riportato il numero di episodi di mitigazione effettuati dalle imprese distributrici nel periodo 2012-2022 e l'entità complessiva dell'energia controalimentata.

TAV. 2.69 Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici (numero di episodi e MWh)

ANNO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Episodi	17	22	9	17	6	12	17	18	41	26	20
Energia oggetto di mitigazione	447	1.408	353	232	133	1.392	785	275	1.844	910	542

Fonte: comunicazioni di Terna ad ARERA.

FIG. 2.35 Energia elettrica non fornita regolata soggetta a premi-penalità

Fonte: comunicazioni di Terna ad ARERA.

L'Autorità ha definito una regolazione premi-penalità dell'affidabilità del servizio di trasmissione, il cui indicatore è la ENS per cause riconducibili all'operato di Terna e per alcuni tipi di eventi eccezionali, applicando una funzione di smussamento per la ENS determinata da incidenti rilevanti (ENS regolata).

L'andamento della ENS regolata negli anni dal 2012 al 2022 (Fig. 2.35) evidenzia che la regolazione premi-penalità dell'Autorità e le azioni di Terna hanno determinato un trend di riduzione dell'energia non fornita, significativa-

mente superiore agli obiettivi fissati sulla base di dati storici. Infatti, i livelli effettivi osservati negli anni 2020-2022 sono mediamente nell'ordine di 300 MWh/anno, cioè molto al di sotto del livello obiettivo, pari a 791 MWh/anno per il 2022 (nel 2016 il livello obiettivo era fissato a 980 MWh/anno).

Occorre precisare, comunque, che fino al 2015 i livelli obiettivo ed effettivi comprendevano l'ENS ai clienti finali in alta tensione, mentre dal 2016 tale energia è stata esclusa dal computo dell'indicatore ENSR in quanto i clienti finali sono oggetto di regolazione individuale.

Il numero medio delle interruzioni di durata superiore a un secondo per utente dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, inclusi gli incidenti rilevanti, è riportato nella tavola 2.70. Nel 2022 tale numero medio, su base nazionale, è in leggera riduzione rispetto al biennio 2019-2020 e sostanzialmente in linea con la media degli anni 2017-2018.

TAV. 2.70 *Numero medio di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti) per utente direttamente connesso con la RTN^(A)*

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Torino	0,21	0,25	0,20	0,25	0,29	0,47	0,47	0,48	0,46	0,63	0,72	0,29	0,31
Milano	0,10	0,09	0,16	0,18	0,20	0,42	0,25	0,27	0,27	0,30	0,55	0,27	0,23
Padova	0,29	0,31	0,33	0,46	0,89	0,45	0,44	0,47	0,53	0,62	0,77	0,23	0,28
Firenze	0,19	0,14	0,16	0,25	0,17	0,65	0,22	0,57	0,40	0,33	0,43	0,23	0,13
Roma	0,32	0,42	0,70	0,57	0,45	0,75	0,55	0,83	0,67	0,51	0,62	0,57	0,51
Napoli	1,14	0,90	0,99	0,95	0,95	1,04	0,65	0,81	1,14	1,62	1,02	1,68	1,63
Palermo	0,80	0,95	0,79	0,84	1,11	0,89	0,70	0,60	0,76	0,82	1,07	0,66	0,51
Cagliari	0,11	0,27	0,41	0,73	2,33	0,61	0,16	0,44	0,29	0,23	0,56	0,28	0,22
TOTALE TERNA	0,39	0,39	0,45	0,49	0,61	0,65	0,44	0,57	0,59	0,70	0,72	0,59	0,56

(A) I dati sono calcolati con riferimento alle disalimentazioni subite da utenti coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine.

Fonte: comunicazioni di Terna ad ARERA.

Indisponibilità degli elementi della Rete di trasmissione nazionale

Un elemento della Rete di trasmissione nazionale è detto "indisponibile" quando non è utilizzabile da Terna per lo svolgimento dell'attività di trasmissione. L'indisponibilità è considerata programmata se pianificata con almeno sette giorni di anticipo rispetto alla sua esecuzione, mentre è considerata non programmata negli altri casi.

L'indisponibilità di un elemento di rete può comportare una riduzione della capacità di trasporto, con potenziali effetti economici negativi per gli utenti della rete, e occasionalmente può contribuire a disalimentazioni, in caso di successivi guasti su altri elementi di rete. Tale situazione accade per esempio quando un utente connesso in assetto cosiddetto "magliato" con due linee di alimentazione risulta temporaneamente connesso in assetto radiale (ossia, con una sola linea di alimentazione residua) e poi quest'ultima linea residua si disconnette.

Nelle tavole dalla 2.71 alla 2.74 sono sintetizzate le principali evidenze emerse nel periodo 2015-2022, con un rilievo particolare per l'indisponibilità delle linee elettriche aeree dal momento che rappresentano la tipologia di elementi di rete caratterizzati da maggiori indisponibilità. Nel 2022 l'indicatore sintetico di disponibilità di tutti gli elementi di rete è allineato rispetto al dato del 2021, in calo significativo rispetto al 2017, con un leggero incremento rispetto al 2021 nelle aree operative territoriali di Cagliari, Firenze, Milano, Napoli e Torino e una riduzione nelle altre tre aree.

TAV. 2.71 *Indicatore di disponibilità ASAI^(A) relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale*

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Torino	98,922%	98,977%	98,964%	98,981%	98,824%	98,885%	98,566%	98,876%
Milano	99,096%	99,122%	98,933%	98,772%	98,526%	98,563%	97,993%	98,096%
Padova	99,041%	99,254%	99,073%	98,826%	98,623%	98,663%	98,742%	98,538%
Firenze	98,856%	98,813%	98,913%	98,770%	98,526%	98,577%	98,124%	98,224%
Roma	99,233%	99,144%	98,944%	99,231%	99,072%	98,915%	98,722%	98,673%
Napoli	99,314%	99,504%	99,246%	99,060%	98,950%	98,915%	98,535%	98,849%
Palermo	99,220%	99,278%	99,254%	99,312%	99,371%	99,101%	98,833%	98,576%
Cagliari	99,328%	99,181%	99,131%	98,578%	98,172%	98,444%	97,745%	98,061%
TOTALE TERNA	99,101%	99,163%	99,043%	98,939%	98,760%	98,759%	98,435%	98,518%

(A) Average system availability index: rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.72 *ASAI^(A) relativo alle linee elettriche aeree*

TENSIONE LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Linee ≤ 150 kV	99,085%	99,127%	98,890%	98,662%	98,517%	98,477%	98,037%	98,306%
Linee 220 kV	97,416%	98,267%	97,034%	96,778%	94,906%	95,446%	94,771%	93,528%
Linee 380 kV	98,476%	99,034%	98,195%	98,310%	97,589%	97,593%	97,511%	96,713%

(A) Average system availability index: rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.73 *Percentuale di indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione*

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Indisponibilità^(A) programmata								
Linee ≤ 150 kV	0,7%	0,8%	0,9%	1,0%	1,1%	1,1%	1,4%	1,4%
Linee 220 kV	2,2%	1,5%	2,3%	2,5%	4,3%	3,5%	3,5%	3,5%
Linee 380 kV	1,2%	0,8%	1,3%	1,4%	1,6%	1,7%	2,2%	3,0%
Indisponibilità^(A) non programmata								
Linee ≤ 150 kV	0,2%	0,1%	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%	0,5%	0,3%
Linee 220 kV	0,4%	0,3%	0,7%	0,7%	0,8%	1,0%	1,8%	3,0%
Linee 380 kV	0,3%	0,2%	0,5%	0,3%	0,8%	0,7%	0,3%	0,3%

(A) L'indisponibilità è calcolata, per ogni livello di tensione, rispetto a tutte le linee elettriche aeree dell'intera RTN e non rispetto alle sole linee oggetto di almeno un episodio di indisponibilità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.74 *Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione*

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Tempo complessivo medio di permanenza in assetto radiale per un utente strutturalmente connesso in assetto magliato (ore/anno)								
Linee ≤ 150 kV	25,360	23,147	25,310	25,631	27,077	30,820	29,953	30,01
Linee 220 kV	38,010	14,991	45,405	13,054	16,945	14,842	41,570	34,844
Linee 380 kV	-	-	-	-	20,832	55,958	39,748	10,36

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

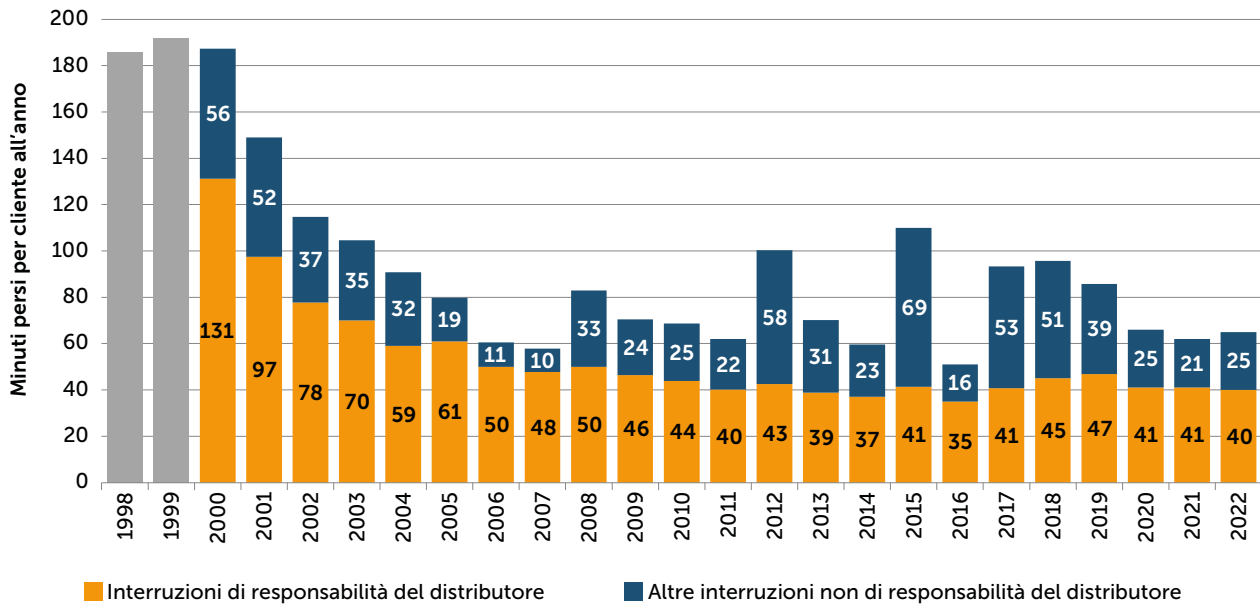
Regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni

Nel 2022 si registra un lieve peggioramento rispetto al 2021, sia per la durata media delle interruzioni per utente (65 minuti), sia per il numero medio delle interruzioni per utente (4,21).

I dati confermano comunque il deciso miglioramento della durata e del numero delle interruzioni rispetto al triennio 2017-2019, anni in cui l'impatto di eventi meteorologici eccezionali ha contribuito in modo consistente all'aumento della durata e del numero delle interruzioni. Per il numero delle interruzioni il dato 2022 è in lieve miglioramento rispetto alla media del periodo 2017-2019.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2022, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 40 minuti a livello nazionale (Figg. 2.36 e 2.37) e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (che, insieme, corrispondono alle interruzioni di durata superiore a un secondo) di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 3,14 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Figg. 2.38 e 2.39). Nel calcolo di tali valori sono dedotte: le interruzioni con origine sull'RTN e sulla rete in alta tensione, le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate e in giorni con fulminazioni eccezionali (identificate in base a due metodi statistici specifici), nonché le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti.

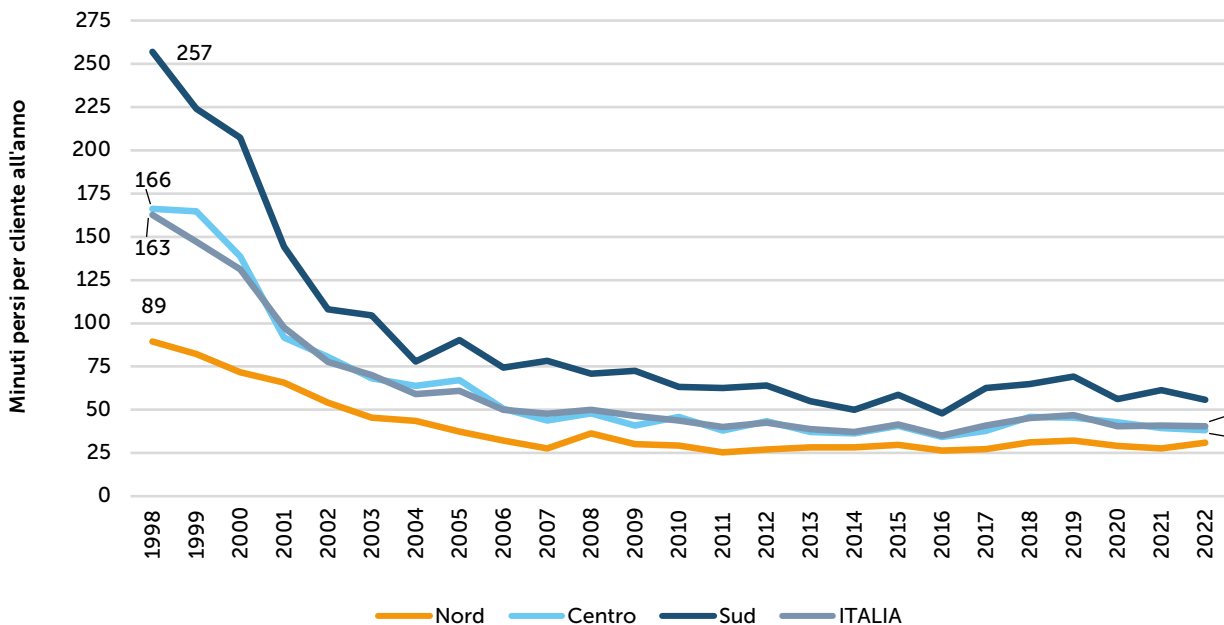
FIG. 2.36 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione^(A)



(A) Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sull'RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti).

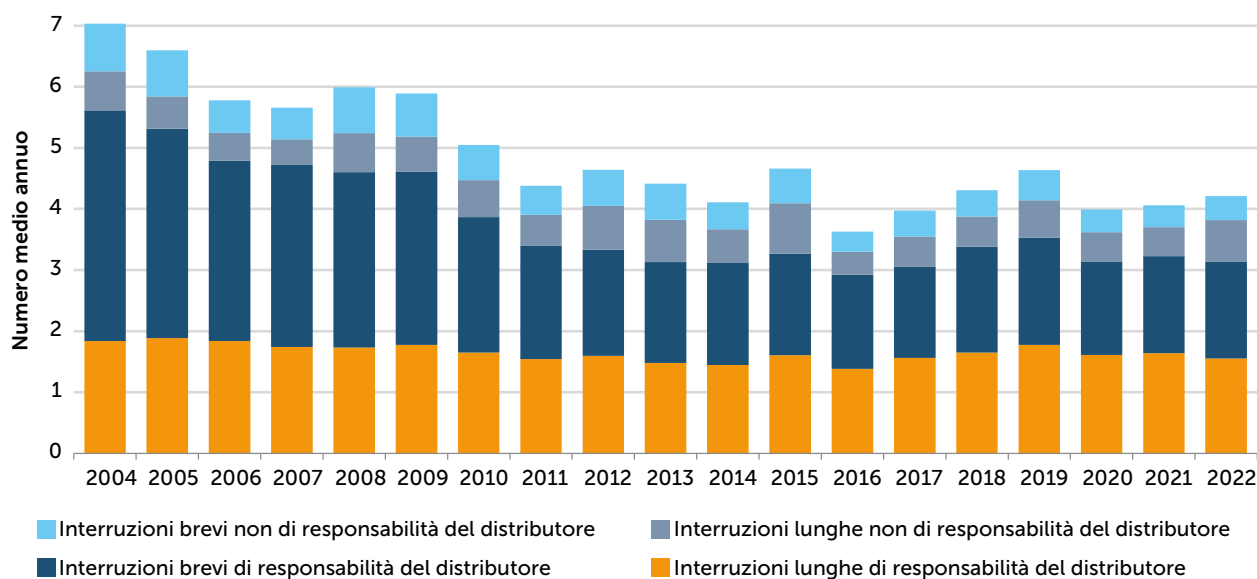
Fonte ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.37 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici



Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

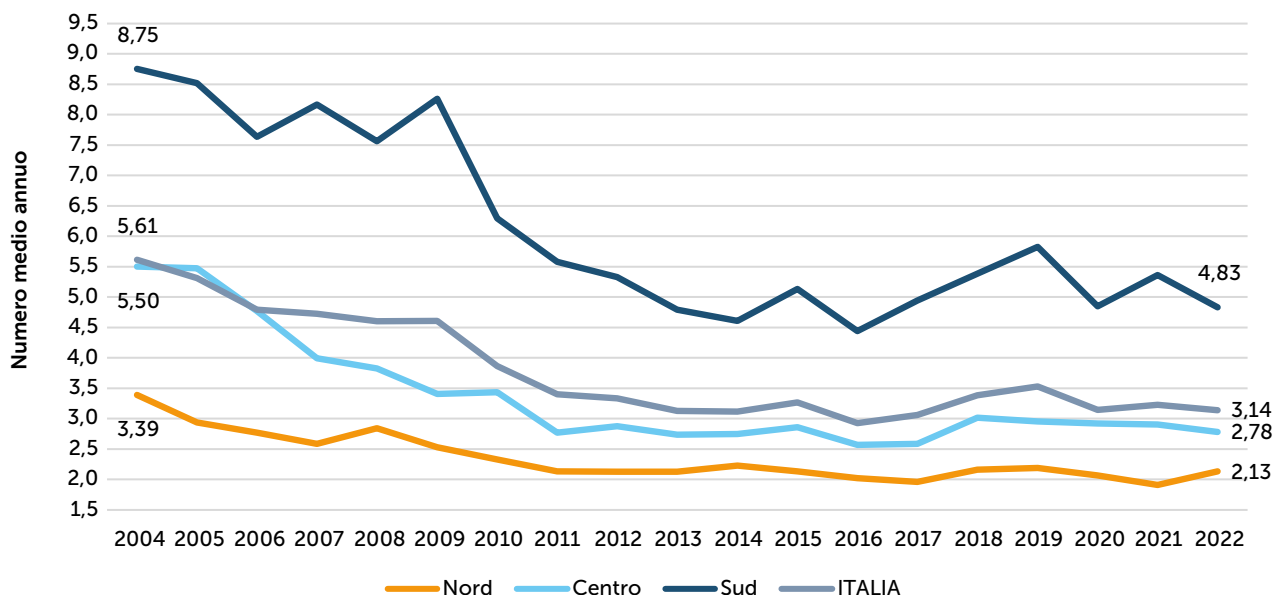
FIG. 2.38 Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione^(A)



(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa.

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.39 Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici



Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 2.75 mostra i valori di continuità del servizio su base regionale (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti rilevanti e, per quanto riguarda la durata delle interruzioni, anche i furti) e in particolare la durata delle interruzioni senza preavviso per utente in bassa tensione, nonché il numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie (cioè di durata inferiore al secondo) registrate nel corso del 2022.

TAV. 2.75 Durata (minuti persi) e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione nel 2022

REGIONE O AREA	DURATA DELLE INTERRUZIONI AL NETTO DEI FURTI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI TRANSITORIE
Piemonte	49	1,64	1,30	1,83
Valle d'Aosta	20	0,70	0,86	0,54
Liguria	45	1,45	1,12	1,33
Lombardia	21	0,73	0,94	0,82
Trentino-Alto Adige	43	1,48	1,51	3,06
Veneto	43	1,24	1,48	3,29
Friuli-Venezia Giulia	39	1,14	1,34	1,54
Emilia-Romagna	39	1,27	1,47	2,41
Toscana	85	1,62	1,71	2,03
Marche	49	1,76	1,77	4,37
Umbria	65	1,61	1,86	3,76
Lazio	69	2,29	1,76	3,39
Abruzzo	89	2,49	2,61	8,16
Molise	59	1,83	2,64	5,46
Campania	136	4,75	3,31	3,96
Puglia	81	3,40	3,19	5,49
Basilicata	59	2,14	2,07	5,78
Calabria	74	3,21	2,35	6,50
Sicilia	93	3,89	3,46	6,88
Sardegna	77	2,81	3,27	5,38
Nord	43	1,39	1,30	1,96
Centro	72	1,94	1,76	3,06
Sud	96	3,63	3,12	5,77
ITALIA	65	2,23	1,98	3,42

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Regolazione per esperimenti della qualità del servizio di distribuzione

Dal 2020 è in vigore la regolazione per esperimenti, applicata in ambiti con livelli di durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici (indicatore cosiddetto D1) e/o numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi di responsabilità delle imprese distributrici (indicatore cosiddetto N1) sensibilmente peggiori dei livelli obiettivo fissati dall'Autorità.

Due imprese (Areti ed e-distribuzione) hanno presentato un progetto che include la sperimentazione di nuove tecnologie, impegnandosi a raggiungere il livello obiettivo (o tendenziale) prefissato entro il 2023 lungo un percorso di miglioramento "personalizzato"; appartengono a questo regime il 19% circa degli ambiti e il 27% circa degli utenti in bassa tensione.

Confrontando il dato 2022 con quello del 2019, per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori, i miglioramenti (in media) sono più elevati rispetto agli ambiti non soggetti a esperimenti (Tav. 2.76).

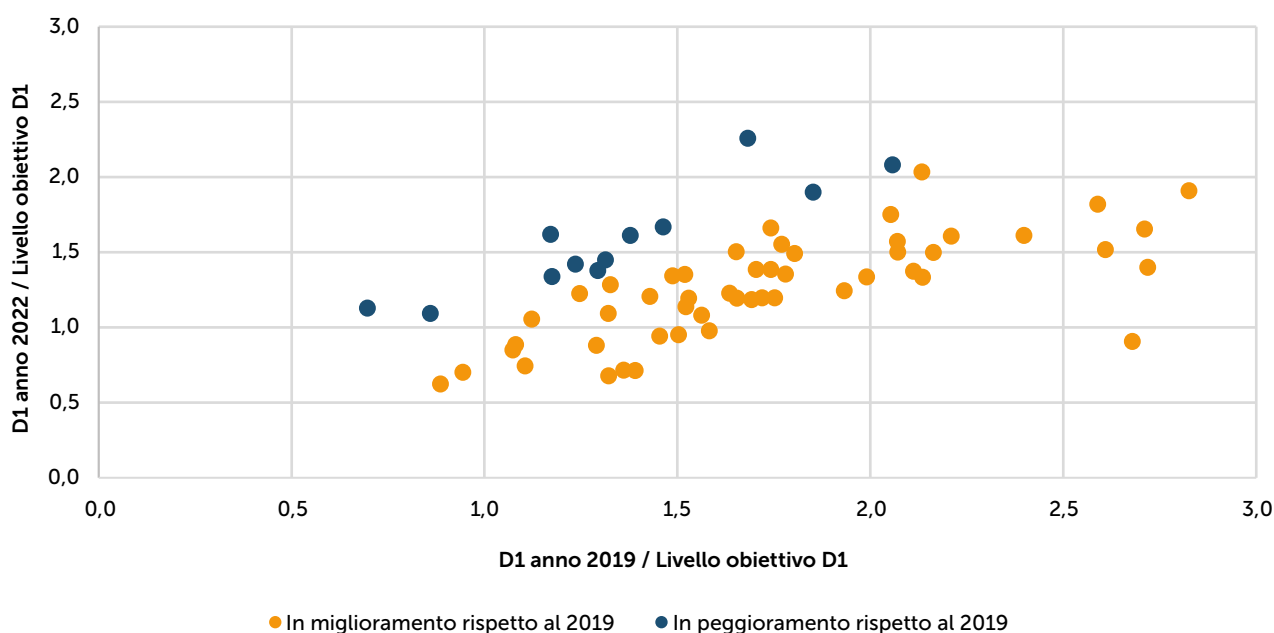
TAV. 2.76 Percentuale media di miglioramento della durata (D1) e del numero (N1) nell'anno 2022 rispetto al 2019: confronto fra ambiti soggetti a esperimenti regolatori e ambiti non soggetti a esperimenti

REGOLAZIONE	NUMERO DI UTENTI BT	NUMERO DI AMBITI	% DI MIGLIORAMENTO INDICATORE D1	% DI MIGLIORAMENTO INDICATORE N1
Ambiti soggetti a esperimenti	9.831.967	63	21,0%	18,7%
Ambiti non soggetti a esperimenti	26.936.284	268	9,6%	5,5%

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

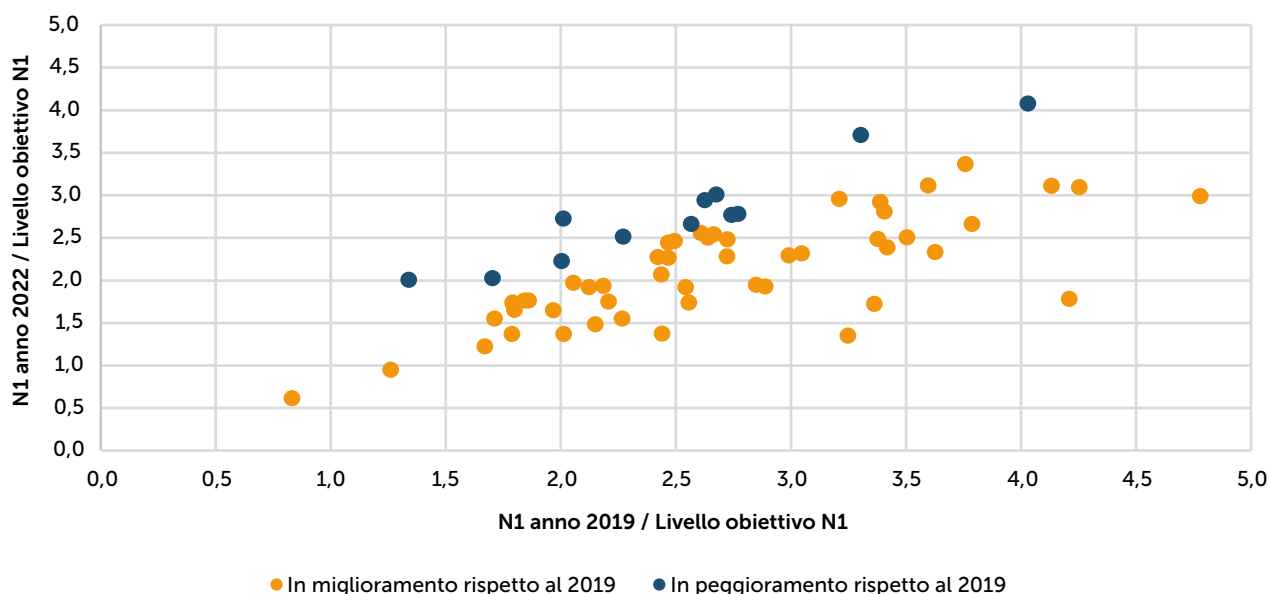
Per ogni ambito territoriale e separatamente per la durata (D1) e il numero (N1), il confronto fra il dato 2022 (in ordinata) e il dato 2019 (in ascissa), entrambi rapportati ai livelli obiettivo fissati dall'Autorità (28, 45, 68 minuti per la durata e 1,20, 2,25, 4,30 interruzioni per il numero, rispettivamente per i comuni sopra 50.000 abitanti, per comuni con 5.000-50.000 abitanti e per comuni con al massimo 5.000 abitanti), evidenzia che la continuità del servizio è migliorata nel 2022 rispetto al 2019 per la maggior parte degli ambiti in esperimento (Figg. 2.40 e 2.41).

FIG. 2.40 Durata di interruzione (D1) nel 2022 a confronto con quella del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.41 Numero di interruzioni (N1) nel 2021 a confronto con quello del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori

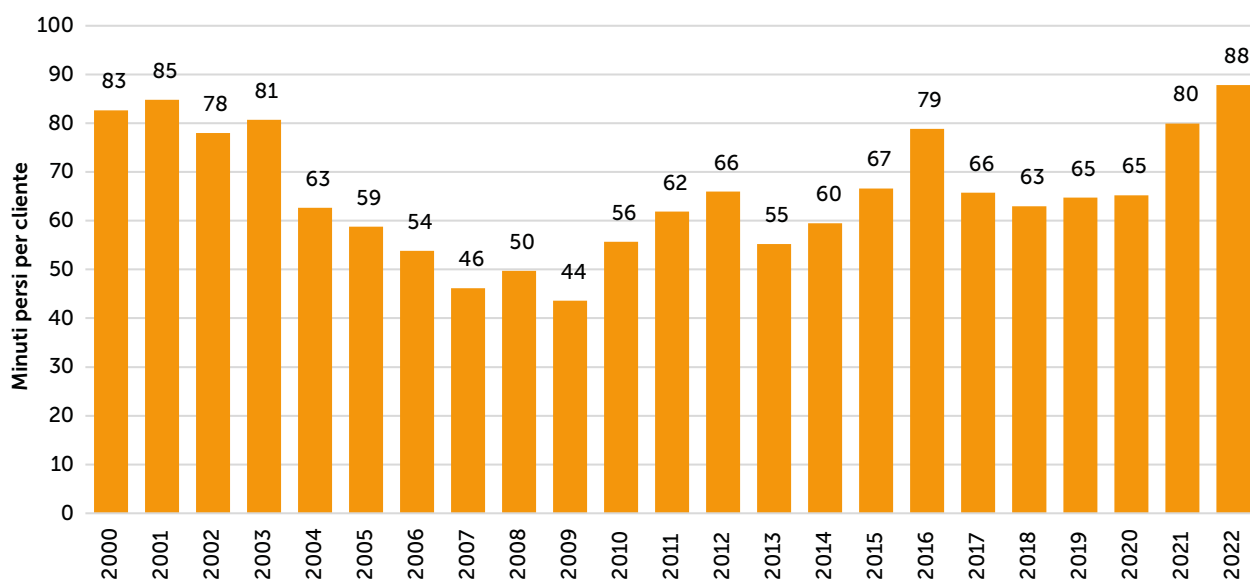


Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Durata di interruzioni di energia elettrica con preavviso

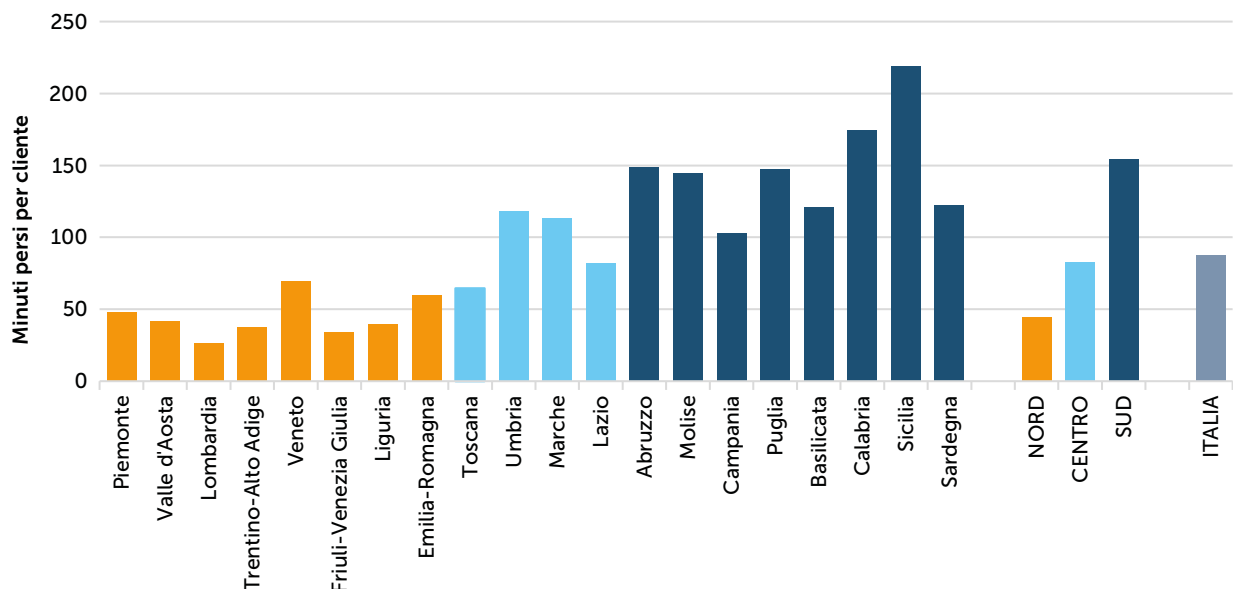
Nel 2022, come già nel 2021, si è registrato un aumento della durata media delle interruzioni rispetto al quadriennio precedente 2017-2020. Questo effetto è dovuto principalmente al deciso aumento delle connessioni dell'utenza, in particolare di produttori, e alla conseguente crescita delle attività di potenziamento e sviluppo della rete da parte delle imprese distributrici, che comportano un aumento delle interruzioni con preavviso (Figg. 2.42 e 2.43).

FIG. 2.42 Durata delle interruzioni con preavviso lunghe per utente in bassa tensione



Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.43 Durata delle interruzioni con preavviso lunghe per utente in bassa tensione, per regione, nel 2022



Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Standard di qualità individuali per utenti in media tensione

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono un meccanismo di regolazione individuale di tutela anche per gli utenti alimentati in media tensione.

Gli utenti in media tensione che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (fino a 6 interruzioni all'anno per i clienti localizzati in comuni con più di 50.000 abitanti, fino a 9 interruzioni all'anno per i clienti localizzati in comuni con un numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000 e fino a 10 interruzioni all'anno per i clienti localizzati in comuni fino a 5.000 abitanti) ricevono un indennizzo economico, ma a condizione di avere inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità.

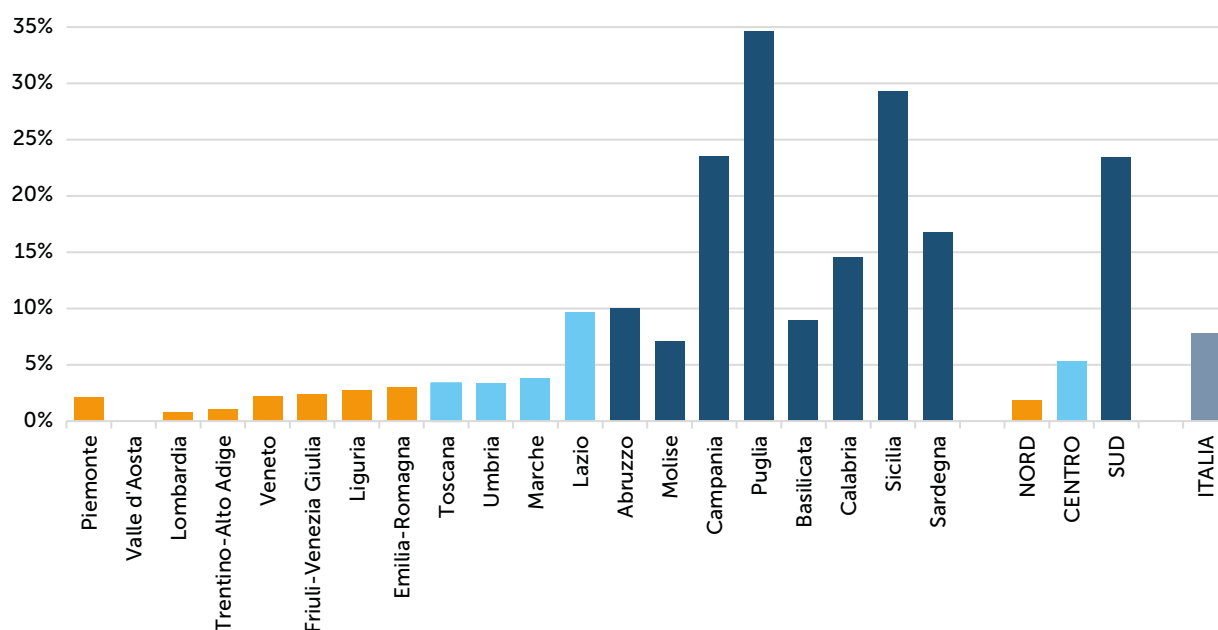
Gli utenti in media tensione che nel 2022 hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti come utenti "peggio serviti") sono localizzati in maggioranza nelle Regioni del Sud. Qui la percentuale degli utenti peggio serviti è pari al 23%, ben oltre l'8% medio nazionale (Fig. 2.44).

Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS), perché la non adeguatezza dei loro impianti potrebbe comportare, per guasti all'interno degli stessi, interruzioni a tutti gli utenti connessi alla medesima linea elettrica.

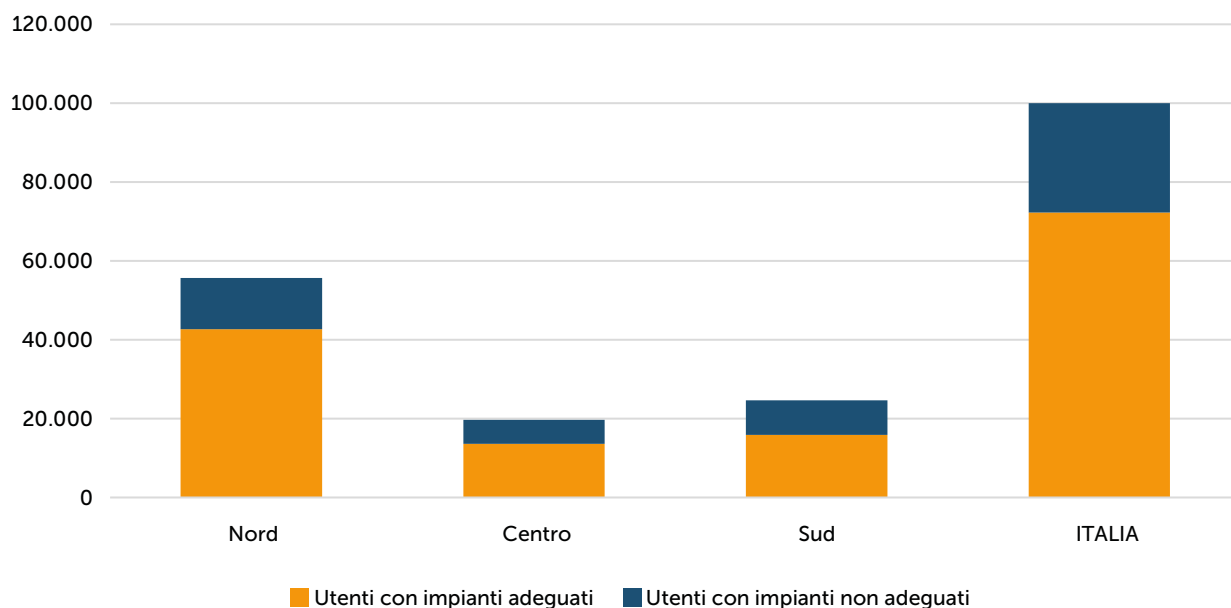
Per l'anno 2022 il CTS complessivamente pagato ammonta a circa 29 milioni di euro, che portano a un totale di circa 630 milioni di euro pagati nel periodo 2007-2022; nel 2022 l'importo medio del CTS corrisposto dagli utenti per ogni impianto non adeguato (complessivamente, gli impianti non adeguati sono pari a poco meno di 28.000) ha superato di poco i 1.000 euro.

L'ammontare derivante dal corrispettivo tariffario specifico CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2022 è in diminuzione rispetto agli anni precedenti. Tale andamento è spiegabile con il leggero aumento del numero di utenti in media tensione con impianti adeguati al 31 dicembre 2022, che ha superato le 72.000 unità (Fig. 2.45); al 31 dicembre 2021 il numero di utenti in media tensione con impianti adeguati era di poco inferiore alle 71.000 unità mentre al 31 dicembre 2020 era di poco superiore alle 69.000 unità.

FIG. 2.44 Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2022



Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.45 Numero di utenti in media tensione con impianti adeguati e non adeguati nel 2022

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Le penalità versate dalle imprese distributrici per eccessivo numero di interruzioni durante l'anno 2022 sono in diminuzione rispetto al 2021, come mostrato nella tavola 2.77; ciò è dovuto al miglioramento del numero medio delle interruzioni per utente di responsabilità delle imprese distributrici rispetto al 2021.

TAV. 2.77 Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni (in milioni di euro)

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CORRISPOSTE A UTENTI MT COME INDENNIZZO AUTOMATICO	ECCEDEZZA VERSATA A CSEA
2007	7,4	0,4	7,0
2008	8,2	0,9	7,3
2009	10,0	1,7	8,3
2010	14,9	4,1	10,8
2011	14,2	5,2	9,0
2012	6,3	2,9	3,4
2013	4,8	2,4	2,4
2014	7,4	4,2	3,2
2015	7,5	4,2	3,3
2016	5,4	3,4	2,0
2017	5,7	3,6	2,1
2018	8,4	5,4	3,0
2019	9,0	5,9	3,1
2020	5,8	4,1	1,7
2021	10,1	8,0	2,1
2022	7,6	5,3	2,3

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

Oltre alle interruzioni (in cui si azzerava la tensione di esercizio su tutte le fasi), gli utenti di tipo industriale, e in particolare quelli associati ad attività produttive di tipo continuo, sono sensibili al disturbo della qualità della tensione denominato "buco di tensione". Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione di esercizio seguito dal suo rapido ripristino. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in percentuale della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi).

I dati sui buchi di tensione sono oggetto di pubblicazione comparativa da parte dell'Autorità a partire dal 2020, ottenuti attraverso il monitoraggio di tutte le semisbarre MT delle cabine primarie con apparecchiature che costituiscono parte del "Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione" (MonNaLISA), sviluppato da RSE, che aggrega ed elabora i dati ricevuti dai distributori.

Considerando che la registrazione dei buchi di tensione su tutta la rete in media tensione è un processo complesso e che pertanto i dati relativi al 2022 sono ancora in fase di elaborazione e verifica, la tavola 2.78 riporta il numero medio di buchi di tensione registrati nel periodo 2016-2021 dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione, riferito a tutte le semisbarre monitorate. I buchi di tensione sono classificati secondo le classi di immunità delle apparecchiature elettriche a fronte di buchi di tensione.

La tavola 2.79 riporta il numero medio di buchi di tensione per semisbarra monitorata nell'anno 2021, resi disponibili dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione. La tavola fa riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità/durata) definita nella norma CEI EN 50160 "Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica", pubblicata nel maggio 2011.

I buchi di tensione "severi", oggetto di pubblicazione dell'Autorità, sono evidenziati nelle celle più scure della tavola. Più precisamente, sono quelli di cui alla norma CEI EN 50160 classificati come N3b con l'ulteriore esclusione delle celle caratterizzate da durata 10-200 ms e tensione residua minore del 40%, in quanto, pure impattando negativamente sugli utenti, sono tipicamente conseguenti a guasti eliminati dal corretto funzionamento dei sistemi di protezione.

TAV. 2.78 *Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione*

INDICATORE ^(A)	2016	2017	2018	2019	2020	2021
N: numero dei buchi di tensione	84,93	100,97	109,99	100,86	79,57	78,78
N2a: numero dei buchi con classe di severità 2	30,74	37,21	36,80	32,26	27,12	27,18
N3b: numero dei buchi con classe di severità 3	12,39	14,35	14,65	12,45	9,92	9,98

(A) Dati riferiti al periodo tra il 1° gennaio e il 31 dicembre degli anni indicati.

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati del Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

TAV. 2.79 Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2021

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA ^(A)				
	10-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
$80 \leq u < 90$	31,59	3,95	0,85	0,56	0,50
$70 \leq u < 80$	13,69	2,38	0,30	0,09	0,02
$40 \leq u < 70$	15,78	2,68	0,29	0,12	0,04
$5 \leq u < 40$	5,10	0,71	0,09	0,02	0,01
$1 \leq u < 5$	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01

(A) Dati riferiti al periodo tra il 1° gennaio e il 31 dicembre. Le celle evidenziate corrispondono a buchi di tensione "severi".

Fonte: Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

La tavola 2.80, tratta dalla seconda pubblicazione comparativa dell'Autorità sui buchi di tensione, riporta il numero medio di buchi di tensione "severi" per utente in media tensione (clienti finali e produttori) nell'anno 2021, aventi origine nelle reti di distribuzione in media tensione e misurati da apparecchiature in servizio per almeno 350 giorni, resi disponibili dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione.

TAV. 2.80 Numero di buchi di tensione severi per utente in media tensione nel 2021 per regione e distributore^(A)

DISTRIBUTORE	REGIONE	NUMERO DI BUCHI SEVERI PER UTENTE ^(A) MT
AcegasApsAmga	Friuli-Venezia Giulia	0,00
AIR – Azienda Intercomunale Rotaliana	Trentino-Alto Adige	0,00
Amaie	Liguria	0,00
Dea	Marche	0,00
Reti Più	Lombardia	0,00
LD Reti	Lombardia	0,00
Odoardo Zecca	Abruzzo	0,00
Reti di Voghera	Lombardia	0,00
Secab Soc. Coop.	Friuli-Venezia Giulia	0,00
Megareti	Veneto	0,17
Deval	Valle d'Aosta	0,26
Ireti	Emilia-Romagna	0,31
Ireti	Piemonte	0,34
E-distribuzione	Emilia-Romagna	0,52
E-distribuzione	Lombardia	0,67
Set Distribuzione	Trentino-Alto Adige	0,71
Inrete Distribuzione Energia	Emilia-Romagna	0,78
Azienda Reti Elettriche	Trentino-Alto Adige	0,88
Azienda Servizi Di Bressanone	Trentino-Alto Adige	0,93
E-distribuzione	Piemonte	0,98

(segue)

DISTRIBUTORE	REGIONE	NUMERO DI BUCHI SEVERI PER UTENTE ^(A) MT
Edyna	Trentino-Alto Adige	0,98
Soc. Coop. Elettrica di distribuzione Campo Tures	Trentino-Alto Adige	1,00
E-distribuzione	Veneto	1,06
Unareti	Lombardia	1,19
Areti	Lazio	1,23
Servizi A Rete	Veneto	1,51
Assem	Marche	2,00
E-distribuzione	Liguria	2,12
E-distribuzione	Toscana	2,32
E-distribuzione	Friuli-Venezia Giulia	2,32
ASM Terni	Umbria	2,85
Assm	Marche	3,00
E-distribuzione	Sardegna	3,71
E-distribuzione	Umbria	3,82
E-distribuzione	Abruzzo	4,45
E-distribuzione	Marche	4,55
E-distribuzione	Molise	5,35
E-distribuzione	Calabria	5,40
E-distribuzione	Campania	6,68
E-distribuzione	Puglia	7,65
E-distribuzione	Lazio	8,23
E-distribuzione	Basilicata	18,26
E-distribuzione	Sicilia	23,63
Amet ^(B)	Puglia	N.A.
Asm Vercelli ^(C)	Piemonte	N.A.
E.U.M. Soc. Coop. Per L'energia e l'ambiente Moso ^(D)	Trentino-Alto Adige	N.A.
TOTALE	ITALIA	3,57

(A) Clienti finali e produttori.

(B) Dati non comunicati.

(C) Apparecchiature di misura non disponibili o dati rilevati non correttamente

(D) Giorni di funzionamento delle apparecchiature di misura ≤ 350 gg./anno.

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati del Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

Indennizzi per interruzioni di lunga durata

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per gli utenti in bassa e in media tensione (estesi dal 2012 anche ai produttori in bassa e in media tensione) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate (Tav. 2.81).

TAV. 2.81 Standard sulla durata massima delle interruzioni per utenti in bassa e in media tensione (in ore)

TIPO DI INTERRUZIONE E GRADO DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE	STANDARD PER CLIENTI BT	STANDARD PER CLIENTI MT
Interruzioni senza preavviso		
Alta concentrazione (comuni con più di 50.000 abitanti)	8	4
Media concentrazione (comuni con numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000)	8	4
Bassa concentrazione (comuni con meno di 5.000 abitanti)	12	6
Interruzioni con preavviso		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Fonte: ARERA.

La tavola 2.82 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa e media tensione con riferimento alle interruzioni occorse nel 2022 per il superamento di tali standard: circa 28 milioni di euro a poco più di 500.000 utenti in bassa tensione (in media circa 60 € per utente) e circa 4 milioni di euro a circa 5.200 utenti in media tensione (in media circa 750 € per utente).

TAV. 2.82 Indennizzi automatici erogati nel 2022 per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni (numero di utenti e milioni di euro)

GRADO DI CONCENTRAZIONE	UTENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	UTENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	105.621	5,4	469	0,6
Media	305.257	17,0	3.117	2,2
Bassa	91.022	6,1	1.550	1,0
TOTALE	501.900	28,5	5.136	3,8

Fonte: ARERA.

Per il 2022, circa 20 milioni di euro di indennizzi – rispetto ai 32 milioni di euro totali – sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso la CSEA, in quanto dovuti a interruzioni non di responsabilità delle imprese. Poco più di 12 milioni di euro di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici o di Terna per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità (Tav. 2.83).

TAV. 2.83 Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna (in milioni di euro)

ANNO	INDENNIZZI AGLI UTENTI PER SUPERAMENTO DELLA DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI	AMMONTARE RICHIESTO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI	QUOTA PARTE A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI E DI TERNA
2009	4,2	3,5	0,6
2010	15,5	13,2	2,3
2011	21,6	18,4	3,2
2012	92,9	89,3	3,7
2013	38,8	30,1	8,7
2014	21,7	18,2	3,5

(segue)

ANNO	INDENNIZZI AGLI UTENTI PER SUPERAMENTO DELLA DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI	AMMONTARE RICHIESTO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI	QUOTA PARTE A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTTRICI E DI TERNA
2015	111,2	103,5	7,7
2016	12,3	8,1	4,2
2017	81,7	74,5	7,2
2018	102,0	77,7	24,3
2019	61,1	44,5	16,6
2020	33,9	22,7	11,3
2021	23,6	13,9	9,7
2022	32,4	19,9	12,4

Fonte: ARERA.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Lo scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura è tutelare i clienti attraverso standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposte a reclami per l'attività di distribuzione e misura, ecc.). Gli standard di qualità commerciale, applicabili a tutti i distributori, esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni.

Le imprese distributrici comunicano annualmente all'Autorità i tempi medi effettivi delle prestazioni, i parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi), il numero e l'ammontare degli indennizzi automatici pagati agli utenti nel corso dell'anno (anche a seguito di prestazioni eseguite nell'anno precedente).

Il numero di prestazioni richieste dai clienti finali e produttori nel 2022 è in linea con quello degli anni precedenti, con l'eccezione del 2020, anno per il quale il numero delle prestazioni richieste era in diminuzione. Nel 2022 sono state richieste circa 4,3 milioni di prestazioni, come per il 2021, mentre nel periodo 2016-2019 sono state richieste in media circa 4,6 milioni di prestazioni.

Il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e il numero degli indennizzi corrisposti nel 2022 sono in deciso aumento rispetto ai casi registrati nel periodo 2016-2021; tale fenomeno è dovuto principalmente all'aumento delle richieste di connessione ricevute da parte dei produttori, che ne ha comportato una maggiore operatività, per il personale sia tecnico che commerciale, con il conseguente ritardo nell'esecuzione delle prestazioni di qualità commerciale richieste, aumento dei casi di mancato rispetto degli standard e aumento degli indennizzi automatici (Tav. 2.84).

Esaminando le singole prestazioni, per categoria di utenza (si vedano le tavole dalla 2.85 alla 2.90), si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2022 è inferiore al 3%:

- per i clienti in bassa tensione, per l'attivazione della fornitura, per la disattivazione della fornitura, per la riattivazione per morosità e per la fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente;
- per i clienti in media tensione, per la fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente e per la comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura;
- per i produttori in bassa tensione, per la comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura e per la sostituzione del gruppo di misura guasto;
- per i produttori in media tensione, per la comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura.

Per tutte le altre prestazioni, le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono superiori al 3%.

TAV. 2.84 *Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali tra clienti finali e produttori (ammontare pagato in milioni di euro)*

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO	AMMONTARE EFFETTIVAMENTE PAGATO NELL'ANNO
Carta dei servizi			
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
Regolazione della qualità commerciale			
2000 (II semestre)	7.902	4.771	0,22
2001	25.650	12.437	0,82
2002	61.881	52.229	3,11
2003	67.344	79.072	4,21
2004	57.424	48.305	3,41
2005	64.696	63.822	4,43
2006	73.868	73.714	4,07
2007	73.903	70.712	4,25
2008	30.359	28.873	2,36
2009	28.693	25.687	1,74
2010	14.499	13.005	1,00
2011	15.351	14.989	1,22
2012	15.168	14.633	1,29
2013	20.795	24.976	2,36
2014	15.765	19.523	1,97
2015	15.833	17.206	1,46
2016	27.905	18.986	1,70
2017	29.791	35.885	3,76
2018	32.389	31.690	2,79
2019	54.113	50.218	4,27
2020	31.389	36.270	4,41
2021	37.524	42.428	3,84
2022	62.520	67.515	6,56

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.85 Standard specifici di qualità commerciale per i clienti BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni ordinarie	15 giorni lavorativi	159.857	11,04	5,35%	9.641
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	10 giorni lavorativi	176.472	7,49	4,97%	10.284
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	69.551	37,78	11,02%	8.201
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.494.735	0,89	0,70%	12.080
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	835.308	0,87	0,61%	5.592
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	906.419	0,06	0,25%	2.552
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	264.618	-	2,00%	5.054
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4 ore	68.872	2,01	8,14%	3.242
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	14.378	9,85	3,82%	785
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	6.330	5,86	3,38%	277
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	4.867	14,04	3,29%	222
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1.314	101,46	31,83%	621

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.86 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per nuove connessioni permanenti ordinarie	15 giorni lavorativi	81.282	11,00	4,97%	4.317
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	10 giorni lavorativi	94.407	7,61	4,97%	5.609
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	38.949	39,88	12,82%	5.028

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.87 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee per i clienti non domestici BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni temporanee	10 giorni lavorativi	28.701	28.106	6,12	4,13%
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 40 kW e distanza massima di 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	5 giorni lavorativi	62.106	84.361	2,79	2,24%
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione oltre i 40 kW e/o distanza massima superiore a 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	10 giorni lavorativi	1.598	2.000	5,16	2,90%

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.88 Standard specifici di qualità commerciale per i clienti MT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT	30 giorni lavorativi	11.367	22,60	4,95%	553
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	20 giorni lavorativi	335	14,27	7,76%	35
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	1.678	30,19	8,23%	139
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.586	4,07	4,99%	147
Disattivazione della fornitura	7 giorni lavorativi	1.477	6,45	6,24%	168
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	619	0,72	6,31%	62
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	2.519	-	1,35%	31
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	344	10,21	2,92%	14
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	34	7,68	17,65%	5
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	56	17,04	10,71%	11
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	0	-	-	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.89 Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT per nuove connessioni permanenti ordinarie	30 giorni lavorativi	5.381	22,54	3,79%	211
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	20 giorni lavorativi	9	17,31	12,50%	1
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	923	29,26	8,35%	67

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.90 Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in BT nel 2022 allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	1.143	10,57	4,90%	88
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	496	5,41	2,62%	23
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	18	16,18	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	781	82,86	26,76%	298

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.91 Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in MT nel 2022 allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	140	12,97	12,86%	19
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	22	4,50	9,09%	8
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	2	18,00	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	0	-	-	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

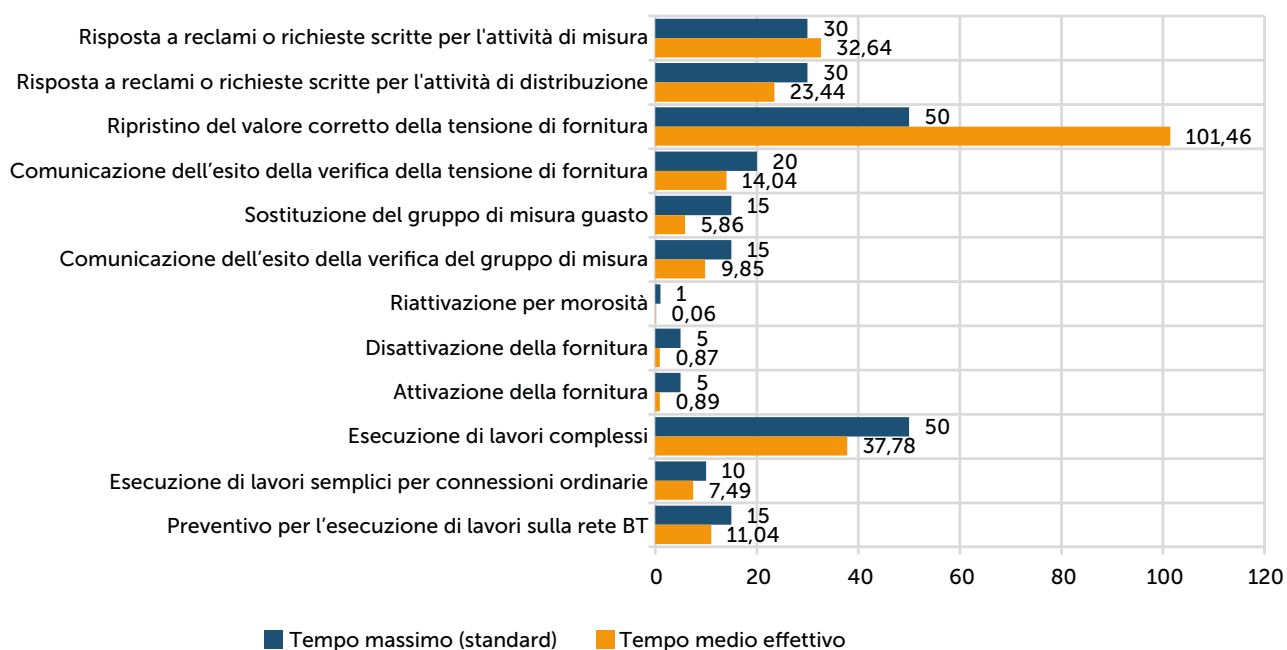
Per le risposte motivate a reclami scritti e le richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e misura non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per queste prestazioni sono stati fissati

standard generali di qualità che permettono di monitorare l'andamento della qualità commerciale e individuare tempestivamente eventuali profili di criticità.

Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2022 per categoria di utenza (si vedano le figure dalla 2.46 alla 2.52), si può osservare che il tempo medio effettivo è migliore del tempo massimo fissato dall'Autorità per ogni tipologia di prestazione e utenza, a esclusione:

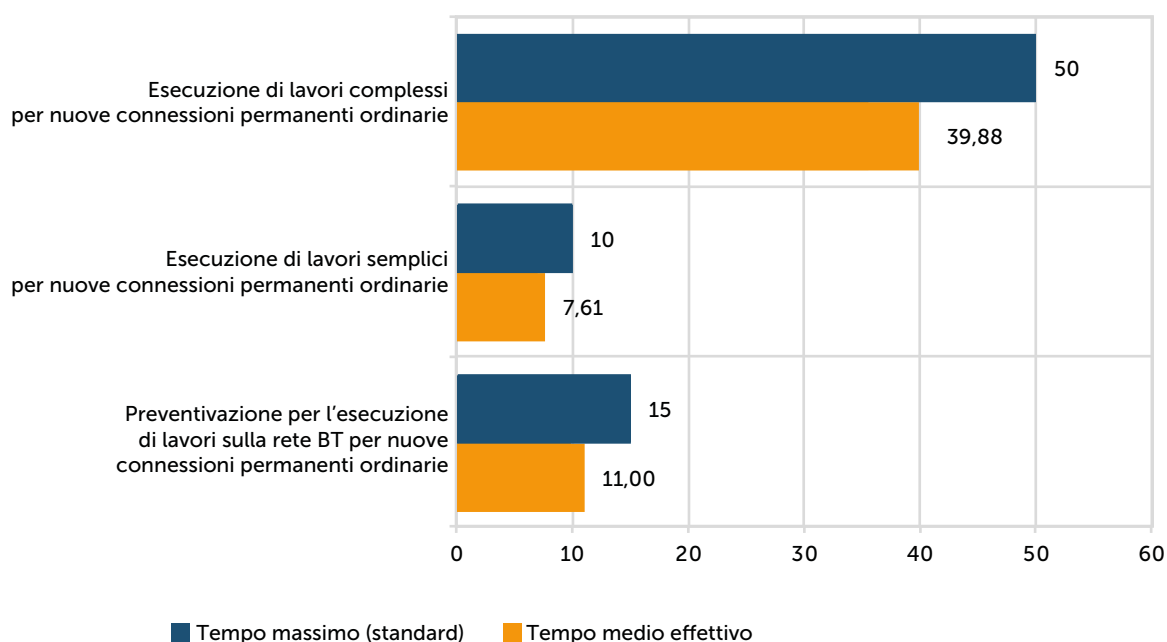
- per i clienti in bassa tensione, del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura e della risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di distribuzione e misura;
- per i produttori in bassa tensione, del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

FIG. 2.46 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in BT nel 2022 delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



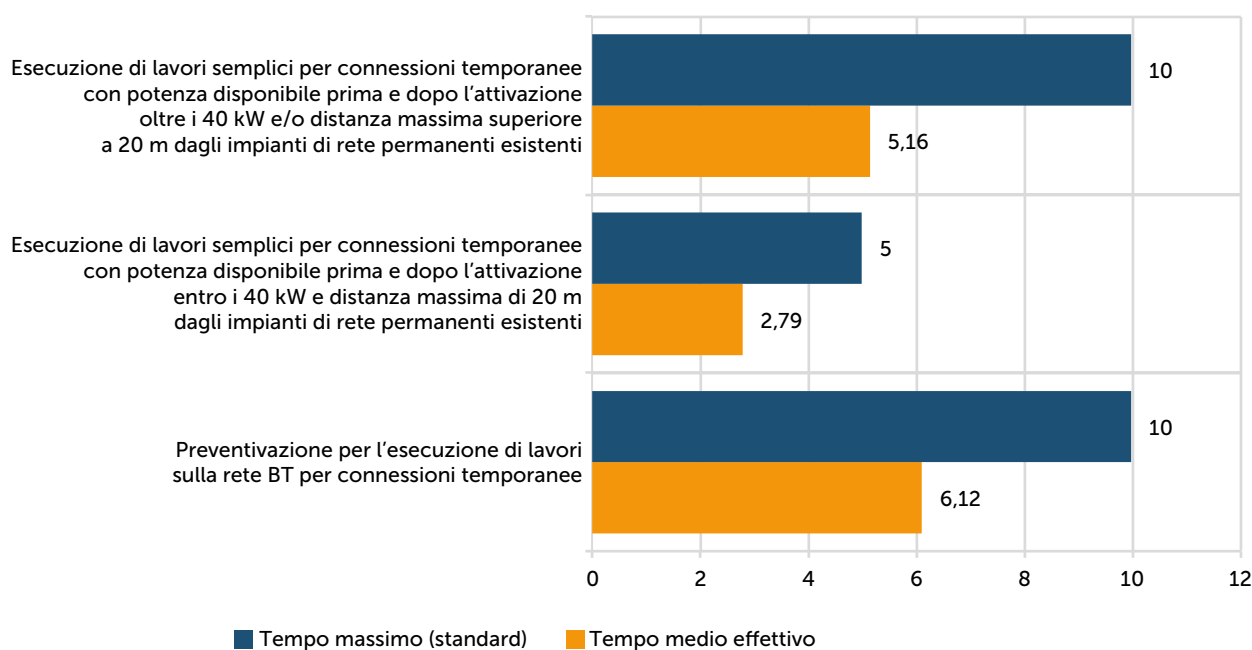
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.47 Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi nel 2022 per i clienti in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



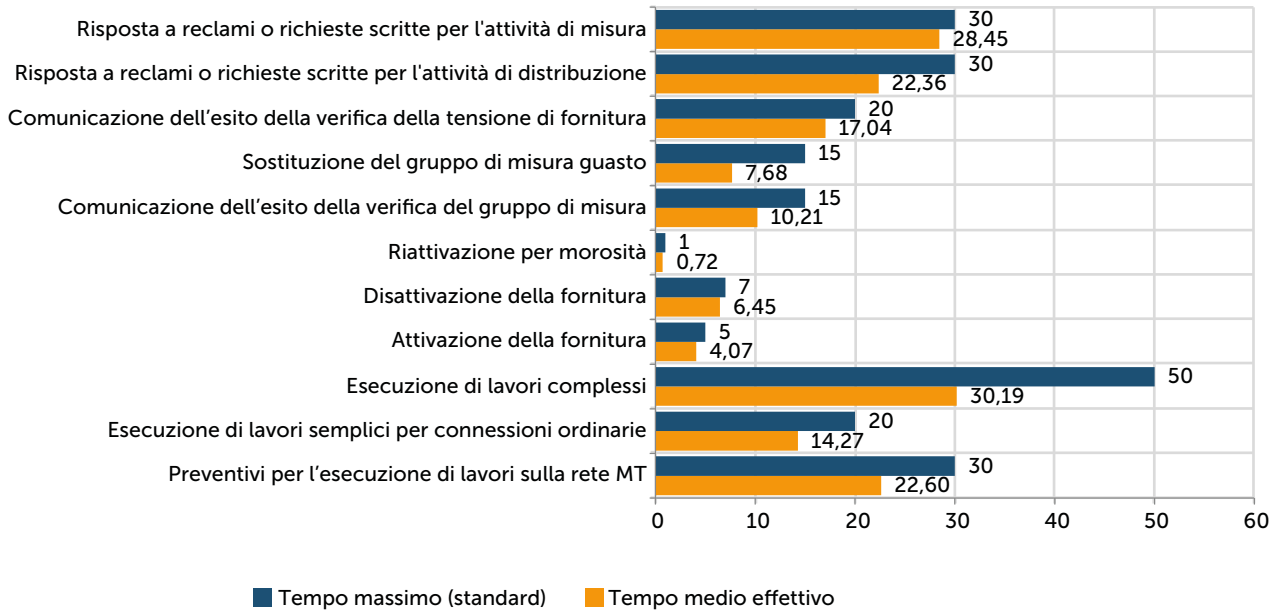
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.48 Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi nel 2022 per i clienti non domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



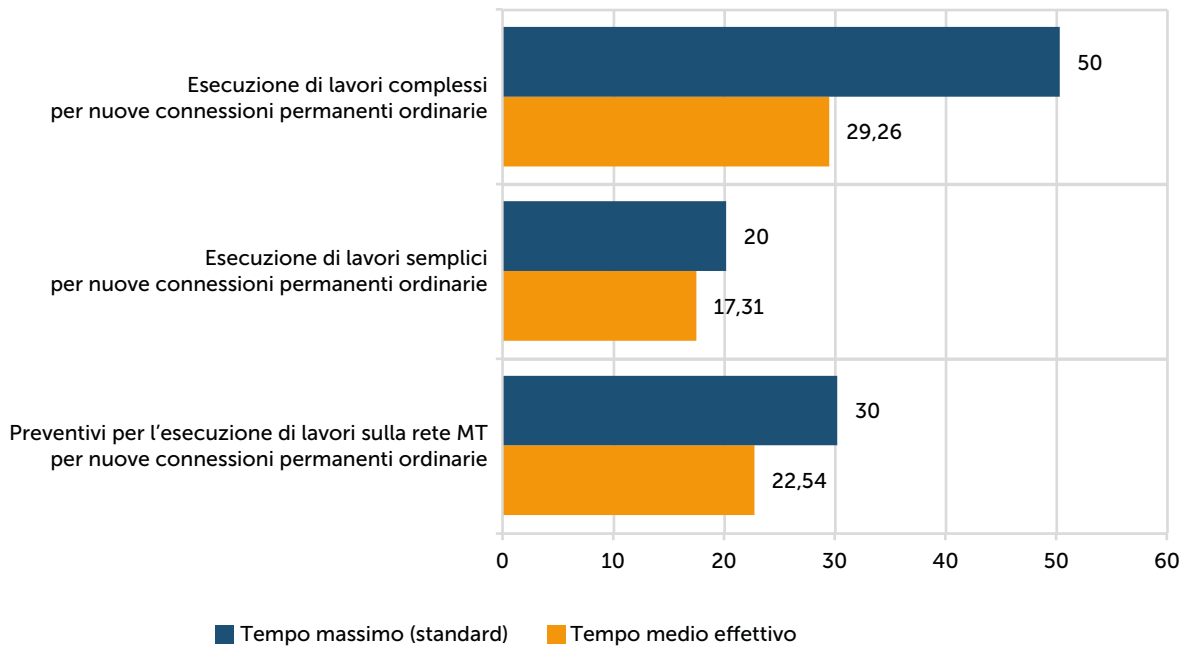
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.49 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per i clienti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



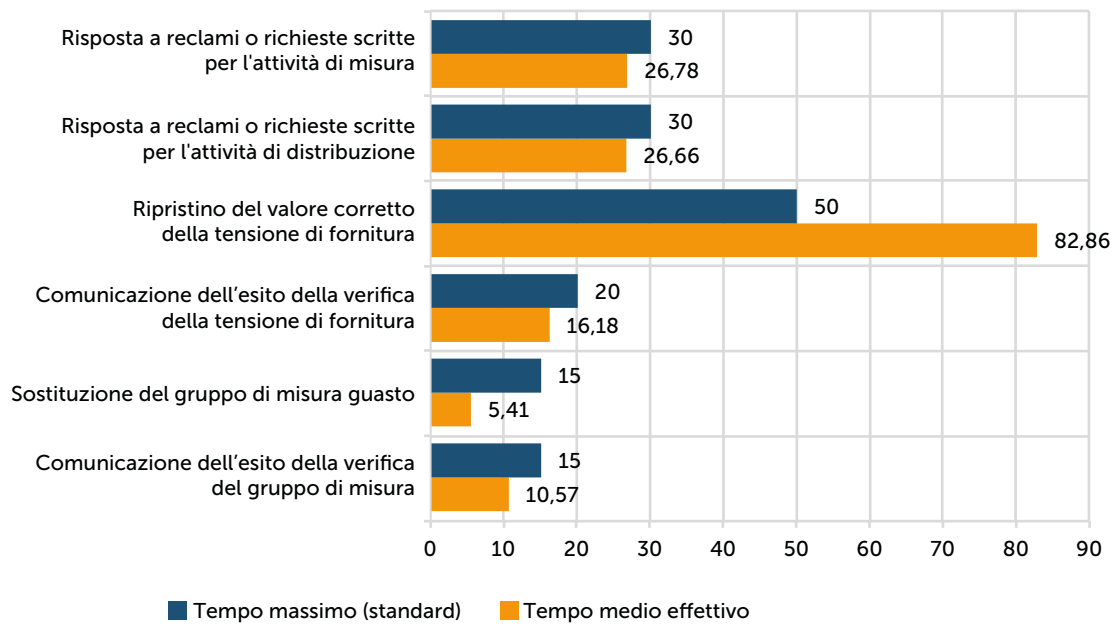
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.50 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



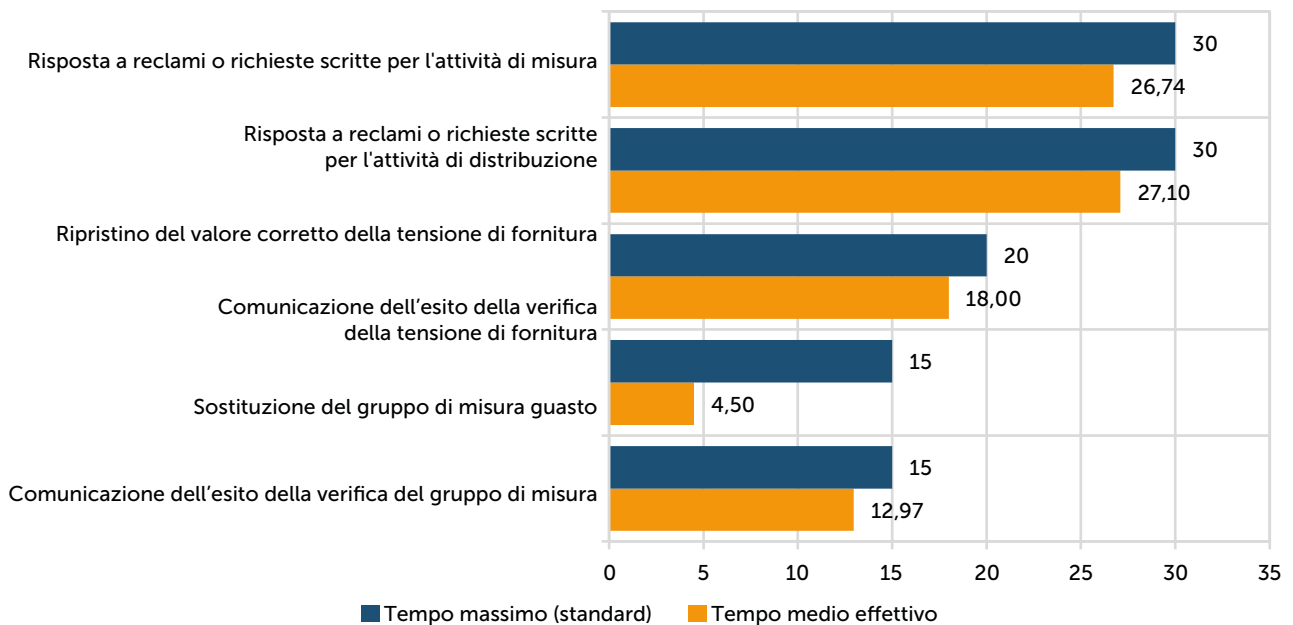
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.51 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.52 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2022 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica

Standard e indennizzi relativi alle risposte a reclami scritti, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione e richieste scritte di informazione

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQ-V)⁵⁷ disciplina obblighi minimi e indicatori di qualità commerciale a tutela dei clienti finali che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas sono tenute a rispettare. Gli indicatori sono di due tipologie: generali e specifici.

I reclami scritti, le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono sottoposti a standard minimi specifici sul tempo di effettuazione delle prestazioni, mentre le richieste di informazione scritte sono sottoposte a standard generali. Qualora il venditore non rispetti gli standard specifici di qualità commerciale, il cliente riceve automaticamente un indennizzo con la prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (pari a 25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo doppio dello standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard. L'indennizzo deve comunque essere erogato al cliente entro sei mesi da parte del venditore che ha ricevuto il reclamo scritto o la richiesta di rettifica di fatturazione o di doppia fatturazione.

L'indennizzo non è dovuto se nell'anno solare sia già stato pagato un indennizzo al cliente per mancato rispetto del medesimo standard di qualità e nel caso di reclami per i quali non sia possibile identificare il cliente perché il reclamo non contiene le informazioni minime necessarie. Il venditore, inoltre, non è obbligato a corrispondere l'indennizzo automatico quando il mancato rispetto degli standard specifici di qualità è riconducibile a cause di forza maggiore – intese come atti dell'autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità, scioperi indetti senza il preavviso previsto dalla legge, mancato ottenimento di atti autorizzativi – oppure quando è dovuto a cause imputabili al cliente o a terzi, ovvero danni o impedimenti provocati da terzi.

Per il 2022 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore dell'energia elettrica 539 imprese, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 32,8 milioni di clienti elettrici. I tempi medi di esecuzione delle prestazioni commerciali (risposta ai reclami, risposta alle richieste di informazioni, esecuzione delle rettifiche di fatturazione), dichiarati dai venditori per il 2022, risultano inferiori ai rispettivi standard fissati, mentre per le rettifiche di doppia fatturazione, contenute comunque in qualche centinaio di prestazioni, i tempi effettivi risultano leggermente superiori agli standard (Tav. 2.92).

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto un totale di 337.863 reclami scritti, in aumento rispetto all'anno precedente (16,9%); il 69,62% dei reclami è stato inoltrato da clienti domestici, il 22% da clienti non domestici, il 7,3% da clienti multisito e l'1,08% da clienti in media tensione; il 69,94% dei reclami proviene da clienti del mercato libero, il 22,76% da clienti del mercato tutelato (Tav. 2.93).

⁵⁷ Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

TAV. 2.92 Prestazioni del servizio di vendita nel settore elettrico e tempi medi effettivi nel 2022 (in giorni solari e valori percentuali)

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	18,84
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	19,22
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	22,26
Risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	8,4

(A) 90 giorni in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.93 Numero di reclami nel settore elettrico per tipologia di cliente

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	57.748	64.097
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	17.901	12.796
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	135.652	171.124
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	53.518	61.524
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	2.942	3.667
Clienti multisito	21.264	24.655
TOTALE	289.035	337.863

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Le richieste di informazione ricevute dalle imprese (Tav. 2.94) ammontano a 313.144, in aumento del 37,2% rispetto all'anno precedente. La maggioranza delle richieste (75,6%) proviene da clienti domestici, il 16,5% da clienti non domestici. Il 77,6% delle richieste di informazioni proviene da clienti del mercato libero e, in particolare, dai clienti domestici (62%), mentre i clienti del mercato tutelato rappresentano una quota pari al 15,1%. I clienti multisito contribuiscono al totale delle richieste di informazioni per il 7,3%.

TAV. 2.94 Numero di richieste di informazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	26.840	42.436
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	3.955	4.952
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	144.549	194.281
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	34.188	46.681
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	2.127	2.015
Clienti multisito	16.512	22.779
TOTALE	228.171	313.144

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.95 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	351	223
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	30	47
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	4.149	6.231
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	2.244	2.641
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	128	165
Clienti multisito	959	1260
TOTALE	7.862	10.567

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione (Tav. 2.95) sono risultate complessivamente 10.567, in aumento del 34,4% rispetto all'anno precedente. Le rettifiche, che fanno seguito a reclami scritti su fatture già pagate di cui si contesta il contenuto, hanno riguardato prevalentemente il segmento dei clienti domestici nel mercato libero (59%), seguiti dai clienti non domestici del mercato libero (25%). Una quota pari all'11,9% delle rettifiche ha interessato i clienti multisito e il 2,1% il segmento dei clienti domestici in tutela. Infine, l'1,6% delle rettifiche ha interessato i clienti in media tensione e solo lo 0,4% i clienti non domestici in tutela.

Nel 2022 le rettifiche di doppia fatturazione determinate da errori nelle procedure di *switching* (per lo stesso periodo di consumo, il cliente finale riceve una fattura sia dal venditore uscente che dal venditore entrante) sono risultate 713, in diminuzione rispetto all'anno precedente del 17%. Le rettifiche hanno interessato, nel 71,8% dei casi, i clienti domestici e non domestici del mercato libero (rispettivamente il 54% e il 17,8%); i clienti multisito hanno totalizzato il 17,1%. Infine, la quota delle rettifiche di fatturazione dei clienti domestici in tutela è risultata dell'8,7%, mentre quella dei clienti non domestici in tutela è stata pari all'1,5% (Tav. 2.96).

TAV. 2.96 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	24	62
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	9	11
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	502	385
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	205	127
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	4	6
Clienti multisito	115	122
TOTALE	859	713

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Per quanto riguarda le ragioni di mancato rispetto delle prestazioni soggette a standard, i dati comunicati dagli operatori mettono in evidenza come nel 97,2% dei casi il mancato rispetto sia da attribuire a cause dipendenti dalla responsabilità dell'impresa, mentre nel 2,6% a cause di terzi (cliente, altri soggetti) e nello 0,2% a cause di forza maggiore.

Considerando, invece, il numero di indennizzi automatici erogati per mancato rispetto degli standard specifici da parte dei venditori elettrici (Tav. 2.97), si osserva che il 96,86% è connesso al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti, il 2,46% alle rettifiche di fatturazione e solo lo 0,68% alle rettifiche di doppia fatturazione. Il 72,54% è stato maturato dai clienti domestici e non domestici del mercato libero, il 18,10% dai clienti del mercato tutelato, il 7,93% dai clienti multisito e l'1,44% dai clienti in media tensione.

TAV. 2.97 Numero di indennizzi da erogare nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2022

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	3.890	18	33	3.941
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	1.011	5	2	1.018
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	13.633	412	100	14.145
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	5.555	140	34	5.729
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	385	6	3	394
Clienti multi-sito	2.065	92	15	2.172
TOTALE	26.539	673	187	27.399

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

In termini di importi corrisposti ai clienti, nel 2022, per indennizzi per le prestazioni di qualità commerciale, sono stati erogati in bolletta ai clienti elettrici indennizzi automatici per circa 1,1 milioni di euro. I clienti domestici e non domestici del mercato libero risultano essere i destinatari del 73,77% del totale degli indennizzi corrisposti, i clienti domestici e non domestici del mercato tutelato hanno beneficiato del 16,69%, mentre i clienti multisito e i clienti in media tensione sono stati destinatari, rispettivamente, dell'8,13% e dell'1,43% degli indennizzi (Tav. 2.98).

Per quanto concerne, invece, gli argomenti dei reclami di diretta responsabilità dei venditori che i clienti hanno inoltrato alle aziende, per il 36,6% dei casi hanno riguardato la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; per il 17,8%, argomenti relativi al mercato, quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate; per il 16,1% le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi relativi). L'8,4% dei reclami ha avuto come oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione, il 7,1% le connessioni, lavori e qualità tecnica, il 6,8% la misura, il 2,5% la qualità commerciale, l'1% il bonus sociale, il 3,6% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti. Lo 0,1% dei reclami ha riguardato richieste non rientranti negli argomenti di competenza dei venditori.

TAV. 2.98 Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2022 (in euro)

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	140.000	575	1.300	141.875
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	41.050	150	100	41.300
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	563.055	15.672	5.830	584.557
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	218.660	4.875	1400	224.935
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	15.175	170	150	15.495
Clienti multi-sito	85.225	3.325	625	89.175
TOTALE	1.063.165	24.767	9.405	1.097.337

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Infine, per quanto riguarda i temi oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti hanno inoltrato alle aziende, per il 42,4% dei casi hanno riguardato la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; per il 18,5% le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi relativi); per il 10,4%, argomenti relativi al mercato, quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate. Il 5,4% delle richieste di informazioni ha avuto come oggetto problematiche relative alle connessioni, ai lavori e alla qualità tecnica, il 4,3% il bonus sociale, il 4% la morosità e la sospensione, l'1,6% la qualità commerciale, l'1,1% la misura, l'11,7% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti. Lo 0,6% delle richieste di informazioni ha riguardato richieste non rientranti negli argomenti di competenza dei venditori.

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita dell'energia elettrica e del gas naturale

La regolazione della qualità commerciale dei servizi telefonici, analoga per il settore elettrico e per il settore gas, ha lo scopo di tutelare i clienti tramite la fissazione di indicatori e standard generali obbligatori, che tutti i venditori devono rispettare, per garantire l'accessibilità al servizio telefonico, ridurre il fenomeno delle linee occupate e limitare attese troppo elevate per parlare con un operatore, assicurando un determinato livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine con un colloquio con un operatore).

Tra gli obblighi minimi che le aziende devono garantire per il servizio telefonico commerciale vi sono:

- la semplicità del risponditore automatico nell'albero fonico, tale da permettere di parlare con un operatore dopo non più di due scelte (tre, se sono presenti più servizi);
- l'orario di disponibilità del servizio con un operatore per almeno 35 ore alla settimana;

- la disponibilità di almeno un "numero verde"⁵⁸ da rete fissa per operatore;
- la pubblicazione su internet e sulle fatture del numero telefonico del *call center*, degli orari e del tipo di chiamate abilitate.

La tavola 2.99 riporta gli indicatori e gli standard di qualità attualmente in vigore che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

Il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici risulta più incisivo sulle aziende di maggiori dimensioni (con più di 50.000 clienti), che, oltre a dovere documentare il rispetto degli obblighi di servizio e degli standard generali, sono coinvolte ogni anno in un'indagine di soddisfazione di *call back* rivolta ai clienti che hanno effettivamente usufruito del servizio telefonico (per maggiori dettagli sull'indagine di qualità dei *call center* si veda il paragrafo "Servizi di contatto delle aziende di vendita di energia elettrica e di gas" nel Volume 2 della presente *Relazione Annuale*). Per i venditori con meno di 10.000 clienti e con almeno l'85% dei clienti serviti in tre comuni limitrofi (ai sensi dell'art. 2, comma 2.4, del TIQV) è prevista, invece, una disciplina semplificata, considerato che in questi casi il cliente entra in contatto diretto con il venditore tramite gli sportelli presenti sul territorio.

TAV. 2.99 Standard generali di qualità dei call center

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del <i>call center</i> con presenza di operatori.	AS ≥ 95%
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo, espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o di conclusione della chiamata in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	TMA ≤ 180 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine e il numero di chiamate che arrivano ai <i>call center</i> chiedendo di parlare con un operatore.	LS ≥ 85%

Fonte: ARERA.

Nel 2022 le aziende tenute alla comunicazione dei dati di qualità dei servizi telefonici hanno dichiarato, nel complesso, di servire poco più di 52 milioni di clienti, di cui più di 32,2 milioni elettrici (69,2% sul mercato libero) e 19,3 milioni gas (68,5% sul mercato libero).

Il numero complessivo di chiamate telefoniche ricevute dalle imprese (riferito sia ai clienti elettrici sia ai clienti gas, essendo la regolazione comune ai due settori) ha superato i 49 milioni. Il rapporto medio tra numero di chiamate ricevute e numero di clienti a livello di sistema risulta leggermente diminuito rispetto all'anno precedente (0,94 chiamate per cliente, contro lo 0,95). Va comunque specificato che il dato riferito alle chiamate per cliente (ottenuto suddividendo il numero di chiamate complessive per il numero totale di clienti) è solamente indicativo, poiché i *call center* svolgono una serie di funzioni che spaziano dalla richiesta di informazioni all'assistenza in caso di problemi anche per servizi aggiuntivi rispetto alla sola fornitura di energia elettrica e gas (o estranei ai servizi considerati in questa sede, nel caso delle aziende *multiutility*).

58 Il numero verde è un servizio telefonico che permette al cliente di effettuare chiamate addebitandone il costo interamente all'azienda che lo mette a disposizione.

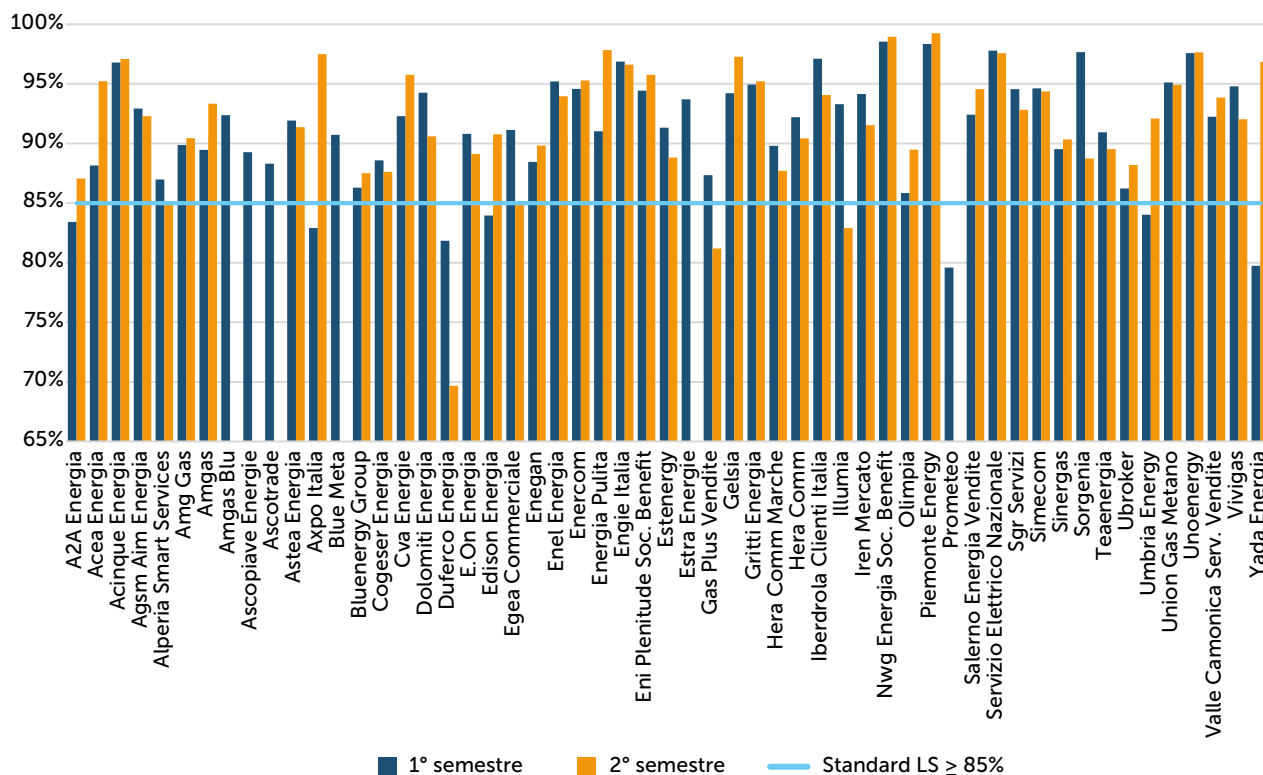
Il ricorso al servizio telefonico da parte dei clienti, contrattualizzati o da contrattualizzare, avviene per molteplici motivi e per informazioni inerenti al contratto di fornitura in essere; sempre più fornitori mettono a disposizione anche canali alternativi per la gestione del contratto (area web, applicazioni per smartphone, ecc.).

Dei 155 numeri telefonici commerciali messi a disposizione dei clienti nel secondo semestre 2022, la maggioranza (64,52%) risulta operativa dal lunedì al sabato. Sono 44 quelli risultati operativi dal lunedì al venerdì (rispetto ai 47 del secondo semestre 2021), 100 quelli operativi dal lunedì al sabato (rispetto agli 83 del secondo semestre del 2021) e 11 quelli operativi dal lunedì alla domenica (rispetto ai 20 del secondo semestre 2021).

I numeri verdi risultano essere la maggioranza (78,7%) e sono offerti dagli operatori congiuntamente ad altri numeri di telefono, ma con almeno un numero verde per le chiamate da rete fissa.

Per quanto riguarda i livelli di servizio (ovvero le chiamate effettuate per parlare con un operatore andate a buon fine), la quasi totalità delle imprese si è attestata su livelli di servizio superiori allo standard generale minimo in entrambi i semestri (Fig. 2.53); le eccezioni potrebbero essere state causate dal massiccio ricorso dei clienti finali, soprattutto nel secondo semestre 2022, ai *call center* aziendali delle imprese interessate per richieste di informazioni sui contratti e i prezzi e per pratiche commerciali, in un contesto di crisi energetica. La gran parte dei clienti è riuscita a parlare con un operatore senza dovere richiamare e con tempi medi di attesa inferiori ai 180 secondi fissati dallo standard generale (Fig. 2.54).

FIG. 2.53 Livello di servizio dei call center dei venditori di energia elettrica e gas nel 2022^(A)

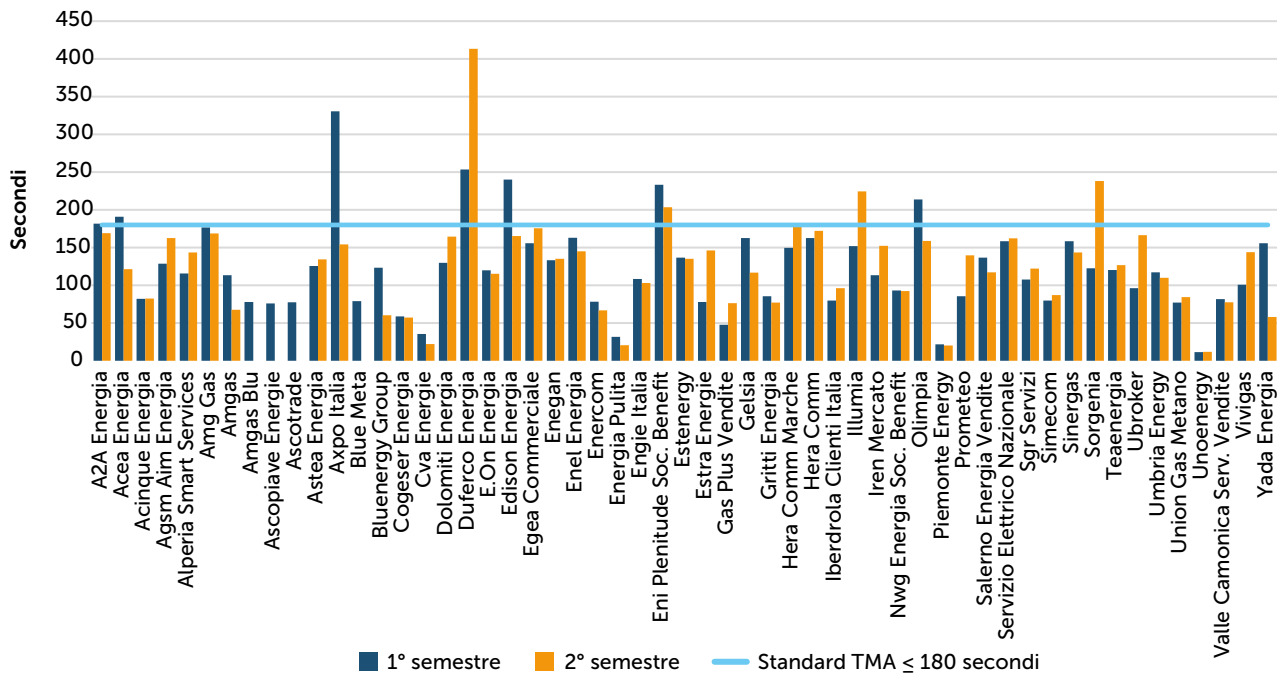


(A) Venditori con obbligo di trasmissione dei dati ai sensi del TIQV.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Anche per quanto riguarda il tempo medio di attesa per parlare con un operatore (TMA), la maggioranza dei clienti è riuscita a parlare con un operatore con tempi inferiori ai 180 secondi previsti dallo standard generale, avendo atteso mediamente 125 secondi (Fig. 2.54). Nel secondo semestre 2022 per alcune aziende sono stati riscontrati tempi di attesa più lunghi rispetto agli standard previsti; anche in questo caso, il fenomeno è correlato all'aumento delle richieste di informazione e chiarimenti sull'aumento dei prezzi e dalle pratiche generate, che ha determinato un impatto maggiore sugli operatori dei *call center* delle imprese.

FIG. 2.54 Tempo medio di attesa nei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas nel 2022^(A)



(A) Venditori con obbligo di trasmissione dei dati ai sensi del TIQV.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

I risultati del monitoraggio della qualità dei servizi telefonici confermano, comunque, anche in un periodo caratterizzato dalle difficoltà del mercato al dettaglio dell'energia, un livello dei servizi dei *call center* degli operatori di maggiori dimensioni tale da garantire una buona assistenza al cliente.



CAPITOLO

3



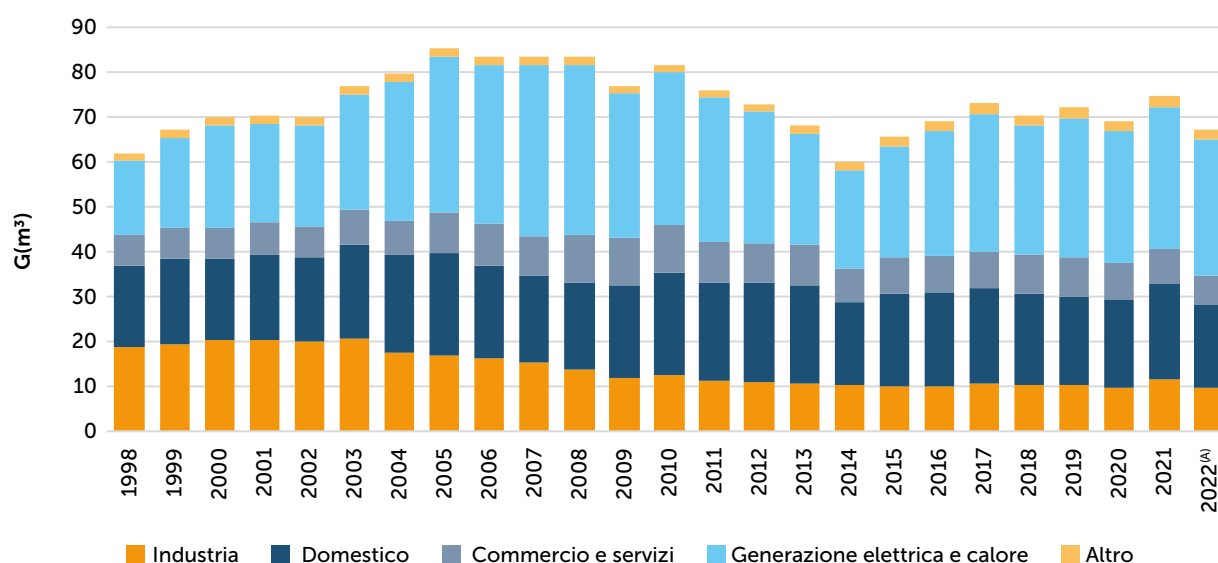
**STRUTTURA, PREZZI
E QUALITÀ
NEL SETTORE GAS**

Domanda e offerta di gas naturale

In base ai dati preconsuntivi diffusi nell'ambito del Bilancio energetico nazionale dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2022 il consumo netto di gas naturale è diminuito di 7,5 G(m³), attestandosi a 67,3 G(m³) dai 74,7 G(m³) del 2021 (Fig. 3.1). In termini percentuali, i consumi hanno registrato un calo del 10% nonostante la robusta crescita del PIL (3,7%), principalmente a causa degli eccezionali rincari dei prezzi internazionali della materia prima che hanno ridotto la domanda industriale e dell'andamento climatico che ha favorito il calo della richiesta di gas per l'uso di riscaldamento.

Tenuto conto delle difficoltà di importazione di gas russo scaturite dal conflitto ucraino, nel corso dell'anno il Governo ha messo a punto delle misure tese, tra l'altro, al contenimento dei consumi di gas, oltre che alla diversificazione delle fonti di importazione e alla massimizzazione del riempimento degli stoccaggi per ragioni di sicurezza energetica. Le misure governative, più precisamente, hanno agito sul lato dell'offerta con gli obiettivi di favorire il riempimento degli stoccaggi, diversificare rapidamente la provenienza del gas importato per sostituire quello russo e accrescere la sicurezza delle forniture, massimizzando l'utilizzo delle infrastrutture. Sul lato della domanda, invece, è stato implementato un Piano nazionale di contenimento dei consumi, in linea con le indicazioni della Commissione europea.

FIG. 3.1 Consumi di gas naturale per settore



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Bilancio energetico nazionale, anni vari.

A seguito dell'insieme di questi fattori, i consumi del settore industriale sono diminuiti di quasi 2 G(m³) (-15,5%) e quelli della generazione termoelettrica di 1,3 G(m³) (-4,1%). Anche i consumi del commercio e servizi hanno registrato una variazione molto negativa (-15%), scendendo al livello minimo degli ultimi vent'anni (6,6 G(m³)). Un netto calo si è avuto anche nei consumi di gas legati ai trasporti, che sono diminuiti del 18%. Il manifestarsi di temperature invernali tra le più elevate degli ultimi anni ha depresso anche i consumi del settore residenziale, che sono diminuiti di quasi 3 G(m³) (-13,5%).

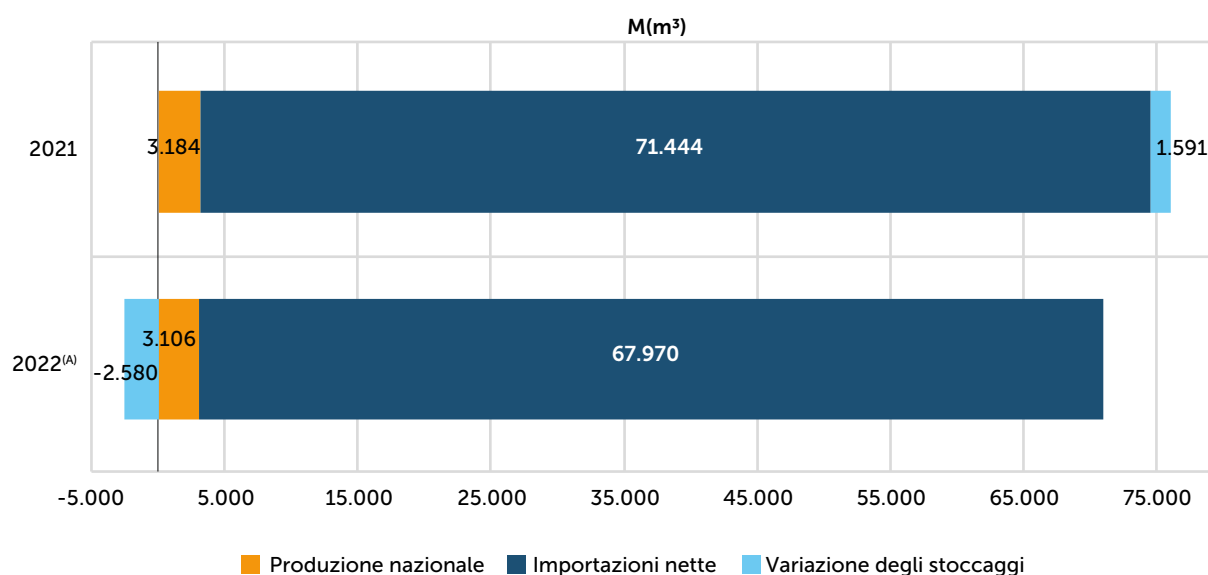
Il calo della produzione nazionale è risultato più contenuto (-2,5%), sebbene anche nel 2022 si sia toccato un nuovo minimo storico (3,1 G(m³)).

Le importazioni nette hanno evidenziato un decremento del 4,9% sfiorando i 68 G(m³), un valore di quasi 3,5 G(m³) inferiore a quello del 2021. Le importazioni nette sono diminuite non tanto per la riduzione delle importazioni lorde, che sono diminuite di circa 400 M(m³), quanto per il notevole incremento delle esportazioni che sono passate da 1,5 a 4,6 G(m³). Alla crescita dei volumi di gas esportato hanno probabilmente contribuito la ridotta disponibilità di energia elettrica prodotta dagli impianti nucleari francesi, la siccità e quindi il calo della produzione idroelettrica, in particolare nel sud dell'Europa.

Grazie alle misure governative intraprese per assicurare un elevato livello di riempimento degli stoccaggi, i volumi immagazzinati a fine anno sono risultati di circa 2,6 G(m³) superiori ai quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il consumo interno lordo nel 2022 è risultato pari a 68,5 G(m³), un valore del 10,1% inferiore a quello del 2021. Di conseguenza, il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è tornato a crescere; il 99% del gas disponibile in Italia proviene dall'estero.

Per effetto di questi movimenti i consumi netti di gas nel 2022 (Fig. 3.2) sono valutabili in 68,2 G(m³), 10,3 punti percentuali al di sotto di quelli del 2021.

FIG. 3.2 Disponibilità di gas negli ultimi due anni



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Come sempre, il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è stato redatto riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'Indagine annuale sui settori energetici in base al gruppo di appartenenza dichiarato nell'Anagrafica operatori¹. Nel caso in cui un'impresa abbia dichiarato di non appartenere ad alcun gruppo societario, è

1 Ai sensi della delibera 15 marzo 2022, 102/2022/R/com, che reca in allegato il Testo integrato anagrafica operatori (TIAO), nella quale sono stati riordinati tutti gli obblighi informativi di natura anagrafica a carico degli operatori dei settori di competenza dell'Autorità. Il TIAO ha quindi abrogato la delibera 23 giugno 2008, 35/08 – GOP, che aveva inizialmente istituito l'Anagrafica operatori dell'Autorità.

stata considerata come gruppo a sé. I gruppi vengono attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi, che è dato dalla somma dei quantitativi relativi agli autoconsumi, alle vendite nel mercato all'ingrosso e a quelle realizzate nel mercato al dettaglio, comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. Le elaborazioni dei dati raccolti devono intendersi come provvisorie.

TAV. 3.1 Bilancio del gas naturale 2022 (in G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	GRUPPO ENI	10-40 G(m ³)	2-10 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	TOTALE
NUMERO DI GRUPPI	1	6	17	13	47	441	525
Produzione nazionale netta	2,2	0,6	-	0,1	0,3	0,1	3,3
Importazioni nette ^(A)	27,5	21,2	16,4	-0,3	-0,2	-0,2	64,4
Variazioni scorte							
Stoccaggi al 31 dicembre 2021	1,1	2,5	2,3	0,7	0,6	0,1	7,3
Stoccaggi al 31 dicembre 2022	1,3	2,7	1,7	0,4	0,3	0,0	6,5
Acquisti sul territorio nazionale	19,0	101,0	54,4	16,4	12,7	4,2	207,7
– di cui da Eni	14,8	9,0	3,5	1,2	0,9	0,2	29,7
– di cui da altri operatori	4,2	92,0	50,9	15,3	11,7	3,9	177,9
Acquisti in Borsa	0,7	2,3	3,8	1,6	2,1	0,3	10,8
Cessioni ad altri operatori nazionali	31,0	89,0	60,8	13,8	6,8	1,1	202,5
– di cui vendite al PSV	23,7	65,9	59,2	10,7	5,3	0,5	165,2
Vendite in Borsa	3,2	3,0	4,0	1,8	1,6	0,2	13,8
Trasferimenti netti	-1,8	-2,7	-0,4	0,0	-0,2	-0,1	-5,3
Consumi e perdite ^(B)	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,3
Autoconsumi	5,1	7,2	1,4	0,0	0,3	0,1	14,1
Vendite finali	8,1	22,9	8,8	2,5	6,3	3,0	51,6
– di cui a clienti finali collegati	0,6	3,2	5,0	0,5	0,4	0,0	9,8
Al mercato libero	6,5	20,6	8,6	2,3	5,8	2,7	46,4
Al mercato tutelato	1,6	1,6	0,2	0,2	0,6	0,3	4,5
Forniture di ultima istanza e default		0,7					0,7
Vendite finali per settore ^(C)	8,1	22,2	8,8	2,5	6,3	3,0	50,9
Domestico	3,1	5,4	0,7	0,7	2,0	1,3	13,2
Condominio uso domestico	0,2	0,4	0,2	0,1	0,7	0,5	2,1
Commercio e servizi	1,0	2,7	0,8	0,7	1,1	0,7	6,9
Industria	3,1	7,6	2,1	0,4	2,0	0,4	15,7
Generazione elettrica	0,6	5,9	5,0	0,5	0,4	0,1	12,5
Attività di servizio pubblico	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,6

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite totali (fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi quelli in Borsa).

(C) Non sono incluse le vendite per forniture di ultima istanza e default in quanto non disponibili per settore di consumo.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Eni si conferma anche nel 2022 il gruppo principale sul mercato, seppure con impieghi in diminuzione del 28%. I suoi principali concorrenti, riuniti nella classe con impieghi, cioè vendite più autoconsumi, compresi tra 10 e 40 G(m³), sono Engie, Edison, Enel, Royal Dutch Shell, A2A e Hera; tale classe vede dunque ridursi il numero di componenti con l'uscita, rispetto al 2021, dei gruppi Alpiq e Duferco passati alla classe con impieghi più bassi compresi tra 2 e 10 G(m³).

I sei gruppi societari appartenenti alla classe più significativa hanno impieghi che oscillano dai poco più di 37,4 G(m³) di Engie ai 10,4 G(m³) di Hera. In questa classe i volumi venduti e autoconsumati sono risultati in significativa diminuzione rispetto al 2021 per i gruppi Engie ed Enel, mentre per i gruppi Royal Dutch Shell e A2A si è registrato un aumento di qualche punto percentuale rispetto all'anno precedente.

Nella classe con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³), che include 17 gruppi societari, gli impieghi vanno dai poco più di 9 G(m³) del maggiore gruppo (Axpo) ai 2,5 G(m³) di quello con gli impieghi più bassi (Uniper).

La classe successiva, con impieghi tra 1 e 2 G(m³), comprende 13 gruppi (nel 2021 erano 10) che mediamente vendono e autoconsumano 1,4 G(m³), mentre è 47 (tre in meno rispetto al 2021) il numero dei gruppi societari che appartengono alla classe con impieghi compresi tra 0,1 e 1 G(m³); infine, nell'ultima classe ricadono 441 gruppi societari (erano 385 nel 2021) con volumi medi di appena 9,8 M(m³); in questa classe le vendite e/o gli autoconsumi passano da circa 97 M(m³) del più grande a poche centinaia di m³ dei più piccoli.

È opportuno precisare che da un anno all'altro i soggetti partecipanti alla rilevazione da cui sono tratti i dati non sono necessariamente gli stessi e ciò contribuisce a determinare una connotazione delle classi che può risultare diversa di anno in anno. A questo si deve aggiungere il fatto che, come già rilevato negli ultimi anni, i soggetti che esercitano l'attività di vendita all'ingrosso e/o al dettaglio sono piuttosto dinamici anche in termini di appartenenza a un gruppo societario piuttosto che a un altro.

Per quello che riguarda la produzione di gas, la situazione è rimasta praticamente immutata rispetto al passato; quasi tutto il gas prodotto in Italia (compresa la produzione di biometano) risulta, infatti, nella disponibilità del gruppo Eni, fatta eccezione per Royal Dutch Shell, Edison, Energean e per alcuni altri piccoli soggetti.

Le importazioni costituiscono, come sempre, una prerogativa dei gruppi industriali di più grande dimensione. Nel 2022 questi ultimi hanno importato oltre 48,6 G(m³), come risultato di importazioni lorde pari a 50,5 G(m³) ed esportazioni pari a 1,8 G(m³). Per tutti gli altri, la fonte più rilevante nell'approvvigionamento di gas è invece quella degli acquisti sul territorio nazionale. Ciò vale specialmente per i gruppi della classe più piccola, per i quali gli acquisti da altri rivenditori contano fino al 94% del gas complessivamente disponibile; in questa classe, tuttavia, la quota di gas acquistato direttamente da Eni è scesa ulteriormente al 5,7%, rispetto al 6% del 2021, così come la quota di gas acquistata da Eni da parte dei suoi maggiori *competitor* è passata dall'8,3% del 2021 al 7,2% del 2022.

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, sono in riduzione rispetto al 2021, ma rappresentano ancora quasi il 77% dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati; la quota di vendite all'ingrosso raggiunge l'86,5% nel caso dei gruppi che ricadono nella classe con vendite tra 2 e 10 G(m³), mentre è molto più contenuta per i gruppi appartenenti all'ultima classe, dove risulta del 29,4%, in significativo aumento rispetto al 18% osservato nel 2021. In questa stessa classe, inoltre, si rileva anche la quota più contenuta di gas ceduto al Punto di scambio virtuale (PSV), che è pari al 36%, mentre a livello nazionale la copertura è di poco superiore al 76% delle vendite all'ingrosso.

Mediamente la quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi nel 2022 è pari al 5% e, se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come la quota di gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo arrivi all'8,5% (in aumento rispetto ai precedenti due anni). Eni destina il 12% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre per le due classi con impieghi maggiori si registrano quote di circa l'8,5%.

Le vendite al mercato finale, nell'ambito delle quali 0,7 G(m³) sono stati destinati alle forniture di ultima istanza e di *default*, hanno rappresentato nel 2022 circa il 18% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m³), tuttavia, questa quota è molto più alta, pari a circa il 69%. La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2022 l'8,7% delle vendite complessive al mercato finale (ancora in diminuzione rispetto al 2021); per Eni la quota di gas destinata ai clienti serviti su questo mercato è stata pari al 19,4%, mentre per le altre classi questa quota oscilla dal 2,5% della classe con impieghi tra 2 e 10 G(m³) e il 9,2% G(m³) della classe con impieghi inferiori a 0,1 G(m³).

La quota maggiore di vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi), che è dell'85,3%, si registra, come tutti gli anni, nella classe dei gruppi di più piccola dimensione, mentre i gruppi maggiori, per contro, servono quote molto rilevanti di clienti industriali, che nel caso di Eni rappresentano il 38,8% delle vendite finali per settore, mentre nel caso dei gruppi concorrenti più grandi incide per il 34,4% del totale venduto a clienti finali. Nella generazione elettrica, infine, la quota più rilevante di vendite che supera di gran lunga la metà del totale (56,5%) riguarda i gruppi con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³).

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

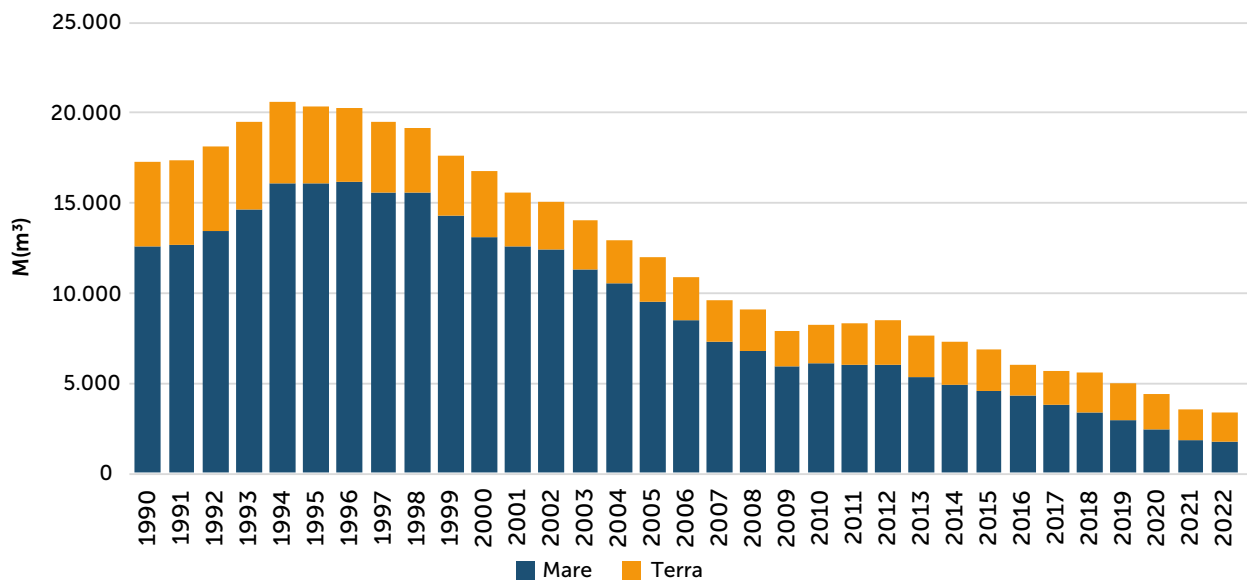
Produzione nazionale

Nei dati diffusi dalla Direzione generale infrastrutture e sicurezza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, la produzione nazionale di gas naturale nel 2022 si è fermata a 3.405 M(m³), registrando un calo del 2,7%, decisamente inferiore a quelli assai più consistenti degli ultimi tre anni, quando è scesa a un ritmo medio del -14%. Le difficoltà di importazione dovute ai provvedimenti di blocco del gas russo, così come l'andamento dei prezzi del gas internazionali in estremo rialzo, hanno probabilmente reso più conveniente sfruttare con maggiore intensità i giacimenti nazionali.

Il calo produttivo risulta ancora più lieve nei dati preconsuntivi pubblicati nel bilancio del gas naturale sempre dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, secondo i quali nel 2022 la produzione nazionale (al lordo di consumi e perdite) è diminuita del 2,5% rispetto al 2021, attestandosi a 3.106 M(m³). Aiutato anche da un fabbisogno interno lordo che al contempo è diminuito del 10%, il tasso di copertura della produzione nazionale ha evidenziato, per la prima volta da quasi dieci anni, la prima battuta d'arresto, attestandosi al 4,5% dal minimo storico del 4,2% toccato lo scorso anno.

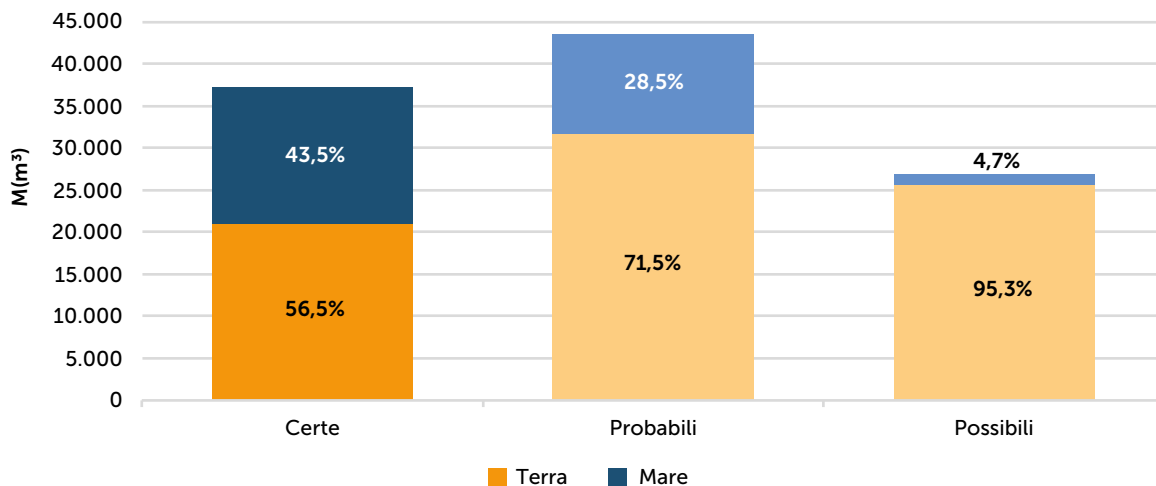
Più in dettaglio, secondo i dati pubblicati dalla Direzione generale infrastrutture e sicurezza del Ministero, riprodotti nella figura 3.3, nel 2022 sono stati complessivamente estratti 3.405 M(m³) di gas naturale: 1.757 M(m³) dal mare e 1.648 M(m³) dai campi situati in terraferma. Il calo è imputabile interamente ai giacimenti a mare che hanno perso il 6% della produzione dell'anno precedente, mentre le coltivazioni in terraferma hanno estratto l'1,1% in più rispetto al 2021. Per effetto di questi movimenti, la quota di gas estratta da giacimenti in terraferma è salita al 48,4% dell'intera produzione nazionale (dal 46,6% dello scorso anno).

FIG. 3.3 *Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1990*



Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direzione generale infrastrutture e sicurezza.

FIG. 3.4 *Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2022*



Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

L'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse ha stimato le riserve certe di gas al 31 dicembre 2022 in 37,2 G(m³) e quelle probabili in 43,8 G(m³) (Fig. 3.4). Rispetto ai dati valutati un anno prima, la stima delle riserve certe è diminuita del 6,5%, quella delle riserve possibili è diminuita dell'1,5%, mentre le riserve probabili mostrano un valore sostanzialmente invariato (+0,2%) rispetto a quello valutato al 31 dicembre 2021². La parte più rilevante delle riserve certe, il 56,5%, è ubicata in terraferma (quasi interamente al Sud), mentre il restante 43,5% è localizzato in mare.

Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni e contando solo sulle riserve certe, la produzione di gas naturale si esaurirebbe in poco più di dieci anni, sebbene parte delle riserve oggi giudicate soltanto probabili o possibili potrebbero trasformarsi in riserve certe, nel caso vi fosse l'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti.

Nei dati raccolti con la consueta Indagine annuale sui settori energetici svolta dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (di seguito: Autorità), che da quest'anno comprendono anche la produzione di biometano, emerge invece una modesta crescita della produzione nazionale di gas, che nel 2022 è risultata pari a 3.282 M(m³) (Tav. 3.2). Poiché lo scorso anno la produzione era pari a 3.248 M(m³), nel 2022 la variazione misurata nei dati raccolti dall'Indagine è stata dell'1%.

TAV. 3.2 *Produzione di gas naturale e biometano in Italia nel 2022 (in M(m³))*

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	2.177	66,3%
Royal Dutch Shell	540	16,4%
Energean PLC	249	7,6%
Gas Plus	90	2,8%
Altri	226	6,9%
TOTALE	3.248	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2022, scendendo al 66,3% dal 69,5% dell'anno precedente. Nel 2022, infatti, le società del gruppo Eni hanno estratto circa 79 M(m³) in meno del 2021, registrando quindi un calo produttivo del 3,5%. Il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento con una quota decisamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo, Royal Dutch Shell. Diversamente dal 2021, la produzione di quest'ultimo è cresciuta di circa 21 M(m³) (+4,1%), e infatti la sua quota è leggermente aumentata al 16,4% (dal 16%). La quota del terzo gruppo, Energean PLC, le cui società hanno estratto circa 8 M(m³) di gas in meno rispetto al 2021 (-3,3%), è rimasta sostanzialmente invariata (dal 7,9% al 7,6%), così come quella del gruppo Gas Plus, quest'anno al 2,8% contro il 2,7% del 2021, che ha estratto 1 M(m³) in più rispetto all'anno precedente. Energean è il gruppo che ha acquisito a fine 2020 tutti gli asset detenuti da Edison E&P nelle attività *upstream*.

² Le riserve di gas sono quantità stimate che vengono definite, secondo la classificazione internazionale, "certe", "probabili" o "possibili" in base al livello di probabilità di venire commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della loro valutazione. In particolare, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, vengono definite riserve "certe" quando tale probabilità è superiore al 90%, "probabili" quando il grado di probabilità è superiore al 50% e "possibili" quando è minore del 50%.

Importazioni

Come già anticipato all'inizio di questo Capitolo, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2022 l'Italia ha importato 0,4 G(m³) di gas naturale in meno rispetto al 2021: le importazioni lorde sono infatti scese a 72,6 G(m³), evidenziando un calo dello 0,6% rispetto al 2021.

La principale novità del 2022 è data dal dimezzamento delle importazioni dalla Russia, dovuto alle sanzioni imposte dall'Unione europea sulle esportazioni russe in risposta alla guerra nei confronti dell'Ucraina, iniziata il 24 febbraio 2022. L'attuazione delle sanzioni europee, tenuto conto dell'importante ruolo svolto dal gas russo nella copertura del fabbisogno nazionale di gas naturale (circa il 40% nel 2021, con 29 sui 73 G(m³) di gas complessivamente importati lo scorso anno), ha posto al Governo italiano la necessità di adottare misure d'urgenza per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti nazionali; misure che hanno interessato sia il lato dell'offerta di gas, sia quello della domanda.

Relativamente all'obiettivo di diversificare le fonti di approvvigionamento del gas naturale, è stato siglato un accordo per aumentare gradualmente, già a partire dal 2022, le forniture provenienti dall'Algeria, che arrivano in Italia a Mazara del Vallo. L'Algeria è un fornitore storico dell'Italia: dalla seconda metà degli anni '90 sino al 2012 è stato anzi il fornitore con la maggiore quota di gas esportato in Italia. Nel breve termine sono state anche incrementate le importazioni dal TAP, gasdotto entrato in esercizio alla fine del 2020 dal quale arriva il gas proveniente dall'Azerbaijan; il Governo, in coordinamento con Eni e Snam, si è mosso anche per negoziare forniture di GNL da nuove rotte (Congo, Angola, Nigeria, Mozambico, Indonesia).

Secondo il *Piano nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale*, pubblicato dal Ministero della transizione ecologica³ il 6 settembre 2022, l'insieme delle iniziative messe in campo sul fronte delle importazioni consentirà di sostituire entro il 2025 i circa 30 G(m³) di gas russo con circa 25 G(m³) di gas di diversa provenienza, colmando la differenza con fonti rinnovabili e con politiche di efficienza energetica.

I quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza del gas⁴ evidenziano i primi risultati delle iniziative adottate sul fronte delle importazioni (Fig. 3.5).

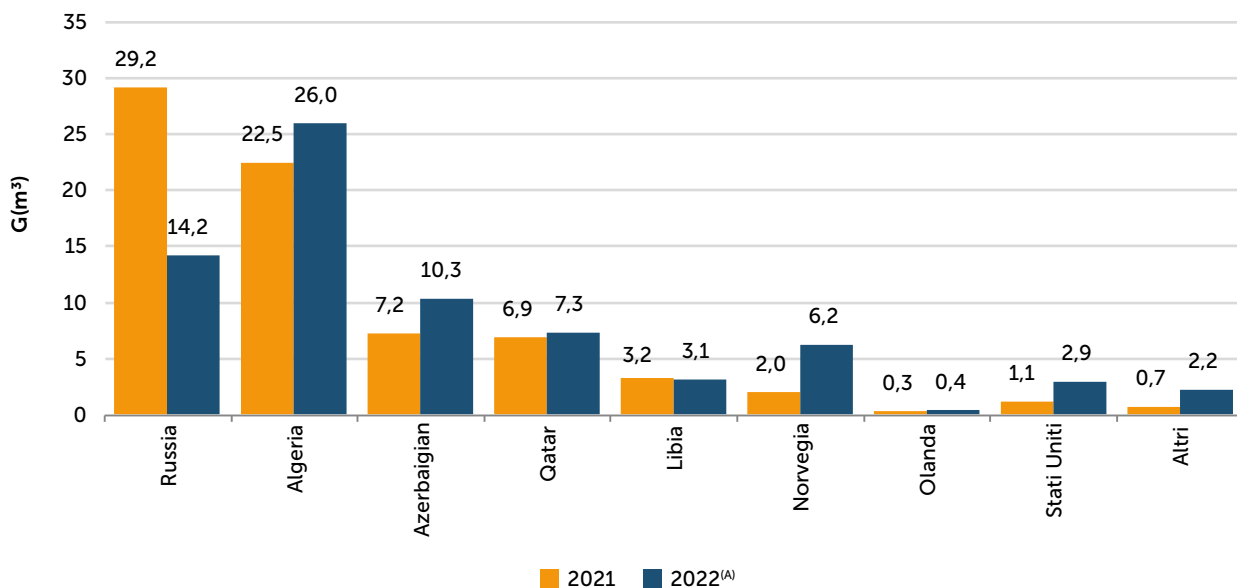
Il drastico calo dei volumi importati di gas russo, pari a -15 G(m³), è stato quasi integralmente compensato dall'incremento nelle importazioni dalla Norvegia (+4,2 G(m³)), dall'Algeria (+3,5 G(m³)), dall'Azerbaijan (+3,1 G(m³)), dagli Stati Uniti (+1,8 G(m³)) e dagli altri territori (+2 G(m³)).

Sempre secondo i dati pre-consuntivi di fonte ministeriale, nel 2022 un quinto dei 72,6 G(m³) di gas importato in Italia, cioè 14,5 G(m³), sono giunti via nave. L'88% di tutto il GNL importato è giunto da Qatar, Algeria e Stati Uniti, che nel 2021 contavano insieme per il 94%. Accanto a queste ormai tradizionali provenienze, nell'importazione via nave del 2022 hanno assunto una certa importanza anche i carichi provenienti dall'Egitto (5%), dalla Spagna (3%) e dalla Nigeria (1%). Il confronto tra le importazioni di GNL del 2022 con quelle del 2021 (Fig. 3.6) evidenzia come le iniziative tese a diversificare la provenienza abbiano effettivamente incrementato l'incidenza dei paesi diversi dai tre più importanti, che nel 2022 è raddoppiata (12%) rispetto a quella del 2021 (6%).

³ Divenuto poi Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

⁴ Le importazioni sono suddivise per paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale.

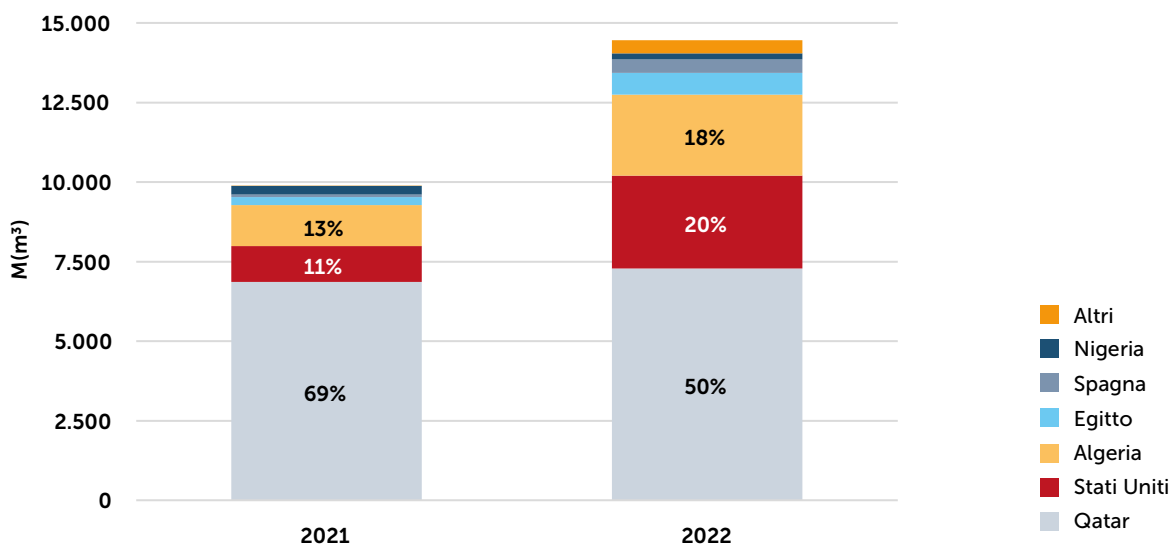
FIG. 3.5 Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

FIG. 3.6 Paesi di origine delle importazioni di GNL



Fonte: Ministero della transizione ecologica.

Guardando ai volumi di importazione complessivi (via tubo e via nave), quindi, le quote di provenienza del gas nel 2022 sono molto cambiate rispetto a quelle del 2021: il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è sceso al 19,5% (era al 40%), mentre la quota dell'Algeria è salita dal 30,8% al 35,8%. Al terzo posto per importanza si trova l'Azerbaijan con una quota del 14,2% (era al 9,9%). Dal Qatar è arrivato il 10% del gas complessivamente importato in Italia (9,9% nel 2021) e l'incidenza della Norvegia è risalita all'8,6%, dal 2,7% del 2021. Con il 4% gli Stati Uniti hanno quasi raggiunto la quota della Libia (4,3%), che invece è rimasta invariata rispetto al 2021.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, nel 2022 sono stati importati in Italia 68 G(m³), 3 in meno rispetto al 2021⁵ (Tav. 3.3). Il calo risulta quindi del 4,3%, superiore a quello valutabile nei dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica⁶. Il 6,5% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 4,4 G(m³) circa, risulta acquistato presso le Borse europee. Tale dato è raddoppiato rispetto al 2021, quando la percentuale di importazioni acquisita presso le borse estere era risultata pari a 2,9 G(m³). L'elenco dei primi venti importatori (Tav. 3.3) non presenta alcuna variazione delle prime sei posizioni.

Come sempre, al primo posto nella classifica delle imprese importatrici si trova Eni che nel 2022 ha importato 28,5 G(m³), quasi 6 G(m³) in meno dell'anno precedente. Il forte calo delle importazioni di Eni (-17%), ben superiore a quello evidenziato dal totale delle importazioni nazionali, ha fatto registrare alla quota di mercato della società una netta diminuzione, dal 48,4% al 41,9% (39,2% se calcolata sul valore di *import* di fonte ministeriale). Al contrario i volumi acquistati all'estero da Edison, seconda in classifica, sono risultati leggermente superiori a quelli del 2021: da 11,1 a 11,3 G(m³) (+2%); la sua quota nel mercato dell'importazione è salita di un punto percentuale al 16,7% e la distanza da Eni si è nettamente accorciata rispetto a quella osservata nel 2021, che era di oltre sette punti percentuali.

TAV. 3.3 *Primi venti importatori di gas in Italia nel 2022 (importazioni lorde in M(m³))*

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Eni	28.470	41,9%	1°
Edison	11.337	16,7%	2°
Azerbaijan Gas Supply Company Limited	7.789	11,5%	3°
Enel Global Trading	4.276	6,3%	4°
Shell Energy Europe Limited	4.179	6,2%	5°
Gunvor International	2.710	4,0%	6°
Vitol	1.775	2,6%	13°
Engie Italia	1.130	1,7%	9°
Exxonmobil Gas Marketing Europe	1.053	1,5%	-
Dxt Commodities	987	1,5%	7°
Axpo Solutions	938	1,4%	8°
A2A	791	1,2%	11°
Bp Gas Marketing	719	1,1%	32°
Gazprom Italia	323	0,5%	10°
Enet Energy	296	0,4%	18°
Hera Trading	276	0,4%	16°
RWE Supply & Trading	268	0,4%	26°
Centrica Energy Trading	142	0,2%	23°
Axpo Italia	81	0,1%	33°
Repower Italia	66	0,1%	22°

(segue)

⁵ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori energetici.

⁶ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, in parte, dal numero di imprese che risponde all'Indagine annuale dell'Autorità e, in parte, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. È probabile che alcuni quantitativi che nei dati ministeriali sono classificati come importazioni vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana" nell'Indagine dell'Autorità, in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Altri	320	0,5%	-
TOTALE	67.926	100%	-
<i>di cui: importazioni dalle Borse europee</i>	4.386	6,5%	-
IMPORTAZIONI (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica)	72.583	-	-

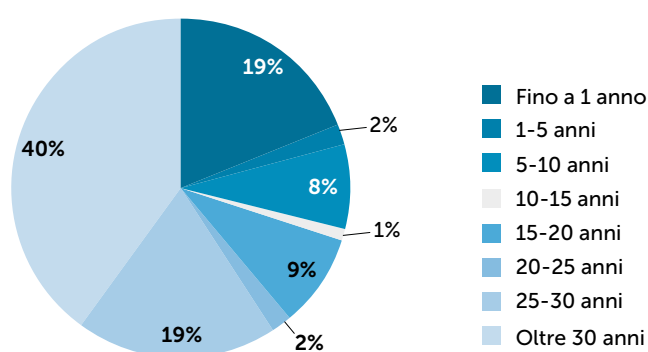
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Sono fortemente cresciuti i quantitativi acquisiti dalla società Azerbaijan Gas Supply Company, che importa il gas azero che approda a Melendugno attraverso il TAP: con 7,8 G(m³) importati in corso d'anno (+1,8 miliardi rispetto al 2021, +31,7%) ha consolidato la terza posizione, ampliando la distanza da Enel Global Trading. Ciò anche perché i quantitativi acquisiti da quest'ultima sono diminuiti di 1,6 G(m³) rispetto al 2021, scendendo a 4,3 G(m³). La quota che per entrambe era pari all'8,3% nel 2021 è salita all'11,5% per Azerbaijan Gas Supply Company, mentre è scesa al 6,3% per Enel Global Trading. Un calo di quasi 600 M(m³) ha interessato anche le importazioni di Shall Energy Europe (-12%), che ha comunque conservato la quinta posizione nella classifica degli importatori.

Il panorama degli importatori, soprattutto nella seconda metà della classifica, mostra diversi avvicendamenti e variazioni di posizione, in qualche caso notevoli, ma i bassi quantitativi coinvolti rendono i tassi di variazione relativamente più grandi.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 47,6 dei 68 G(m³) importati, cioè il 70,1% del gas approvvigionato all'estero. Tale quota è in riduzione rispetto al 2021 (era 72,4%) per via della discesa della quota di Eni, non compensata dell'incremento della quota di Edison e di Azerbaijan Gas Supply Company.

FIG. 3.7 Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2022 secondo la durata intera



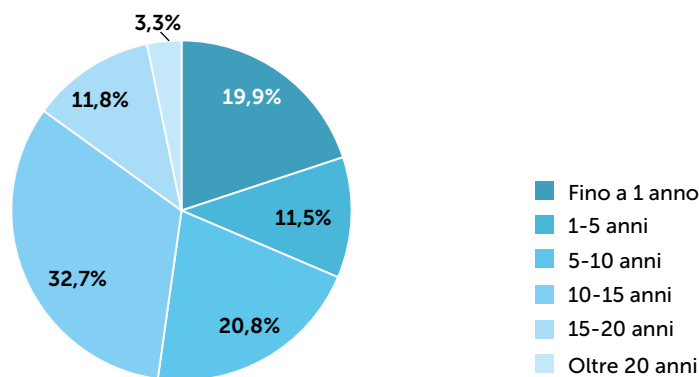
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2022 secondo la durata intera (Fig. 3.7) si è accorciata rispetto al 2021: la quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è risultata pari al 61,1%, mentre lo scorso anno era pari al 66,2%. Inoltre, l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è nettamente cresciuta, essendo salita al 20,5% dal 14,3% registrato nel 2021; l'incidenza dei contratti di media durata (5-20 anni) si è ridotta di un punto percentuale (dal 19,4% al 18,4%). Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura, però, sono aumentate: nel 2021, infatti, i volumi contrattati erano complessivamente pari a 83,8 G(m³), mentre nel 2022 sono saliti a 85,8

G(m³). Dopo due anni di calo, anche l'incidenza delle importazioni *spot*⁷, quelle cioè con durata inferiore all'anno, è risalita di sette punti percentuali, portandosi al 19%.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2022 (Fig. 3.8) mostrano che il 31,4% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 24,5% nel 2021) e il 52,2% giungerà al termine entro i prossimi dieci anni. Il 15% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è nettamente diminuita: era al 39,3% nel 2021, e riguarda un quantitativo complessivo di circa 13 G(m³).

FIG. 3.8 *Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2022 secondo la durata residua*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nel 2022 le imprese che gestiscono le reti di trasporto del gas nazionale e regionale sono nove: una che opera solo sulla rete nazionale, due sulla rete nazionale e regionale, sei che operano solo sulla rete regionale (Tav. 3.4).

Snam Rete Gas è l'impresa maggiore di trasporto della rete nazionale, le altre due società che ne possiedono e gestiscono solo piccoli tratti sono: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas.

Società Gasdotti Italia (SGI) è nata nel 2004 dalla fusione di Edison T&S e della sua controllata SGM. Ha ottenuto la certificazione come operatore del trasporto nel 2012 e dalla fine del 2016 è di proprietà di due fondi di investimento internazionali. Oltre che sulla rete nazionale, SGI trasporta anche sulla rete regionale; le sue reti si estendono principalmente nell'Italia centrale (Marche, Abruzzo, Molise e Lazio), ma la società gestisce anche un gasdotto in Veneto e reti ubicate in Basilicata, in Calabria e in Sicilia.

⁷ Vale la pena ricordare che questa è stata valutata, come negli anni passati, escludendo le *Annual Contract Quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.

TAV. 3.4 Reti delle società di trasporto nel 2022 (in km)

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.671	23.107	32.778
Società Gasdotti Italia	736	1.060	1.796
Retragas	0	423	423
Energie Rete Gas	0	142	142
Infrastrutture Trasporto Gas	83	0	83
Metanodotto Alpino	0	76	76
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	51	51
GP Infrastrutture Trasporto	0	42	42
Netenergy Service	0	35	35
TOTALE	10.490	24.936	35.426

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La società Infrastrutture Trasporto Gas è proprietaria e gestisce direttamente il metanodotto Cavarzere-Minerbio, funzionale al collegamento del rigassificatore di Rovigo. Nata nel 2012 dalla scissione della società Edison Stocaggio, era controllata al 100% da Edison, ma dall'ottobre 2017 è entrata nel gruppo Snam. Insieme alla cessione della società di trasporto, Edison ha ceduto a Snam anche la propria quota (pari al 7,3%) del capitale di Terminale GNL Adriatico, la società che gestisce il terminale GNL di Rovigo.

Il gruppo Snam (composto da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas) possiede il 92,8% delle reti: 32.861 km di rete sui 35.426 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.796 km di rete (il 5,1%), di cui 736 sulla rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,2%, grazie ai suoi 423 km di rete. Vi sono poi altri sei operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

Le attività di trasporto sono riassunte nella tavola che riporta, per regione, la lunghezza delle reti, i volumi di gas transitati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti e il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti (tutti i dati sono preconsuntivi) (Tav. 3.5). L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione, in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

La riduzione dei consumi di gas naturale si ritrova, ovviamente, anche nei dati del trasporto: nel 2022 i volumi riconsegnati sulle reti hanno registrato un calo del 3,9%. Con 3,7 G(m³) in meno rispetto al valore del 2021, i volumi trasportati sono scesi a 91,9 G(m³) dai 95,6 G(m³) toccati nel 2021. Anche il numero dei punti di riconsegna è diminuito, pur se molto lievemente, di circa 30 unità, arrivando a 7.537; così anche il volume medio trasportato si è ridotto del 3,5%, da 12,6 a 12,1 M(m³).

Le riconsegne ai settori produttivi hanno evidenziato un calo rilevante: le riconsegne al comparto industriale hanno registrato una diminuzione di circa 2,2 G(m³) rispetto a quelle del 2021, cioè sono diminuite del 15% in termini percentuali; al settore termoelettrico sono stati riconsegnati complessivamente 25,3 G(m³), vale a dire quasi 900 M(m³) in meno del 2021 (3,4%). Molto marcata anche la discesa dei volumi riconsegnati agli impianti

di distribuzione, che si sono ridotti quasi del 14% e, in valore assoluto, sono quelli diminuiti in misura maggiore, avendo perso 4,7 G(m³) rispetto al 2021. Le ragioni di questo calo sono molteplici e vanno cercate nell'andamento climatico, con i mesi invernali meno freddi degli anni precedenti, così come nei piani di riduzione dei consumi imposti dalle difficoltà di approvvigionamento seguite alla guerra tra la Russia e l'Ucraina e agli effetti sulla domanda degli eccezionali rincari nei prezzi internazionali del gas. All'opposto, i prelievi della categoria residuale "altro", che comprende le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (come, per esempio, gli ospedali), hanno evidenziato una crescita significativa: a questi punti sono stati complessivamente riconsegnati quasi 25 G(m³), 4 in più del 2021 (il tasso di aumento è del 19,7%).

TAV. 3.5 Attività di trasporto per regione nel 2022 (lunghezza delle reti in km e volumi riconsegnati in M(m³))

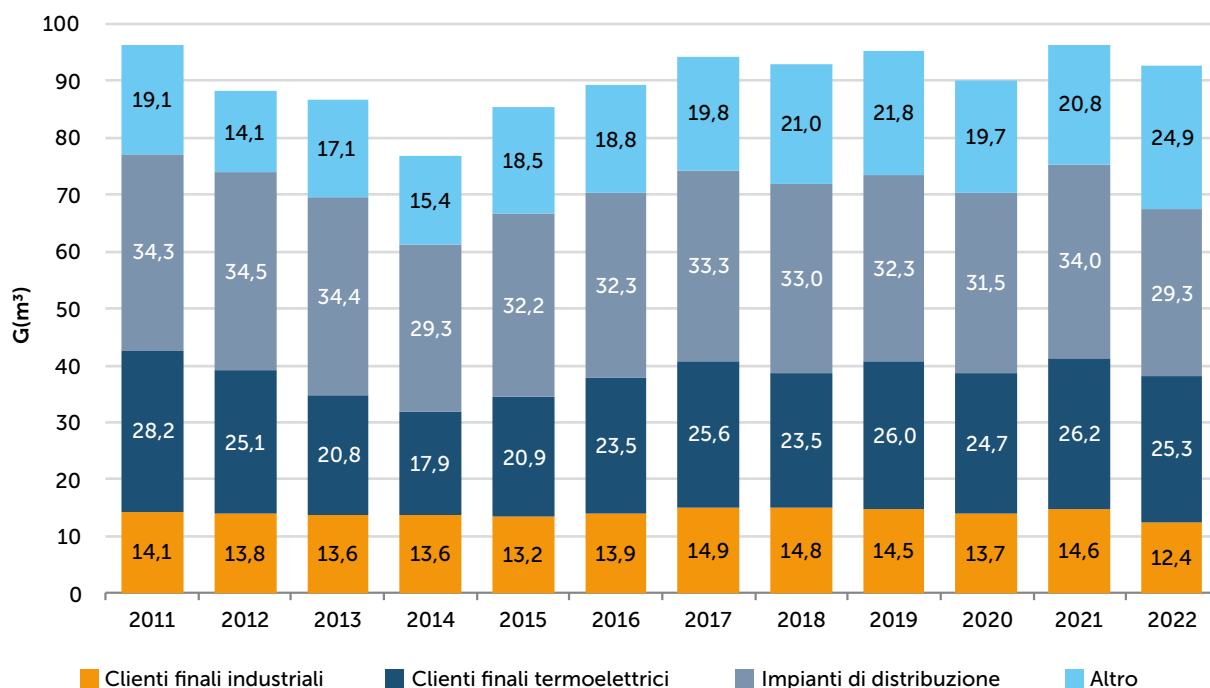
REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI					N. PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO ^(A)	TOTALE	
Piemonte	506	2.164	3.136	1.123	3.061	554	7.874	482
Valle d'Aosta	0	104	36	59	4	0	100	14
Lombardia	642	4.536	7.547	2.262	6.257	580	16.646	2.277
Trentino-Alto Adige	108	382	661	289	24	0	974	94
Veneto	827	2.120	3.588	1.277	608	60	5.533	571
Friuli-Venezia Giulia	492	570	748	603	942	2.071	4.363	167
Liguria	22	475	764	217	564	2	1.548	61
Emilia-Romagna	1.313	2.524	3.699	2.361	3.341	8.370	17.770	729
Toscana	619	1.473	1.951	855	1.514	5	4.325	323
Umbria	180	468	457	266	164	0	888	97
Marche	387	633	776	286	3	102	1.168	188
Lazio	532	1.485	1.886	547	727	471	3.631	417
Abruzzo	678	928	646	381	433	82	1.542	284
Molise	451	513	130	52	214	437	832	129
Campania	578	1.456	1.097	425	928	8	2.458	638
Puglia	697	1.301	1.064	679	2.749	64	4.556	298
Basilicata	398	910	194	102	7	21	324	208
Calabria	987	1.334	284	26	1.949	5	2.264	302
Sicilia	1.073	1.560	667	570	1.839	6	3.082	255
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	12.022	12.022	3
ITALIA	10.490	24.936	29.331	12.379	25.328	24.860	91.899	7.537

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (per esempio, ospedali).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'attività di trasporto effettuata negli ultimi anni (Fig. 3.9) mostra come il 2022 si collochi al medesimo livello del 2018. I volumi complessivamente trasportati nel 2022 evidenziano un'incidenza dei settori produttivi del 41%, a fronte del 32% degli impianti di distribuzione e del 27% dei restanti usi del trasporto.

FIG. 3.9 Attività di trasporto dal 2011



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti per la capacità annuale effettuati prima dell'inizio dell'anno termico, delle capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale per l'anno termico 2022-2023 e la capacità che risulta conferita al 1° gennaio a seguito anche dei conferimenti di più breve termine. Snam Rete Gas conferisce la capacità disponibile per il servizio di trasporto continuo nei punti interconnessi con l'estero tramite aste online trasparenti e non discriminatorie, organizzate mediante la piattaforma PRISMA – *European Capacity Platform*, secondo le tempistiche stabilite dal regolamento (UE) 459/2017 del 16 marzo 2017.

Nei punti di entrata e uscita interconnessi con l'estero, Snam Rete Gas conferisce capacità per il servizio di trasporto continuo di tipo:

- annuale, con effetto dal 1° ottobre di ogni anno;
- trimestrale, con effetto dal 1° ottobre, dal 1° gennaio, dal 1° aprile e dal 1° luglio;
- mensile, con effetto dal primo giorno di ciascun mese;
- giornaliero, con effetto dalle ore 6:00 di ciascun giorno alle ore 6:00 del giorno di calendario successivo;
- infragiornaliero, con effetto dall'inizio di ciascuna ora e fino al termine del medesimo giorno-gas.

Dal 2013 la capacità disponibile viene offerta tramite la piattaforma PRISMA presso i punti di Tarvisio, Gorizia e Passo Gries a cui si sono aggiunti, nel 2014, anche Mazara e Gela e a fine 2020 anche il punto di Melendugno.

Dalla fine del 2020, infatti, è divenuto operativo il gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP) che, tra le altre cose, ha ricevuto (nel 2013) un'esenzione per 25 anni dall'accesso dei terzi (c.d. *Third Party Access*) per la capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi l'anno. Il TAP trasporta il gas dell'Azerbaijan in Europa, passando per il gasdotto *Trans Anatolian Pipeline* (TANAP), la Grecia settentrionale, l'Albania e il Mar Adriatico, per poi raggiungere il punto di approdo e connettersi alla rete italiana di trasporto presso il punto di Melendugno (LE). Il TAP costituisce il tratto europeo del Corridoio Meridionale del Gas, è lungo circa 900 km e la sua attuale capacità è espandibile sino a 20 G(m³) all'anno. È gestito dalla società Tap AG i cui azionisti sono BP, Socar e Snam con il 20% ciascuna, Fluxys con il 19%, Enagás con il 16% e Axpo con il 5%.

TAV. 3.6 Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2022-2023 (in M(m³) standard per giorno)

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	TECNICA	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(C)
A inizio anno termico					
Passo Gries	59,0	12,3	46,7	20,8%	16
Tarvisio	109,0	4,9	104,3	4,5%	6
Gorizia ^(A)	4,2	0,3	3,9	8,0%	1
Melendugno ^(B)	44,5	4,7	55,0	56,3%	6
Mazara del Vallo ^(B)	103,7	64,0			8
Gela ^(B)	45,0	2,2			2
TOTALE GASDOTTI	298,4	88,5	209,9	29,6%	31
Al 1° gennaio 2023					
Passo Gries	59,0	21,4	37,6	36,3%	5
Tarvisio	109,2	7,2	102,0	6,6%	7
Gorizia ^(A)	4,2	0	4,2	0,0%	0
Melendugno ^(B)	44,5	29,1	18,7	85,2%	5
Mazara del Vallo ^(B)	103,7	65,0			8
Gela ^(B)	45,0	13,2			2
TOTALE GASDOTTI	298,4	135,9	162,5	45,5%	22

(A) L'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) La capacità massima trasportabile contemporaneamente dai tre punti è pari a 126,0 M(m³)/g.

(C) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici e Snam Rete Gas.

Per l'anno termico 2022-2023 la capacità complessiva di trasporto è pari a 298,4 M(m³)/giorno in considerazione del vincolo dato dalla massima capacità trasportabile da Sud (cioè dai punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno) pari a 126 M(m³)/giorno.

La capacità di trasporto è cresciuta di 0,6 M(m³)/giorno (+0,2%) rispetto all'anno termico precedente (2021-2022), per l'aumento di 0,3 M(m³)/giorno nei punti di Tarvisio e Gorizia, grazie alla sostituzione di alcune macchine. Si osserva, inoltre, un incremento di 3 M(m³)/giorno nella capacità da Sud – suddivisi, rispettivamente, in +1,4 M(m³) nel punto di Gela, +1,1 M(m³) a Mazara e +0,5 M(m³) nel punto di Melendugno –, ma questi incrementi

non si traducono in un aumento della capacità complessiva, dato il vincolo tecnico menzionato della capacità massima da Sud, pari a 126 M(m³)/giorno come nello scorso anno.

I risultati del conferimento mostrano come a inizio anno termico la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita per 88,5 M(m³)/giorno, cioè per il 29,6%, a 31 soggetti (esclusa quella derivante da conferimenti pluriennali precedenti). Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, presso i medesimi punti di entrata, al 1° gennaio 2023 la suddetta quota sale al 45,5%, per l'incremento delle capacità conferite a Passo Gries per 9,2 M(m³)/giorno, a Tarvisio per 2,3 M(m³)/giorno, a Melendugno per 24,4 M(m³)/giorno, a Mazara del Vallo per 1,1 M(m³)/giorno e a Gela per 11 M(m³)/giorno. Si noti, in particolare, come i conferimenti effettuati nei tre punti di Melendugno, Mazara e Gela esauriscano quasi completamente (85,2%) la massima capacità trasportabile da Sud, pari a 126 M(m³)/giorno.

Accanto alla capacità di entrata fornita dai gasdotti, vi sono poi i punti di entrata della rete in corrispondenza dei tre terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. Il rigassificatore di Panigaglia (SP) è gestito dalla società GNL Italia del gruppo Snam e ha una capacità tecnica giornaliera di 13 M(m³)/giorno. Al 1° ottobre 2022, inizio dell'anno termico, la capacità presso il terminale di Panigaglia risulta totalmente libera.

La capacità tecnica giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) pari a 26,4 M(m³)/giorno è occupata per 21 M(m³)/giorno, poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità per 25 anni⁸. Alla fine del 2021, il Ministro della transizione ecologica, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili, ha concesso⁹ alla società di aumentare la capacità di rigassificazione dell'impianto nell'*offshore* di Rovigo di 1 G(m³), passando quindi dagli attuali 8 a 9 G(m³) all'anno.

Infine, la capacità tecnica nel terminale di Livorno, entrato in esercizio nel dicembre 2013 e gestito dalla società OLT Offshore LNG Toscana, pari a 15 M(m³)/giorno, al 1° ottobre 2022 risultava ancora disponibile.

Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, però, anche nel caso dei terminali la capacità conferita sale notevolmente: al 1° gennaio 2023 il terminale di Panigaglia risulta occupato per il 58%, quello di Rovigo per il 93% e quello di Livorno per il 78%.

Complessivamente, nell'anno solare 2022, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 595, contro i 450 del 2021, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata, come sempre, del 100%.

Conferimenti pluriennali

Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, anche nel 2022 le capacità ai punti di interconnessione via gasdotto sono state rese disponibili per il conferimento per i successivi quindici anni termici, a partire dal 2023-2024. Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità presso i punti di entrata della rete nazionale di tipo plu-

⁸ Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE.

⁹ Con il decreto ministeriale 22 dicembre 2021, n. 543.

riennale che risultano conferite a partire dal prossimo anno termico, come risultanti a marzo 2023, per i punti di interconnessione via gasdotto e per i punti di interconnessione presso i terminali di GNL.

In tutti gli anni termici considerati, la capacità complessiva di trasporto nei gasdotti è pari a 298,4 M(m³)/giorno. Tale capacità è data dalla somma delle capacità dei singoli punti di entrata di Passo Gries, Gorizia, Tarvisio e della capacità massima trasportabile da Sud (126, M(m³)/giorno), considerando il vincolo dato dalla capacità concorrente tra i punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno.

TAV. 3.7 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale per gli anni termici dal 2023-2024 al 2036-2037 (in M(m³) standard per giorno)

ANNI TERMICI	PUNTI DI ENTRATA								
	MAZARA	GELA	MELENDUGNO	TARVISIO	GORIZIA	PASSO GRIES	PANIGAGLIA	CAVARZERE	LIVORNO
2023-2024	-	10,9	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2024-2025	-	10,9	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2025-2026	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2026-2027	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2027-2028	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2028-2029	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2029-2030	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2030-2031	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2031-2032	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2032-2033	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2033-2034	-	-	24,6	-	-	-	-	21,0	-
2034-2035	-	-	24,6	-	-	-	-	-	-
2035-2036	-	-	24,6	-	-	-	-	-	-
2036-2037	-	-	24,6	-	-	-	-	-	-

Fonte: Snam Rete Gas.

A parte i 24,6 M(m³)/giorno conferiti a Melendugno sino all'ultimo anno considerato, la capacità conferita nei gasdotti è data dai 10,9 M(m³)/giorno conferiti al punto di Gela fino all'anno termico 2024-2025. A partire dall'anno termico 2025-2026 la capacità riservata nei gasdotti si azzerava in tutti i punti di entrata, escluso, appunto, Melendugno. Per quanto riguarda i punti collegati con terminali di rigassificazione, risulta capacità conferita fino all'11 dicembre 2033, cioè sino all'anno termico 2033-2034, presso il punto di Cavarzere.

Stoccaggio

Lo stoccaggio è il processo mediante il quale è possibile conservare il gas naturale in giacimenti esauriti. Si tratta di un servizio necessario per ottimizzare l'utilizzo della rete nazionale dei gasdotti assicurando al contempo flessibilità di fornitura a fronte di variazioni della domanda (stoccaggio commerciale) e risposta a situazioni di mancanza/riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema nazionale, per esempio quando si presen-

tano condizioni climatiche estreme o in caso di interruzioni dell'approvvigionamento dai gasdotti (stoccaggio strategico).

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni (Tav. 3.8). Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti. Dieci delle quindici concessioni di stoccaggio italiano appartengono alla società Stocaggi Gas Italia, nota come Stogit, interamente posseduta dal gruppo Snam, ma soltanto nove di queste concessioni riguardano siti di stoccaggio attivi: cinque situati in Lombardia, tre in Emilia-Romagna e uno in Abruzzo e Molise. Vi sono poi tre concessioni che appartengono alla società Edison Stocaggio: in Abruzzo, in Veneto e in Emilia-Romagna. Per quest'ultimo sito, Edison Stocaggio è co-concessionaria al 90%, mentre il restante 10% è di Blugas Infrastrutture, società partecipata da alcune *multiutility* pubbliche attive in Toscana, Emilia-Romagna e Lombardia. L'ultima concessione riguardante un sito attivo è quella di Cornegliano Laudense, in Lombardia, che appartiene a Ital Gas Storage, una società posseduta da istituti finanziari nazionali e internazionali che a fine dicembre 2021 è stata acquisita per il 51% da tre fondi gestiti da F2i, la società di gestione del risparmio detenuta dalla Cassa depositi e prestiti insieme con fondazioni bancarie italiane, istituti di credito, casse di previdenza e fondi pensione, fondi sovrani e *asset manager*. L'impianto di stoccaggio è entrato in esercizio nell'anno termico 2019-2020 e ha una capacità che a regime può arrivare a circa 1 G(m³).

TAV. 3.8 Concessioni di stoccaggio in Italia

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	ANNO DI CONFERIMENTO
Alfonsine ^(A)	Stogit	100%	Emilia-Romagna	85,88	1997
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	2001
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	1997
Cellino	Edison Stocaggio	100%	Abruzzo	30,38	1984
Collalto	Edison Stocaggio	100%	Veneto	88,95	1994
Cornegliano	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	2011
Cortemaggiore	Stogit	100%	Emilia-Romagna	81,61	1997
Cugno Le Macine ^(A)	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	2012
Fiume Treste	Stogit	100%	Abruzzo - Molise	76,79	1982
Minerbio	Stogit	100%	Emilia-Romagna	68,61	1997
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	1997
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia-Romagna	100,15	1997
San Potito e Cotignola	Edison Stocaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia-Romagna	51,76	2009
Sernano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	1997
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	1997

(A) Concessioni non attive.

Fonte: Ministero della transizione ecologica, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

Il sistema di stoccaggio del gas italiano comprende una capacità di stoccaggio commerciale, che viene riempito durante la stagione estiva, mentre durante la stagione invernale consente prelievi di gas a vantaggio prevalentemente del consumo domestico. Oltre alla capacità commerciale vi è un quantitativo di gas stoccato permanentemente destinato a riserva strategica, utilizzabile in caso di emergenza, cioè solo in caso di lunghe riduzioni

degli approvvigionamenti che causino l'esaurimento degli stoccaggi commerciali. L'ampiezza dello stoccaggio strategico, i cui costi vengono suddivisi tra i produttori e gli importatori di gas, è stabilita dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito nel marzo 2023, con l'emanazione, da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, del consueto decreto in materia (decreto 31 marzo 2023). Tale assetto (Tav. 3.9) replica in massima parte quello dell'anno precedente e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2023-2024, pari a 7,841 G(m³) conferiti in asta; a tale capacità è associato un prodotto con una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- la restante capacità, pari a 5,171 G(m³), è associata a prodotti sempre conferiti in asta, ma con un profilo di prelievo uniforme nel corso dell'anno o che comunque ampliano l'offerta di flessibilità. Tale capacità è suddivisa in capacità per il servizio di modulazione uniforme, capacità per i servizi di flessibilità e capacità per il servizio di stoccaggio pluriennale, per una durata di almeno due anni.

Le modalità di conferimento si limitano a due tipi:

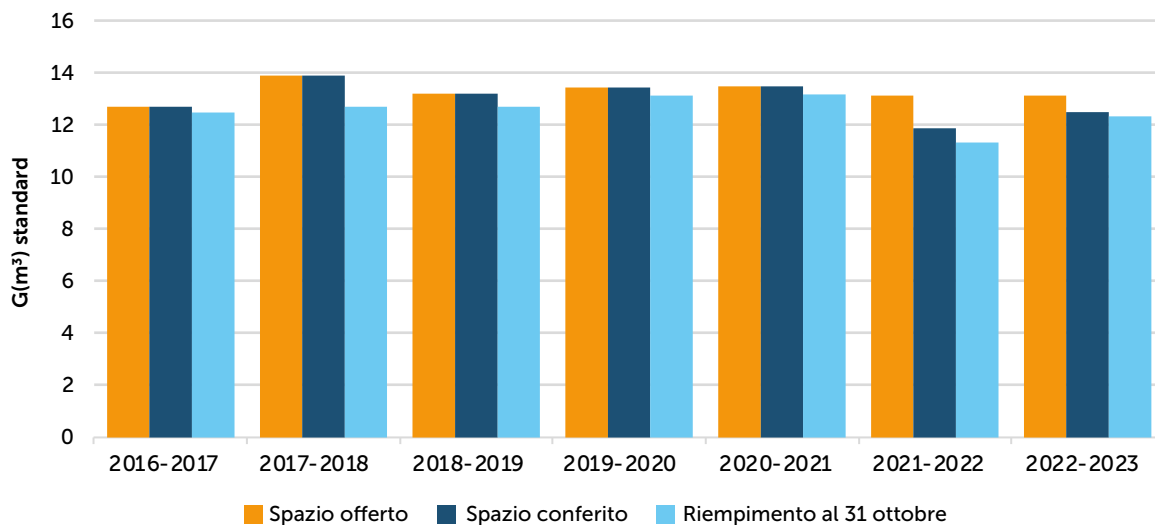
- specifiche per le capacità dei servizi di stoccaggio minerario, strategico e bilanciamento;
- attraverso procedure di asta competitiva.

TAV. 3.9 Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2022-2023 e 2023-2024 (in M(Sm³))

SERVIZIO	PRODOTTO	SPAZIO NELL'ANNO TERMICO	
		2022-2023	2023-2024
Minerario	Definito da MSE	104	109
Bilanciamento trasporto	A richiesta	50	50
Modulazione di punta	Annuale	7.831	7.841
Modulazione uniforme	Annuale	4.015	4.093
Modulazione uniforme	Pluriennale	1.071	1.005
Modulazione uniforme	Flessibilità	60	73
Strategico	Definito da MSE	4.620	4.620
TOTALE		17.751	17.791

Fonte: ARERA.

Nell'anno termico 2022-2023, che si è concluso il 31 marzo 2023, il sistema di stoccaggio ha complessivamente offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 13,1 G(m³), oltre a 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato conferito per il 95% (Fig. 3.10). Al 31 ottobre 2022 il riempimento degli stoccaggi era pari a 12,3 G(m³). La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 259,1 milioni di metri cubi standard/giorno: 247 M(m³)/g negli stoccaggi Stogit, 9 M(m³)/g in quelli di Edison e 3,1 M(m³)/g in quelli di Ital Gas Storage.

FIG. 3.10 Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici

Fonte: Ministero della transizione ecologica.

Più in dettaglio, nel complesso, nell'anno termico 2022-2023 la capacità di stoccaggio è stata conferita per i servizi di durata almeno annuale a 65 operatori, di cui:

- 61 utenti hanno acquistato il servizio di modulazione di punta;
- 43 utenti hanno acquistato il servizio di modulazione uniforme;
- 7 utenti hanno acquistato servizi di flessibilità;
- 1 utente ha acquistato il servizio di bilanciamento;
- nessun utente ha sottoscritto il servizio di stoccaggio minerario.

In termini di numerosità di prodotti sottoscritti:

- 24 utenti hanno acquistato solo 1 prodotto;
- 35 utenti hanno acquistato 2 prodotti;
- 6 utenti hanno acquistato 3 prodotti.

In termini di durata del conferimento:

- 15 utenti hanno capacità per il servizio pluriennale, acquistata nell'anno termico 2022-2023 e/o in quello precedente;
- 64 utenti hanno acquistato capacità annuale.

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit nell'anno termico 2022-2023 sono risultati pari a circa 17,2 G(m³), di cui 6,1 in erogazione e 11,1 in iniezione. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio nell'anno termico 2022-2023 sono risultati pari a poco più di 1,8 G(m³), di cui 0,8 in erogazione e 0,97 in iniezione. Infine, per quanto riguarda Ital Gas Storage, i volumi movimentati (movimentato fisico) dal suo stoccaggio nell'anno termico 2022-2023 sono risultati pari a poco più di 0,48 G(m³), di cui 0,2 in erogazione e 0,28 in iniezione.

Distribuzione

Come negli anni scorsi, nell'ambito dell'Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati è stato chiesto agli esercenti la distribuzione del gas naturale di fornire dati preconsuntivi in merito all'attività svolta nel 2022 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria l'anno precedente per il 2021. Nelle pagine che seguono devono quindi essere considerati provvisori tutti i dati riguardanti il 2022.

Ogni anno il questionario viene somministrato sia alle imprese presenti nell'Anagrafica operatori alla data del 31 dicembre dell'anno precedente, sia a quelle che, pur non essendo più attive a tale data, avevano fornito i dati in via preconsuntiva nell'Indagine dell'anno prima, per ottenere la conferma o la rettifica dei dati inviati. Quest'anno, quindi, i questionari sono stati sottoposti a 196 imprese, 190 delle quali hanno risposto¹⁰.

Prima di illustrare i risultati dell'Indagine è opportuno, come di consueto, descrivere le operazioni societarie che hanno interessato gli esercenti nel 2022.

In primo luogo, vi sono state operazioni di cessione/acquisizione. In particolare:

- il 1° gennaio 2022 Megareti (gruppo Agsm Aim) ha acquisito l'attività di distribuzione del gas naturale di Servizi a Rete, relativa a comuni della Provincia di Vicenza;
- il 1° marzo 2022 Unareti (gruppo A2A), in seguito all'aggiudicazione della gara per l'affidamento del servizio dell'Ambito territoriale minimo Milano 1, ha acquisito da 2i Rete Gas l'attività di distribuzione gas nel Comune di Cinisello Balsamo (MI) e da Italgas Reti l'attività nel quartiere Comasina di Milano e nel Comune di Corsico (MI);
- il 31 marzo 2022 Unareti ha ceduto a Romeo Gas l'attività di distribuzione del gas naturale nei Comuni di Bucinasco (MI), Gorlago (BG), Polaveno (BS), Pezzaze (BS), Tavernole sul Mella (BS), Marcheno (BS), Lodrino (BS), Bovegno (BS), Condino (TN), Cupello (CH), Carunchio (CH), Celenza Sul Trigno (CH), Fraine (CH), Fresagrandinaria (CH), Lentella (CH), Liscia (CH), Palmoli (CH), Schiavi D'abruzzo (CH), Altino (CH), Ari (CH), Casoli (CH), Fara San Martino (CH), Frisa (CH), Palombaro (CH), Sant'eusanio Del Sangro (CH), Santa Maria Imbaro (CH), Torino Di Sangro (CH), Treglio (CH), Furci (CH), Belmonte Del Sannio (IS), Petacciato (CB), Pontecagnano (SA);
- il 31 marzo 2022 LD Reti (gruppo A2A) ha ceduto a Romeo Gas gli impianti di distribuzione di Mortara (PV), Mairago (LO), Volongo (CR), Calvenzano (BG), Toscolano Maderno (BS), Solignano (PR), Dueville (VI), Piombino Dese (PD);
- il 1° ottobre 2022 Adistribuzione gas (gruppo Acea) ha acquisito da Romeo Gas le attività di distribuzione della stessa nei comuni delle Province di Chieti, Isernia, Campobasso e Salerno;
- il 1° ottobre 2022 Irete (gruppo Iren) ha acquisito da Romeo Gas le attività di distribuzione di quest'ultima in Emilia-Romagna e Lombardia occidentale;
- il 1° ottobre 2022 Ascopiave ha acquisito da Romeo Gas la quota più consistente delle attività di distribuzione gas di quest'ultima, relative ai rimanenti comuni della Lombardia e al Triveneto.

Come di consueto, vi sono state operazioni di ridenominazione:

- il 1° gennaio 2022 Megareti ha variato la ragione sociale in V-Reti;
- il 30 marzo 2022 AGES ha assunto la denominazione A.G.Re.;
- il 1° ottobre 2022 il Gruppo ACSM-AGAM ha assunto la denominazione Acinque.

¹⁰ Non hanno risposto all'Indagine le società Vergas, Geneco, Socogas, Aminternum Servizi, Consorzio Simegas, Comune di Casirate.

Infine, vi sono state le seguenti altre riorganizzazioni:

- il 1° gennaio 2022 il Comune di Casirate d'Adda (MI) ha acquisito l'attività di distribuzione del gas naturale svolta nel proprio territorio dalla partecipata Casirate Gas;
- il 21 marzo 2022 SG Distribuzione ha acquisito l'attività di SOCOGAS, nell'ambito dello stesso gruppo societario;
- il 1° maggio 2022 C.S. ha incorporato AMG;
- il 1° ottobre 2022 V-Reti Gas ha acquisito l'attività di distribuzione gas della controllante Valle Umbra Servizi.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2022, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello (Tav. 3.10), mostra in primo luogo l'importanza degli enti pubblici, che risultano possedere il 33,6% delle quote delle società di distribuzione, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente, al pari delle imprese energetiche locali (12,9%); i due cali sono compensati dall'aumento dell'incidenza delle imprese energetiche nazionali (dal 13,9% al 14,5%).

TAV. 3.10 *Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2021	2022
Enti pubblici	33,8%	33,6%
Imprese energetiche locali	13,3%	12,9%
Imprese energetiche nazionali	13,9%	14,5%
Imprese energetiche estere	0,4%	0,4%
Società diverse	25,4%	25,6%
Istituti finanziari nazionali	0,1%	0,1%
Istituti finanziari esteri	0,3%	0,3%
Mercato	0,0%	0,0%
Persone fisiche	12,8%	12,5%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Risultano invariate le quote delle altre categorie (imprese energetiche estere, 0,4%, istituti finanziari esteri, 0,3%, istituti finanziari nazionali, 0,1%), mentre prosegue la diminuzione delle quote delle persone fisiche (da 12,8% a 12,5%), in parte compensata dall'ulteriore crescita delle società diverse dalle precedenti (dal 25,4% al 25,6%). I soggetti esteri provengono dal Lussemburgo (partecipazioni in 2i Rete Gas e Mediterranea Energia Ambiente), dall'Olanda (quote di Liquigas), dalla Francia (partecipazioni in Compagnia Ricerche Metano e Liquigas), dall'Austria (partecipazioni in Südtirolgas) e dal Regno Unito (quote di Erogasmet).

Nel 2022 la suddivisione dei distributori in base al numero dei clienti serviti mostra 6 distributori molto grandi (oltre 500.000 clienti), 22 distributori grandi (numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), 20 distributori medi (50.000-100.000 clienti), 91 piccoli (10.000-50.000 clienti) e 47 piccolissimi (meno di 5.000 clienti); questi ultimi sono l'unica categoria a presentare una differenza rispetto all'anno precedente (2 unità in meno) (Tav. 3.11).

TAV. 3.11 Attività dei distributori nel periodo 2014-2022

OPERATORI ^(A)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
NUMERO	228	228	226	218	210	208	197	193	186	186
Molto grandi	7	8	8	8	7	7	7	6	6	6
Grandi	26	22	22	20	20	19	19	22	22	22
Medi	20	20	22	22	22	22	21	19	20	20
Piccoli	115	117	114	110	104	101	97	96	89	91
Piccolissimi	60	61	60	58	57	59	53	50	49	47
VOLUME DISTRIBUITO – M(m³)	34.241	29.470	31.184	31.078	31.654	32.116	31.243	30.075	32.247	28.316
Molto grandi	19.553	17.414	18.375	19.511	19.967	32.188	20.189	18.585	19.967	17.855
Grandi	8.682	6.754	7.099	5.843	5.941	20.523	5.816	6.814	7.512	6.264
Medi	2.227	2.020	2.228	2.240	2.407	6.059	2.254	1.878	1.926	1.748
Piccoli	3.578	3.105	3.297	3.290	3.141	2.446	2.804	2.643	2.691	2.320
Piccolissimi	202	176	184	194	198	2.968	180	154	151	129

(A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti. Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000. Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000. Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000. Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti. Si precisa che il numero degli operatori attivi è dato dal numero dei rispondenti all'Indagine annuale.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I volumi complessivamente distribuiti sono diminuiti del 12,2%, scendendo a un livello non solo inferiore a quello di inizio pandemia (2020) ma al minimo degli ultimi 25 anni. Anche se il numero delle imprese con più di 100.000 clienti è sceso nell'ultimo decennio (28 unità, dalle 33 che si registravano nel 2013), la quota di queste società è rimasta sostanzialmente stabile intorno all'82% fino al 2018, per poi salire gradualmente all'85% del 2021. Le medie imprese sono rimaste praticamente invariate sia in termini di numero (circa venti unità) che di volumi distribuiti (poco più del 6%), mentre le piccole e le piccolissime imprese hanno ridotto sensibilmente sia la loro numerosità (da 175 a 138) sia la quota di volumi erogati (dall'11% all'8,7%).

Complessivamente, gli operatori attivi nel 2022 hanno distribuito 28,3 G(m³), con una diminuzione di ben 3,9 G(m³) rispetto all'anno precedente, a 21,8 milioni di clienti finali¹¹, anch'essi in diminuzione (111.000 unità in meno, -0,5%). Il servizio è stato gestito attraverso 6.512 concessioni in 7.314 comuni (Tav. 3.12).

TAV. 3.12 Attività di distribuzione per regione nel 2022 (volumi in M(m³), clienti in migliaia, volumi unitari in m³)

REGIONE	COMUNI SERVITI	NUMERO CONCESSIONI	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI	VOLUMI UNITARI
Piemonte	1.083	930	25	1.922	3.072	10,8%	8,8%	1.598
Valle d'Aosta	24	1	1	22	36	0,1%	0,1%	1.676
Lombardia	1.597	1381	45	4.554	7.383	26,1%	20,8%	1.621

(segue)

¹¹ Individuati mediante il numero dei gruppi di misura.

REGIONE	COMUNI SERVITI	NUMERO CONCESSIONI	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI	VOLUMI UNITARI
Trentino-Alto Adige	169	190	10	271	650	2,3%	1,2%	2.400
Veneto	655	554	23	1.991	3.409	12,0%	9,1%	1.712
Friuli-Venezia Giulia	197	130	9	512	766	2,7%	2,3%	1.496
Liguria	162	156	7	832	696	2,5%	3,8%	837
Emilia-Romagna	384	312	18	2.132	3.525	12,4%	9,7%	1.653
Toscana	252	247	9	1.530	1.983	7,0%	7,0%	1.297
Umbria	96	81	11	335	449	1,6%	1,5%	1.340
Marche	228	197	27	641	787	2,8%	2,9%	1.228
Lazio	338	311	11	2.188	1.836	6,5%	10,0%	839
Abruzzo	309	290	20	612	618	2,2%	2,8%	1.010
Molise	137	133	8	121	113	0,4%	0,6%	931
Campania	485	466	15	1.312	947	3,3%	6,0%	722
Puglia	262	255	10	1.312	988	3,5%	6,0%	753
Basilicata	132	129	9	193	182	0,6%	0,9%	943
Calabria	387	355	6	392	271	1,0%	1,8%	689
Sicilia	345	325	11	996	603	2,1%	4,6%	605
Sardegna	72	69	1	6	2	0,0%	0,0%	357
ITALIA	7.314	6.512	-	21.873	28.316	100,0%	100,0%	1.295

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Non emergono significativi elementi di novità dall'analisi territoriale dei dati: al primo posto si collocano, come sempre, le grandi regioni del Nord (Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Piemonte), nelle quali viene distribuito il 61,4% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono complessivamente un altro 20,3%, mentre il restante 18,3% viene distribuito nelle altre parti d'Italia, con quote regionali che non arrivano al 3%.

Anche il raggruppamento delle regioni nelle consuete ripartizioni di Nord, Centro, Sud e Isole mostra cifre del tutto analoghe a quelle degli scorsi anni: al Nord viene erogato il 69% del gas distribuito a livello nazionale a 12,2 milioni di clienti (il 55,9% del totale nazionale); seguono il Centro con il 20,4%, erogato a 5,4 milioni di clienti (il 24,8% del totale) e infine il Sud e le Isole, con il 10,6% del gas a 4,2 milioni di clienti (il 19,3% del totale nazionale).

Secondo i dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale distribuzione gas dell'Autorità, nel 2022 sono state metanizzate 34 nuove località, di cui 9 alimentate da carro bombolaio e 12 rifornite da serbatoi di GNL.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 269.249 km di rete (di cui, nel 2022, 378 non in funzione): il 57,2% in bassa pressione, il 42,1% in media pressione e lo 0,7% in alta pressione (Tav. 3.13). La lunghezza

delle reti è cresciuta di 1.111 km rispetto al 2021. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.881 cabine e 103.413 gruppi di riduzione finale.

TAV. 3.13 Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2022 (numero di cabine e gruppi di riduzione finale, estensione reti in km)

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Piemonte	837	7.164	108	12.967	11.819	94,9%	4,5%
Valle d'Aosta	5	58	0	183	198	98,6%	0,8%
Lombardia	1.811	16.776	123	15.269	33.328	79,7%	16,3%
Trentino-Alto Adige	235	21.678	196	2.317	2.236	92,2%	7,5%
Veneto	697	14.606	299	11.542	19.207	80,1%	19,5%
Friuli-Venezia Giulia	131	1.953	5	2.322	5.286	68,7%	30,7%
Liguria	83	2.931	5	2.202	4.078	98,0%	1,7%
Emilia-Romagna	508	7.646	206	17.701	13.249	75,9%	23,9%
Toscana	331	10.145	203	6.954	10.105	87,5%	12,5%
Umbria	188	1.966	101	2.079	3.437	59,5%	40,5%
Marche	133	2.395	21	4.765	4.782	61,7%	29,7%
Lazio	336	2.345	180	7.889	8.055	66,2%	33,8%
Abruzzo	215	2.150	4	5.127	5.157	76,7%	23,1%
Molise	96	431	1	1.207	1.202	86,2%	13,7%
Campania	360	6.063	56	5.161	8.591	83,8%	15,7%
Puglia	246	1.897	116	3.768	8.944	92,2%	7,7%
Basilicata	114	480	1	1.115	1.671	55,5%	43,9%
Calabria	266	920	61	4.247	3.686	92,0%	7,9%
Sicilia	222	1.764	130	5.262	8.803	94,9%	4,8%
Sardegna	67	45	0	1.316	205	100,0%	0,0%
ITALIA	6.881	103.413	1.817	113.394	154.038	81,5%	17,3%
<i>di cui non in funzione</i>	-	-	5	276	97	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il 57,5% delle reti (154.846 km) è collocato al Nord, il 22,8% al Centro (61.269 km) e il restante 19,7% (53.134 km) si trova al Sud e nelle Isole.

Mediamente i distributori possiedono l'81,5% delle reti che gestiscono, mentre i comuni ne possiedono il 17,3%. Le quote di proprietà variano sensibilmente da regione a regione. Occorre comunque ricordare che esistono soggetti, diversi dal distributore e dal comune, cui le reti possono appartenere: per questo la somma delle due percentuali può differire dal 100%.

La consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso (Tav. 3.14), quest'anno basata sul numero dei clienti attivi, viene effettuata sulla base delle categorie entrate in vigore nel 2013. Definite

nell'ambito della riforma del *settlement*¹², tali categorie sono state adottate con lo scopo di attribuire agli utenti del servizio di bilanciamento i quantitativi di gas dai clienti finali i cui consumi non vengono misurati giornalmente e sono individuate in base a profili temporali di consumo standard.

Più della metà dei clienti (il 54%) utilizza il gas sia per il riscaldamento sia per la cottura dei cibi e/o la produzione di acqua calda sanitaria (codice C3); tale categoria, che preleva quasi la metà (44,8%) del gas complessivamente distribuito in Italia, ha un consumo unitario di 1.039 m³/anno, inferiore del 12,6% a quello rilevato per il 2021 (1.188 m³).

TAV. 3.14 Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2022 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre 2022 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m³)

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	2,17%	20,19%	17.566
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	42,31%	6,52%	204
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	53,97%	44,81%	1.039
C4	Uso condizionamento	0,05%	0,04%	920
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,10%	0,15%	1.959
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,11%	3,98%	60.926
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,31%	24,32%	26.772
	TOTALE	100,00%	100,00%	1.295

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La seconda tipologia più diffusa tra i clienti (42,3%) è la C2, che prevede l'impiego di gas per gli usi di cucina e/o la produzione di acqua calda. Il gas complessivamente distribuito a questa categoria è risultato pari al 6,5% del totale, per un consumo unitario di 204 m³, anch'esso in diminuzione (-9,6%) rispetto all'anno precedente (226 m³). Gli utilizzatori del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1), per lo più impianti termici centralizzati, sono una piccola quota dei clienti totali (poco più del 2%), ma assorbono ben un quinto del gas distribuito, con un consumo unitario di 17.566 m³, che presenta una diminuzione (-12,4%) rispetto all'anno precedente (20.053 m³) quasi identica a quella dei riscaldamenti individuali. Le aziende con usi tecnologici (artigianali e industriali) rappresentano solo lo 0,1% dei clienti e il 4% dei prelievi; il loro consumo unitario, ovviamente elevato, è pari a 60.926 m³, in aumento (+8%) rispetto all'anno precedente (56.423 m³), in controtendenza rispetto alle altre categorie di clienti. Quasi un quarto del gas distribuito (il 24,3%) viene impiegato da soggetti aventi usi sia tecnologici sia di riscaldamento (codice T2), il cui consumo medio è pari a 26.772 m³, anch'esso in diminuzione (-7,2%) rispetto al 2021 (28.844 m³). Rimangono estremamente marginali gli utilizzi per condizionamento, pari a circa lo 0,05% in termini sia di clienti sia di volumi assorbiti. Infine, considerando l'insieme di tutte le categorie sopra descritte, emerge un consumo *pro capite* medio di 1.295 m³/anno (Tav. 3.14), in diminuzione dell'11,7% rispetto ai 1.466 m³ rilevati per il 2021.

La tavola 3.15 mostra come si ripartiscono i clienti e i volumi in base all'entità del prelievo annuo. Le prime due classi che, data l'esiguità del consumo (al massimo pari a 480 m³ all'anno), riguardano principalmente consumi

¹² Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

di prima necessità comprendono quasi la metà dei clienti (47,4%), ma assorbono solo il 7% del gas complessivamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di clienti (42,7%) sia di volumi (29,3%) è quella relativa ai consumi tra 481 e 1.560 m³; in essa ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che, conformemente a quanto appena visto nei dati per categoria d'uso, impiegano il gas per il riscaldamento dei locali e per la produzione di acqua calda o la cucina. I riscaldamenti centralizzati e gli usi produttivi del gas sono prevalentemente compresi nelle ultime quattro classi che, pur essendo relativamente poco popolate (tutte insieme annoverano solo l'1,7% dei clienti), assorbono praticamente la metà del gas complessivamente distribuito (49,3%).

Nella tavola le quote dei clienti per ciascuna classe di prelievo sono calcolate in base al numero dei gruppi di misura attivi¹³. Considerando il numero totale dei gruppi di misura installati, si ottiene un valore più elevato di circa 2,2 milioni di unità, condensate (92%) nella fascia di prelievo più piccola, mentre se si considera il numero complessivo di punti di riconsegna¹⁴, si ottiene un ulteriore ampliamento della platea di circa 1,6 milioni di unità, ancora più concentrate (99) nella prima fascia di prelievo. Se non diversamente specificato, nel paragrafo i clienti sono conteggiati in termini di gruppi di misura attivi.

TAV. 3.15 Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2022 in migliaia e volumi prelevati in M(m³))

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA ATTIVI	VOLUMI	QUOTA SUI GRUPPI DI MISURA ATTIVI	QUOTA SUI VOLUMI
0-120	8.032	6.397	4.342	195	19,85%	0,69%
121-480	6.120	6.115	6.030	1.785	27,57%	6,30%
481-1.560	9.428	9.423	9.345	8.307	42,72%	29,34%
1.561-5.000	1.791	1.790	1.779	4.059	8,13%	14,34%
5.001-80.000	361	361	359	5.493	1,64%	19,40%
80.001-200.000	11	11	10	1.275	0,05%	4,50%
200.001-1.000.000	6	6	6	2.413	0,03%	8,52%
Oltre 1.000.000	2	2	2	4.787	0,01%	16,90%
TOTALE	25.749	24.103	21.873	28.316	100,00%	100,00%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola 3.16 offre un dettaglio della ripartizione dei prelievi e dei punti di misura dei clienti, suddivisi per fascia di consumo annuo e per le diverse tipologie settoriali individuate nel Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas (TIVG)¹⁵. Nel 2022 sono presenti nel settore 20,4 milioni di clienti domestici che hanno prelevato 13,3 miliardi di m³, ovvero il 47% di tutto il gas distribuito. Se ai volumi del domestico in senso stretto si aggiungono quelli dei condomini domestici, il consumo del settore "domestico allargato" raggiunge la significativa quota del 54,7% di tutto il gas distribuito in Italia e il 94,3% dei clienti totali.

¹³ Il gruppo di misura, o misuratore, è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale; esso comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

¹⁴ Il punto di riconsegna è l'elemento di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente finale.

¹⁵ Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, e s.m.i.

TAV. 3.16 Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2022 in migliaia e volumi prelevati in M(m³))

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	GRUPPI DI MISURA				VOLUMI			
	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI
0-120	4.169,130	11,084	9,741	151,848	189,7	0,4	0,2	4,9
121-480	5.816,555	10,240	6,917	196,719	1.718,5	3,0	2,1	61,4
481-1.560	8.940,149	19,657	13,025	372,525	7.924,7	19,3	12,4	351,1
1.561-5.000	1.471,969	37,437	14,575	255,282	3.169,6	123,1	43,4	723,2
5.001-80.000	27,729	113,652	22,094	195,176	232,8	1.808,2	387,9	3.064,6
80.001-200.000	0,111	1,363	0,946	8,044	13,4	154,1	113,4	994,3
200.001-1.000.000	0,032	0,164	0,437	5,075	13,6	52,3	168,2	2.179,2
Oltre 1.000.000	0,009	0,005	0,124	1,547	32,3	6,5	342,1	4.405,8
TOTALE	20.425,684	193,602	67,859	1.186,216	13.294,6	2.166,9	1.069,8	11.784,5

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Poco più di un miliardo di metri cubi (il 3,8% del totale) è stato prelevato dalle attività di servizio pubblico (0,3% dei clienti), definite come strutture pubbliche o private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. I consumatori rimanenti ("altri usi") rappresentano il 5,4% dei clienti e il 41,6% dei volumi distribuiti. I consumi *pro capite* che emergono da questi dati sono compatibili con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 651 m³ per i clienti domestici, 11.192 per i condomini, 15.764 per le attività di servizio pubblico e 9.935 per gli "altri usi". Nell'ambito dei domestici (in senso stretto), la classe di consumo più popolata è quella da 481 a 1.560 m³/anno: vi ricade il 43,8% dei clienti e il 59,6% dei volumi, con un consumo medio unitario di 886 m³/anno. Segue la classe inferiore (121-480 m³/anno), con il 28,5% dei clienti ma solo il 12,9% dei volumi, mentre risulta ancora meno rilevante la prima classe (0-120 m³/anno), che pur annoverando un quinto dei clienti domestici (20,4%) assorbe solo l'1,4% dei consumi degli stessi. Per quanto riguarda i condomini con uso domestico, la maggior parte (58,7%) ricade nella classe di consumo 5.001-80.000 m³/anno, che assorbe ben l'83,5% dei volumi prelevati da questa seconda categoria, per un consumo unitario di 15.910 m³/anno. Nella medesima classe di consumo ricade anche la quota maggiore (32,6%) delle utenze relative ad attività di servizio pubblico, che da sola assorbe il 36,3% del gas utilizzato da questa categoria. Infine, per quanto riguarda la tipologia residuale "altri usi", la classe di consumo principale in termini di numerosità (31,4%) è la terza (da 481 a 1.560 m³/anno), ma assorbe solo il 3% dei consumi di questi clienti; più rilevante la classe da 5.000 a 80.000 m³/anno, con il 16,5% dei clienti, il 26% dei volumi e un consumo unitario prossimo a quello dei riscaldamenti centralizzati (15.702 m³), mentre considerando i volumi si rileva la prevalenza (37,4%) della fascia più grande (oltre 1 milione di m³), a cui corrisponde un consumo *pro capite* di 2,8 milioni di m³/anno.

Un'ulteriore spaccatura dei clienti e dei volumi distribuiti in Italia con dettaglio settoriale e geografico è esposta nella tavola 3.17. La tavola consente di apprezzare come i valori medi visti per l'Italia nel suo complesso siano in realtà abbastanza differenziati territorialmente, con consumi unitari medi che – per il complesso delle tipologie di clienti – al Nord (1.597 m³) sono oltre il doppio (2,25 volte) di quelli osservati al Sud e nelle Isole (711 m³), mentre quelli

del Centro assumono valori intermedi (1.066 m³). La variabilità climatica del territorio italiano e il diverso grado di metanizzazione delle varie aree del Paese spiegano gran parte della eterogeneità nei prelievi regionali di gas.

Le diversità indicate si riscontrano per tutte le categorie di clienti considerate. La differenziazione è massima per i condomini, che consumano in media 15.851 m³ al Nord, 8.271 al Centro e 1.420 al Sud. Seguono i divari mostrati dalle attività produttive ("altri usi"), con 13.408 m³ al Nord, 7.349 al Centro e 3.175 al Sud, per effetto della differente presenza sul territorio di imprese di taglia medio-piccola, tipicamente servite dalle reti di distribuzione. Seguono quindi i domestici, i cui consumi *pro capite* sono di 725 m³ al Nord, 586 al Centro e 520 al Sud. Una differenziazione ancora meno marcata emerge per le attività di servizio pubblico, con consumi unitari di 16.848 m³ al Nord, 15.348 al Centro e 13.153 al Sud.

TAV. 3.17 Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2022 (clienti in migliaia e volumi in M(m³))

REGIONE	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		ALTRI USI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	1.795,1	1.225,0	17,0	332,3	6,0	104,9	104,2	1.409,8
Valle d'Aosta	20,3	14,4	0,2	6,6	0,1	3,4	1,2	12,0
Lombardia	4.252,7	3.139,6	40,3	768,9	14,1	224,6	247,0	3.250,0
Trentino-Alto Adige	252,9	177,6	2,4	69,2	0,8	40,4	14,7	362,8
Veneto	1.859,2	1.497,0	17,6	126,1	6,2	100,1	108,0	1.686,3
Friuli-Venezia Giulia	477,9	350,0	4,5	52,2	1,6	52,4	27,8	311,0
Liguria	776,7	324,2	7,4	139,4	2,6	17,8	45,1	214,3
Emilia-Romagna	1.991,3	1.556,0	18,9	222,1	6,6	96,0	115,6	1.650,7
Toscana	1.428,5	971,6	13,5	90,4	4,7	83,1	83,0	838,3
Umbria	312,7	208,1	3,0	13,6	1,0	16,7	18,2	210,2
Marche	598,3	437,4	5,7	20,6	2,0	25,8	34,7	303,3
Lazio	2.043,1	915,2	19,4	251,6	6,8	100,5	118,7	568,9
Abruzzo	571,3	363,4	5,4	16,1	1,9	26,7	33,2	211,6
Molise	112,9	71,9	1,1	4,9	0,4	5,6	6,6	30,1
Campania	1.225,2	558,0	11,6	22,7	4,1	68,7	71,2	297,8
Puglia	1.225,4	716,7	11,6	13,5	4,1	51,5	71,2	206,5
Basilicata	180,3	128,6	1,7	5,2	0,6	16,3	10,5	31,9
Calabria	366,5	197,0	3,5	2,5	1,2	11,5	21,3	59,6
Sicilia	930,2	441,5	8,8	8,7	3,1	23,7	54,0	129,0
Sardegna	5,2	1,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,3	0,3
ITALIA	20.425,7	13.294,6	193,6	2.166,9	67,9	1.069,8	1.186,2	11.784,5

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola 3.18 mostra la tecnologia dei gruppi di misura del gas, con la ripartizione della loro numerosità¹⁶ tra le principali tipologie al 31 dicembre 2022, evidenziando anche il loro grado di accessibilità fisica¹⁷. Per quanto riguarda i gruppi di misura tradizionali, che necessitano di essere visitati per raccogliere il dato di misura dei consumi, la quota direttamente accessibile da parte del personale incaricato delle rilevazioni è pari al 42%. Anche per ovviare alle difficoltà di accesso, l'Autorità ha disciplinato la graduale sostituzione degli apparecchi tradizionali con gruppi di misura elettronici per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione a partire dal 2008. Nel corso del tempo, in considerazione dei ritardi registrati nel processo di installazione, l'Autorità è intervenuta rivedendo le tempistiche e individuando forme flessibili di implementazione da parte delle imprese di distribuzione.

L'installazione dei misuratori elettronici prosegue, anche se a ritmi inferiori al passato. Nel corso del 2022 il loro numero è aumentato del 3,6%, grazie all'installazione di circa 0,7 milioni di apparecchi, quasi tutti (98%) di piccola taglia, ovvero fino alla classe G4. Alla fine del 2022 risulta dotato di misuratore elettronico del gas quasi l'80% dei clienti; primeggiano come sempre i condomini, con l'88%, mentre risultano lievemente attardati (76%) i clienti con altri usi (Fig. 3.10). Per questi ultimi, ma anche per gli stessi condomini, si riscontra una sostanziale stasi rispetto alle percentuali rilevate per l'anno precedente (Fig. 3.11).

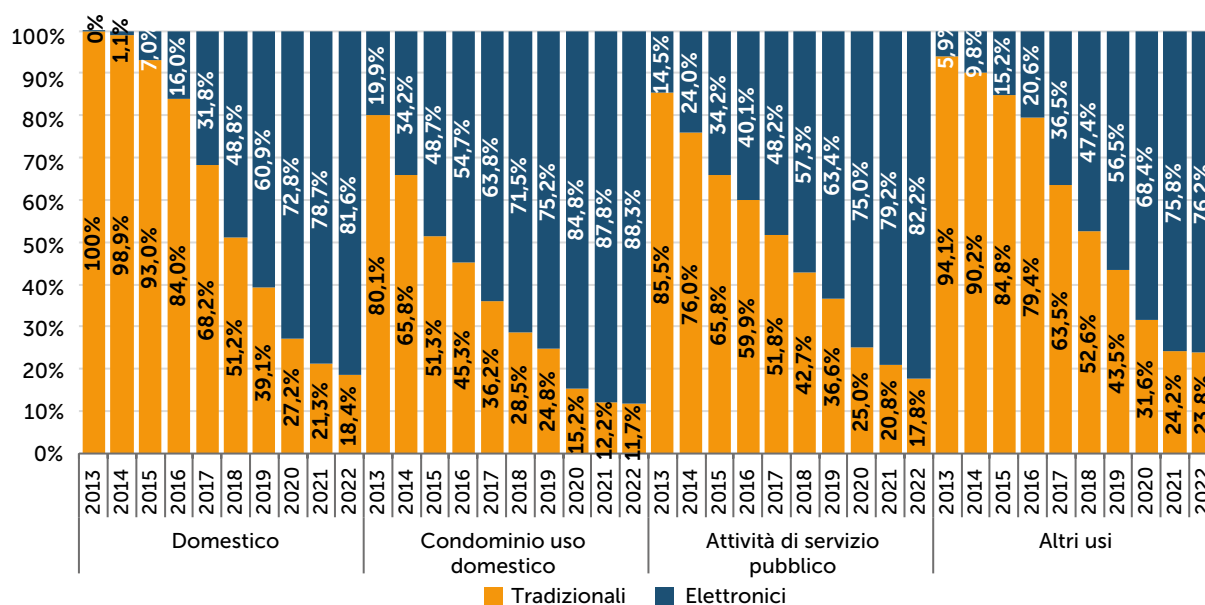
TAV. 3.18 Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2022 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia e prelievi in $M(m^3)$)

CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI	TOTALE GRUPPI DI MISURA	VOLUMI
ELETTRONICI					
Fino a G6	7.828,4	3.201,9	7.814,1	18.844,4	11.567
G6	139,0	53,3	83,5	275,8	627
Da G6 a G25	135,6	53,7	62,6	251,9	1.509
G25	44,5	27,7	27,7	99,9	1.211
G40	21,8	15,0	16,0	52,7	1.074
Oltre G40	25,5	16,4	23,4	65,3	9.285
Totale elettronici	8.194,8	3.368,0	8.027,2	19.589,9	25.274
TRADIZIONALI					
Fino a G6	1.793,4	501,2	2.007,8	4.302,4	2.234
G6	76,7	20,4	84,7	181,9	237
Da G6 a G25	7,0	3,9	6,0	16,9	63
G25	1,7	1,1	1,8	4,6	38
G40	1,4	0,7	1,1	3,2	50
Oltre G40	1,5	0,8	2,0	4,4	420
Totale tradizionali	1.881,8	528,2	2.103,3	4.513,3	3.042
TOTALE GRUPPI DI MISURA	10.076,5	3.896,2	10.130,5	24.103,2	28.316

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

¹⁶ Numero totale, comprensivo dei gruppi di misura non attivi.

¹⁷ La definizione di "accessibile", "non accessibile" o "parzialmente accessibile" dipende dalla possibilità che il segnante del misuratore, ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori, sia consentito liberamente o meno. Più precisamente: il misuratore è definito "accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica; è definito "non accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito solo in presenza del titolare del punto di riconsegna o di altra persona da questi incaricata; è definito "con accessibilità parziale" quando l'impresa di distribuzione può normalmente accedere al misuratore in presenza di persona che consenta l'accesso al luogo in cui il misuratore è installato.

FIG. 3.11 Gruppi di misura elettronici e tradizionali installati dal 2013 per tipologia di cliente


Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'attività di rilevazione dei dati di misura svolta dai distributori è riassunta nella tavola 3.19 che riporta la ripartizione percentuale dei clienti, distinti per classe di consumo annuo, in base alla frequenza della rilevazione dei loro consumi. La numerosità dei tentativi di raccolta dei dati di misura dipende dall'entità del consumo annuo del cliente: la lettura più frequente, giornaliera o mensile, è riservata ai clienti con i consumi più elevati, mentre i consumatori più piccoli sono oggetto di rilevazioni a intervalli plurimensili o annuali.

TAV. 3.19 Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2022

CLASSI DI CONSUMO ANNUO (m ³)	GRUPPI DI MISURA CON RILEVAZIONE						
	1 VOLTA L'ANNO	2 VOLTE L'ANNO	3 VOLTE L'ANNO	PIÙ DI 3 VOLTE L'ANNO	MENSILE	GIORNALIERA	TOTALE
0-500	84,5%	4,2%	6,4%	3,8%	0,1%	1,0%	100,0%
501-1.500	2,2%	30,9%	62,8%	2,5%	0,1%	1,5%	100,0%
1.501-5.000	0,5%	7,2%	80,3%	6,3%	0,6%	5,1%	100,0%
> 5.000	0,2%	0,3%	1,2%	0,2%	27,8%	70,4%	100,0%
TOTALE	39,5%	15,7%	37,9%	3,5%	0,6%	2,9%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I clienti con consumi molto contenuti (fino a 500 m³/anno) sono quasi tutti (84,5%) oggetto di un solo tentativo di rilevazione all'anno; solo piccole percentuali degli stessi hanno avuto rilevazioni più frequenti. La maggioranza assoluta (62,8%) dei clienti con consumo annuo compreso tra 501 e 1.500 m³ è stata oggetto di rilevazione quadrimestrale, mentre circa un terzo (30,9%) ha avuto rilevazioni semestrali (due volte l'anno). Più di quattro quinti (80,3%) dei clienti di media dimensione (1.501-5.000 m³/anno) ha avuto lettura quadrimestrale (tre volte l'anno) e la quota di tali clienti con minore frequenza di lettura (meno dell'8%) è più che compensata da quella con frequenza più elevata (circa il 12%). Ancora migliori e completamente diverse le tempistiche per i clienti più grandi

(oltre 5.000 m³/anno): oltre un quarto (27,8%) ha rilevazione mensile e più di due terzi (70,4%) ha la rilevazione quotidiana (realizzata ovviamente con strumentazione elettronica).

Esaminando i totali, si può osservare che la misura giornaliera riguarda il 2,9% dei clienti (che consumano, però, il 44,4% dei volumi di gas distribuiti); la rilevazione a cadenza mensile avviene per lo 0,6% dei consumatori (6,8% dei volumi distribuiti); i clienti con un numero di letture inferiore a 12, ma superiore a 3, sono l'1,9% (3,5% dei consumi); la rilevazione semestrale (2 volte all'anno) riguarda il 10,3% dei clienti (15,7% dei volumi), mentre infine la rilevazione annuale riguarda ancora due quinti dei clienti (39,5%), che assorbono però solo il 6,4% dei consumi.

La tavola 3.20 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno operato nel 2022 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente.

TAV. 3.20 *Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2022 (volumi in M(m³))*

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Italgas	7.996	28,2%	1°
2I Rete Gas	5.662	20,0%	2°
Hera	2.349	8,3%	4°
A2A	2.252	8,0%	3°
Ascopiave	1.561	5,5%	5°
Iren	1.195	4,2%	6°
Estra	777	2,7%	7°
Agsm Aim	517	1,8%	8°
Acinque	475	1,7%	9°
Eg Holding	379	1,3%	10°
Dolomiti Energia	297	1,0%	11°
Gruppo Enercom	267	0,9%	12°
Aimag	231	0,8%	13°
Gas Rimini	211	0,7%	14°
Gas Plus	206	0,7%	16°
Sime Crema	204	0,7%	15°
Selfin	179	0,6%	18°
Gruppo Amga Legnano	166	0,6%	17°
Lucca Holding	156	0,5%	20°
Brimasco	113	0,4%	19°
Altri	3.121	11,0%	-
TOTALE	28.316	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I soggetti sono gli stessi dell'anno precedente, vi è solo qualche lieve cambio di posizione. Il gruppo Italgas occupa, come di consueto, il primo posto, con una quota del 28,2%, in aumento di 0,6 punti rispetto al 2021. Diversamente da quanto accade negli altri segmenti della filiera e in settori collegati, il secondo gruppo, che è 2I Rete Gas, segue con una quota non molto distante, il 20%, anch'essa in aumento di 0,6 punti. Nel corso del tem-

po tale gruppo (già Enel Rete Gas) ha acquisito o incorporato varie società, tra cui G6 Rete Gas nel 2013, Genia Distribuzione Gas nel 2014, GP Gas nel 2015, Nedgia nel 2018 e Powergas Distribuzione nel 2021. Nonostante una lieve riduzione della sua quota (0,2 punti), Hera sale al terzo posto a scapito di A2A, per effetto della cessione di alcuni impianti da parte di quest'ultima, la cui quota di mercato è quindi scesa sensibilmente (dall'8,7% all'8%). Confermano il posizionamento dell'anno precedente i dieci gruppi che seguono, con il primo di essi (Ascopiave) che presenta un incremento della sua quota (0,4 punti), in seguito all'acquisizione della maggior parte degli impianti ceduti da A2A. Anche gli ultimi 6 operatori sono gli stessi dell'anno precedente, con variazioni individuali di una posizione in più o in meno e quote sostanzialmente invariate e ampiamente inferiori all'1%.

Nel 2022 i primi venti gruppi hanno distribuito l'89% del totale dei volumi erogati, quota identica all'anno precedente. Emergono tuttavia lievissimi aumenti nella misura del grado di concentrazione, che si registrano nell'indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori, salita dal 55,3% al 56,5%), nell'indice C5 (quota dei primi cinque gruppi, passata dal 68,9% al 70%) e, in misura ancora più flebile, nell'indice HHI, che è salito da 1.339 a 1.341 (tale parametro può assumere valori compresi tra 0, in caso di concorrenza perfetta teorica, e 10.000, in caso di massima concentrazione, che corrisponde alla presenza di un solo operatore).

Connessioni

I dati relativi alle connessioni si differenziano a seconda che si tratti di connessioni di metanodotti con le reti di trasporto o di connessioni di condotte con la rete di distribuzione. Per ciascuna di queste tipologie, sono evidenziati i dati relativi al numero di connessioni effettuate nel corso dell'anno e al tempo medio trascorso per ottenerle, al netto di quello necessario per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale che ha richiesto la connessione. Il tempo medio è misurato in numero di giorni lavorativi impiegati per la realizzazione del punto e delle eventuali altre opere necessarie per rendere disponibile la capacità di trasporto, come previsto dal contratto di allacciamento stipulato.

Nel 2022 sono state realizzate 83 connessioni con le reti di trasporto, di cui 72 alle condotte in alta pressione e 11 a quelle in media pressione (Tav. 3.21). È invariato il numero di connessioni in alta pressione ed è diminuito quello relativo alle condotte in media pressione, ma soprattutto è aumentato notevolmente il tempo medio per la realizzazione di entrambi i tipi di collegamento: incremento di 52 giorni lavorativi (+62%) per le reti in alta pressione e di 46 giorni lavorativi (+142%) per quelle in media pressione. Poco meno della metà delle 83 connessioni complessivamente realizzate hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 28 sulle 72 in alta pressione e 9 sulle 11 realizzate in media pressione).

TAV. 3.21 Numero di connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

PRESSIONE	2021		2022	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	72	83,6	72	135,5
Media pressione	20	32,4	11	78,3
TOTALE	92	72,5	83	127,9

(A) Giorni lavorativi. Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel caso delle reti di distribuzione locale (Tav. 3.22) si è verificata una diminuzione nel numero di connessioni realizzate: 72.396 nel 2022 rispetto alle 104.960 del 2021. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (94,6%) e la restante condotte in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata dai distributori per la rete in alta pressione, come già negli ultimi anni. Si registra una riduzione dei tempi di attesa, sia per le connessioni alle reti in media pressione (da 8 a 7,7 giorni lavorativi), sia per le connessioni alle reti in bassa pressione (da 26,1 a 23,3 giorni lavorativi).

In media, nel corso dell'anno ciascun distributore ha effettuato 359 connessioni alle reti in bassa pressione. Se si escludono dal conto i distributori che non ne hanno realizzata nemmeno una (21 soggetti), la media sale a 410 connessioni per distributore.

TAV. 3.22 *Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento (numero e tempo medio in giorni lavorativi)*

PRESSIONE	2021		2022	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	0	-	0	-
Media pressione	7.627	8,0	3.906	7,7
Bassa pressione	97.333	26,1	68.490	23,3
TOTALE	104.960	9,3	72.396	8,6

(A) Giorni lavorativi. Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Mercato all'ingrosso del gas

Il numero di imprese che hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di avere svolto l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2022 (anche per un periodo limitato dell'anno) è risultato pari a 850. Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori energetici 701 imprese (81%), 71 delle quali hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 13 a un'impresa di trasporto.

Delle 701 società che hanno partecipato all'indagine, 60 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 641 attive, 129 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 385 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 127, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti (Tav. 3.23).

TAV. 3.23 Numero di operatori e vendite nel 2022 (in M(m³))

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	129	-	123.865	109.889	123.865
Venditore puro	385	13.878	-	-	13.878
Operatore misto	127	37.041	92.399	55.298	129.440
Inattivo	60	-	-	-	-
TOTALE	701	50.920	216.264	165.187	267.184

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) nel 2022 è stato pari a 267,2 G(m³). Poiché nel 2021 lo stesso valore era risultato pari a 343,2 G(m³), il mercato della vendita di gas ha registrato una nuova diminuzione, pari al 22%.

Il 46,4% di tale gas, cioè 123,9 G(m³), è stato intermediato dai grossisti, il 5,2%, cioè 13,9 G(m³), dai venditori puri e il 48,4%, cioè 129,3 G(m³), dagli operatori misti. Rispetto alle quantità intermedie nel 2021, gli operatori puri (sia grossisti che venditori) hanno perso terreno a vantaggio degli operatori misti, la cui posizione relativa nel mercato totale è cresciuta (nel 2021 la loro quota era risultata pari al 46,4% del totale).

Nel 2022 il solo mercato all'ingrosso ha movimentato 216,3 G(m³) di gas, che sono stati forniti per il 57,8% da grossisti puri e per il restante 42,2% da operatori misti. I quantitativi venduti nel mercato al dettaglio, 50,9 G(m³), sono stati collocati per il 32,7% dai venditori puri e per il 67,3% da operatori misti. L'analisi delle attività che si sono svolte sul mercato all'ingrosso del gas è descritta nel resto di questo paragrafo, mentre l'andamento del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo (nell'apposito paragrafo).

Nel 2022 il numero di imprese che ha operato nel mercato all'ingrosso, 256 soggetti, è cresciuto di 83 unità¹⁸, mentre il volume di gas che hanno venduto nel mercato all'ingrosso si è ridotto di quasi 70 G(m³) (-24,3%), con il risultato che il volume medio unitario di vendita si è quasi dimezzato, passando da 1.488 a 845 M(m³). Si tratta della seconda diminuzione dal 2012, che segue quella già rilevante registrata nel 2021.

Come di consueto, le attività dei grossisti sono state analizzate suddividendo le imprese in grandi, medie, piccole e piccolissime (Tav. 3.24) in base al volume totale di vendita di ciascuna impresa, che può essersi realizzato sia nel mercato all'ingrosso sia nel mercato finale se l'operatore è di tipo "misto". Nel 2022 la classe dei grandi conta un soggetto in meno rispetto al 2021, quelle dei soggetti di media e piccola dimensione sono cresciute entrambe di due unità, mentre i nuovi ingressi si sono concentrati nella classe dei piccolissimi che è aumentata di 61 unità.

Con l'eccezione di Alpiq, che ha realizzato un quantitativo di vendite tale da riportarla nella classe dei medi, le sei imprese classificate tra i grandi sono le stesse dell'anno precedente: Edison, due società del gruppo Eni e due del gruppo Engie, insieme a Shell Energy Europe.

¹⁸ Ciò anche grazie a numerosi controlli svolti che hanno permesso di identificare operatori che non erano in regola con l'iscrizione nell'Anagrafica operatori dell'Autorità. Inoltre, occorre sempre ricordare che il conteggio degli operatori – che è basato sulle imprese che rispondono all'Indagine annuale – è il fenomeno che più risente del diverso tasso di risposta all'Indagine da un anno all'altro.

Come appena detto, la classe dei medi conta nel 2022 due soggetti in più del 2021; ciò per effetto dell'uscita di quattro soggetti e dell'ingresso di sei imprese. Oltre ad Alpiq, proveniente dalla classe superiore, nella classe dei medi sono entrate ČEZ, ExxonMobil Gas Marketing Europe, Trafigura Trading Europe, TotalEnergies Gas & Power Geneva Branch ed Hera Comm; all'opposto, sono uscite Cura Gas & Power (che ha cessato l'attività, come si vedrà tra breve), E.On Energia, Gazprom Italia e HB Trading. La maggior parte delle imprese protagoniste dei movimenti tra le classi sono società di diritto straniero che operano come grossisti puri. In effetti, il 51% degli 86 grossisti puri che hanno risposto all'Indagine sul 2022 sono società di diritto non italiano.

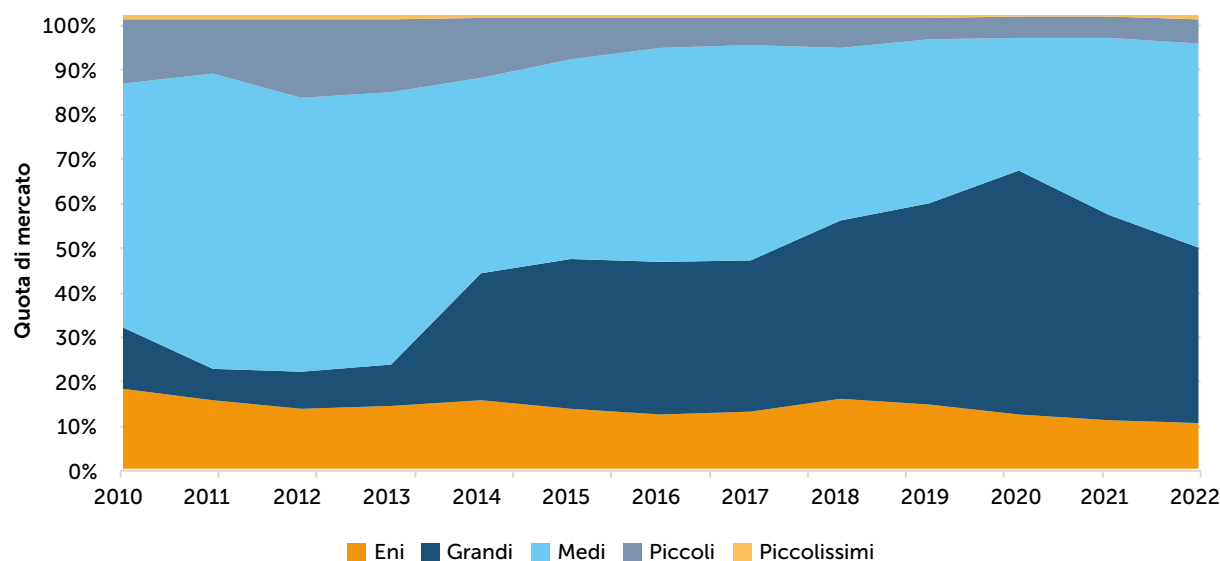
Il 10% (in lieve diminuzione rispetto al 10,7% dell'anno precedente) del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 38,6% dai grandi venditori (45,3% nel 2021), il 44,9% dai venditori medi (38,9% nel 2021). Le rimanenti 213 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 6,5% del mercato all'ingrosso (nel 2021 erano 150 e avevano rifornito il 5,1% del gas complessivamente venduto nel mercato all'ingrosso).

TAV. 3.24 *Evoluzione del mercato all'ingrosso*

OPERATORI ^(A) PER CLASSE DI VENDITA	2018	2019	2020	2021	2022
NUMERO	184	197	200	192	256
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	5	6	9	7	6
Medi	38	38	34	34	36
Piccoli	59	55	54	51	53
Piccolissimi	81	97	102	99	160
VOLUME VENDUTO G(m³)	216,2	256,0	314,5	285,7	216,3
Eni	32,9	35,6	37,2	30,6	21,6
Grandi	85,4	113,7	169,7	129,3	83,5
Medi	82,4	92,8	92,1	111,2	97,2
Piccoli	14,4	12,5	14,1	13,3	12,1
Piccolissimi	1,1	1,4	1,4	1,3	1,9
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	1.175	1.300	1.572	1.488	845
Eni	32.931	35.592	37.182	30.598	21.636
Grandi	17.075	18.947	18.858	18.475	13.912
Medi	2.169	2.443	2.708	3.271	2.700
Piccoli	245	228	262	261	228
Piccolissimi	13	15	14	13	12

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

FIG. 3.12 Quote del mercato all'ingrosso per classe di venditore

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Dal 2014 al 2020 la fetta di mercato detenuta dai grandi venditori è andata allargandosi sempre più a discapito dei venditori di tutte le altre classi (Fig. 3.12). Nel 2021 la porzione di mercato servita dai venditori di grande dimensione, pur rimanendo la più elevata (quasi metà del mercato all'ingrosso), è diminuita a vantaggio degli operatori di media dimensione, che nel 2022 hanno guadagnato un'ulteriore quota di mercato grazie al fatto che, pur avendo intermediato circa 14 G(m³) in meno dell'anno precedente, il calo delle loro vendite è stato pari alla metà di quello della media di tutti gli operatori (-12,6% contro -24,3%). Di fatto, nel 2022 il 45% del mercato all'ingrosso è stato rifornito da questi operatori.

Le variazioni societarie avvenute nel 2022 che sono state comunicate nell'Anagrafica operatori relativamente all'attività di vendita all'ingrosso sono riassunte nei punti seguenti:

- 58 imprese hanno avviato l'attività in corso d'anno;
- 9 imprese hanno cessato l'attività (Spigas, Marketz, Sardegna Energia, Cura Gas & Power, Zwilling Strom, Arvedi Tubi Acciaio, Steca Energia, C.U.Ra Consorzio Utilities Ravenna, Ego Energy);
- 5 imprese si sono estinte (All Energy Trading & Shipping, Lirenas Trading, Ambro Luce e Gas, Ovo Energy (Italy), JAS Budapest);
- nel mese di gennaio Agsm Energia ha incorporato AIM Energy, impresa che già faceva parte del gruppo Agsm Aim, e Illumia ha incorporato Illumia Trend; in ottobre, nell'ambito del gruppo Hera, Estenergy ha incorporato Ascotrade, Ascopiave Energie e Blue Meta ed Hera Comm ha incorporato Amgas Blu;
- quattro imprese hanno cambiato gruppo societario: Fintel Gas e Luce è entrata a far parte del gruppo Alperia da gennaio, quando la capogruppo ha acquisito il 90% del suo capitale sociale; in aprile Alegas è entrata nel gruppo Iren in quanto Iren Mercato ne ha acquisito l'80% del capitale sociale, prima tutto in capo ad Amag; sempre in aprile ASPM Energia è entrata nel gruppo Axpo, dopo che Axpo Italia l'ha acquisita interamente (prima dell'acquisizione i soci erano ASPM Soresina Servizi con il 70%, Axpo Italia con il 20% e L2 Holding & Management con il 10%); da ottobre Selgas fa parte del gruppo Moser Energie perché da quella data la capogruppo ha acquistato poco più dell'81% del suo capitale da TIGAS-Erdgas Tirol GmbH;

- due imprese hanno cambiato natura giuridica;
- dieci imprese hanno cambiato ragione sociale; tra le principali: Agsm Energia ha assunto la denominazione sociale di Agsm Aim Energia dopo l'incorporazione di AIM Energy; Eni Gas e Luce Gas Società Benefit ha assunto la denominazione sociale Eni Plenitude Società Benefit da marzo; Iberdrola Clientes España è diventata Iberdrola Energia España; Gazprom Marketing and Trading Limited ha assunto la denominazione sociale di Sefe Marketing & Trading Limited; con un'operazione di *rebranding* Acel Energie ha cambiato la ragione sociale in Acinque Energia, insieme alle altre quattro imprese del gruppo Acsm Agam che ha cambiato nome in Acinque Energia.

Come di consueto, importazioni e acquisti al PSV sono risultate le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si approvvigionano della materia prima che poi rivendono (Tav. 3.25): su 100 m³ acquistati, in media 85,2 m³ (86,8 nel 2021) provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (60,7 m³) sulle importazioni (24,4 m³). I restanti 14,8 m³ provengono per lo più dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (8,5 m³) e solo 1,2 m³ dalla produzione nazionale. Risultano ancora minoritari gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), dove in media vengono procacciati 4,9 m³ su 100 (questo valore è tuttavia in aumento rispetto a quello del 2021, quando era pari a 3,4 m³). L'incidenza delle varie fonti, naturalmente, si modifica a seconda della dimensione degli operatori.

Gli approvvigionamenti all'estero e gli acquisti al PSV costituiscono le principali fonti per Eni, società per la quale, comunque, la produzione nazionale rimane una fonte di un certo rilievo. La fonte estera riveste una discreta importanza anche per i grandi operatori che oltre confine acquistano il 21% del gas che poi rivendono, mentre ha perso importanza per i piccoli che risultano procurarsi attraverso le importazioni il 2,3% del gas che rivendono. Gli acquisti al PSV rappresentano, invece, la prima fonte di approvvigionamento per tutte le classi (tranne che per Eni). Gli acquisti da altri rivenditori sul territorio nazionale, sia alla frontiera sia al *city gate*, assumono il peso maggiore nell'approvvigionamento dei piccolissimi (36,4%), per i quali hanno quasi la stessa importanza degli acquisti al PSV, e un peso importante anche per i piccoli (26,5%). Il ricorso ai mercati organizzati resta minoritario per i grossisti di qualunque dimensione: la quota maggiore, infatti, è quella dei piccoli che li acquistano l'8,9% del gas che rivendono.

TAV. 3.25 *Approvvigionamento dei grossisti nel 2022*

FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	6,0%	0,0%	0,0%	5,2%	6,7%	1,2%
Importazioni	84,6%	21,0%	14,8%	2,3%	0,0%	24,4%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	0,6%	0,5%	13,4%	26,5%	36,4%	8,5%
Acquisti in stoccaggio	0,2%	0,1%	0,3%	0,7%	0,6%	0,3%
Acquisti al PSV	6,7%	73,3%	66,3%	56,4%	51,2%	60,7%
Acquisti in Borsa	1,9%	5,0%	5,1%	8,9%	5,0%	4,9%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (Tav. 3.26) evidenzia, ovviamente, che i maggiori volumi di gas (in media il 76%) vengono utilizzati per la rivendita ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (83,8%) nel caso dei soggetti di grandi dimensioni, ma è molto rilevante anche nei medi (75,5%) e per Eni (69,7%). La parte destinata al mercato finale conta mediamente per il 13,9%. Tale quota si è lentamente assottigliata nel corso degli ultimi anni, ma dal 2021 la riduzione si è fermata. Nell'ambito delle classi di operatori sono ovviamente i piccolissimi quelli che dirigono la quota maggiore del gas che intermediano verso i clienti finali (40,8%), ma essa è rilevante anche per i piccoli (33,6%) e significativa per i medi (16,5%).

TAV. 3.26 Impieghi di gas dei grossisti nel 2022

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	69,7%	83,8%	75,5%	53,9%	44,2%	75,7%
- di cui vendite in stoccaggio	3,9%	0,0%	0,4%	0,2%	3,5%	0,5%
- di cui vendite al PSV	65,9%	82,5%	86,9%	65,0%	47,3%	61,8%
A clienti finali	11,5%	6,0%	16,5%	33,6%	40,8%	13,9%
- di cui collegati societariamente	16,7%	48,0%	27,1%	4,7%	4,9%	24,5%
Autoconsumi	16,8%	4,8%	2,8%	3,8%	10,0%	5,3%
Borsa	2,1%	5,4%	5,2%	8,7%	5,0%	5,1%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Gli operatori grandi e medi, che, come appena detto, usano per lo più il gas per la rivendita ad altri operatori (specialmente al PSV), concentrano invece le vendite finali a clienti collegati societariamente. Mediamente, il 5,3% del gas viene riservato agli autoconsumi, ma anche per questo impiego si osserva una discreta variabilità tra le classi di operatori: quote rilevanti di gas sono dirette all'autoconsumo da Eni e dai piccolissimi, mentre gli autoconsumi contano poco tra gli altri. Il gas destinato alla Borsa risulta in tutte le classi abbastanza limitato, pari in media al 5,1%, con una punta dell'8,7% nel caso dei piccoli (stessa quota nel 2021).

In base ai dati ricevuti dalle 256 imprese attive nel mercato all'ingrosso che hanno risposto all'Indagine annuale, sono 19 le società che nel 2022 hanno venduto almeno 3 G(m³) (erano 21 nel 2021); 37, invece, sono le imprese che hanno venduto almeno 1 G(m³), mentre erano 35 nel 2021. La quota del mercato all'ingrosso delle società che hanno venduto oltre 3 G(m³) nel mercato all'ingrosso nel 2022 è pari all'80,5%, mentre nel 2021 era all'84,9%.

La tavola 3.27 mostra sia il dettaglio dell'attività delle società il cui venduto ha raggiunto almeno 3.000 M(m³) nel mercato all'ingrosso, sia il prezzo mediamente praticato da tutti i grossisti ad altri rivenditori e ai clienti finali. Nel dettaglio, il prezzo medio praticato ad altri rivenditori è risultato pari a 98,78 €cent/m³, mentre quello praticato ai clienti finali è risultato pari a 114,75 €cent/m³. Nel 2021 gli stessi prezzi erano mediamente pari a 32,78 €cent/m³ nel caso degli altri rivenditori e 74,68 €cent/m³ nel caso dei clienti finali. Entrambi, quindi, hanno registrato un elevato rincaro, più consistente nel prezzo all'ingrosso (200% circa), ma estremamente elevato anche nel mercato al dettaglio (54% circa). Queste variazioni sono in linea con l'andamento dei prezzi internazionali della

commodity che a partire dalla fine dell'estate 2021 hanno registrato estremi rincari; anche il prezzo al PSV nella media del 2022 è aumentato del 165%, quando già nel 2021 era cresciuto del 350%.

TAV. 3.27 Vendite dei principali grossisti nel 2022 (in M(m³))

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	21.636	3.462	25.098	10,0%
Engie Global Markets	19.886	0	19.886	9,2%
Shell Energy Europe Ltd	13.256	0	13.256	6,1%
Edison	13.152	2.264	15.416	6,1%
Enel Global Trading	13.142	2.700	15.842	6,1%
Eni Global Energy Markets	12.405	0	12.405	5,7%
Engie Italia	11.633	666	12.299	5,4%
Azerbaijan Gas Supply Company Ltd	7.791	0	7.791	3,6%
A2A	7.725	278	8.003	3,6%
Gunvor International B.V.	6.640	0	6.640	3,1%
Hera Trading	6.607	67	6.674	3,1%
Edf Trading Ltd	5.302	0	5.302	2,5%
Vitol Sa	5.225	0	5.225	2,4%
Axpo Italia	4.632	1.765	6.398	2,1%
Bp Gas Marketing	4.054	0	4.054	1,9%
Sefe Marketing & Trading Ltd	3.967	0	3.967	1,8%
Dxt Commodities Sa	3.964	0	3.964	1,8%
Engie Sa	3.847	0	3.847	1,8%
Rwe Supply & Trading Gmbh	3.593	0	3.593	1,7%
Altri	47.809	25.838	73.647	22,1%
TOTALE	216.264	37.041	253.305	100%
Prezzo medio (c€/m³)	98,78	114,75	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Punto di scambio virtuale

Un *hub* è un punto contrattuale e di interconnessione, dove i compratori e i venditori effettuano transazioni di gas naturale. Un *hub* può essere fisico o virtuale: quando è fisico è un punto di interconnessione tra due o più gasdotti appartenenti a sistemi di trasmissione diversi; quando è virtuale si tratta, sostanzialmente, di un mercato standardizzato che simula le condizioni di un *hub* fisico, ovvero di una piattaforma finanziaria legata al sistema di trasporto del gas nella quale i *trader* scambiano quantitativi di gas indipendentemente dalla sua provenienza.

In Italia, il PSV è un *hub* virtuale, cioè un punto concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete nazionale dei gasdotti, in cui è possibile effettuare scambi e cessioni di gas immesso nella rete stessa. Gestito da Snam Rete Gas, offre agli operatori un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità

di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio in caso di interruzione o di riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. La sua importanza, sia in termini di volumi scambiati sia in termini di numero delle contrattazioni, è cresciuta nel tempo grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti le transazioni e alla possibilità per i *trader*, dal novembre 2006, di effettuare transazioni senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.

Più in dettaglio, il PSV consente di notificare a Snam Rete Gas, gestore del sistema di trasporto, le cessioni di gas tra gli utenti, in modo che siano contabilizzate nei loro bilanci giornalieri. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali (detti *over the counter* – OTC), sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Queste ultime sono le cessioni che negli anni più recenti hanno accresciuto il ruolo del PSV nel mercato italiano del gas. Infine, dal settembre 2015 si registrano al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze¹⁹, ovvero le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. Le regole approvate dall'Autorità hanno, infatti, reso operativo l'accesso al mercato nazionale italiano, attraverso il GME, delle Borse di altri paesi europei, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV.

Per operare al PSV è necessario essere sottoscrittori, cioè essere in possesso dei requisiti richiesti e avere sottoscritto un modulo di adesione o un contratto di accesso, con il quale ci si impegna al rispetto delle condizioni²⁰.

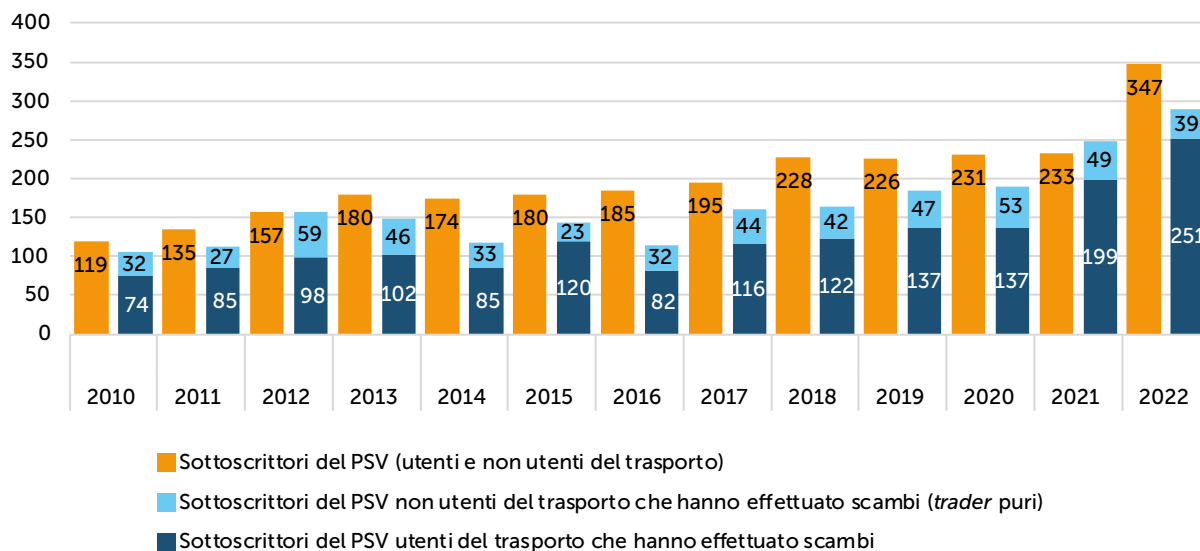
Nel 2022, 251 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV (Fig. 3.13). Soltanto 39 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV è fortemente cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 347 unità contro le 233 del 2021 (+49%). Anche il numero dei sottoscrittori che hanno effettuato scambi è aumentato in misura significativa (+26%), essendo passato da 199 soggetti a 251. All'opposto, il numero dei *trader* puri è sceso da 49 soggetti registrati nel 2021 a 39 soggetti nel 2022 (-20%).

La figura 3.13 mostra lo sviluppo degli scambi registrati al PSV dal 2004. Nel grafico sono state raggruppate sotto la dicitura "PSV" le riconsegne derivanti dalle cessioni OTC Giornaliera, OTC Multigiornaliera e Forzosa GNL, mentre, con l'indicazione "PSV-Mercati", sono raggruppati gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati centralizzati e quelli gestiti come *clearing house*.

¹⁹ Per Borsa terza si intende il gestore di un mercato regolamentato estero, in cui sono scambiati strumenti finanziari derivati che prevedono la consegna fisica e le cui attività di compensazione e garanzia delle transazioni concluse su tale mercato siano regolate attraverso una *clearing house* (cioè il soggetto terzo che si assume il rischio di controparte); oppure è la *clearing house* stessa che, direttamente o attraverso società dalla medesima controllate o partecipate, è responsabile degli adempimenti per la consegna fisica dei prodotti offerti.

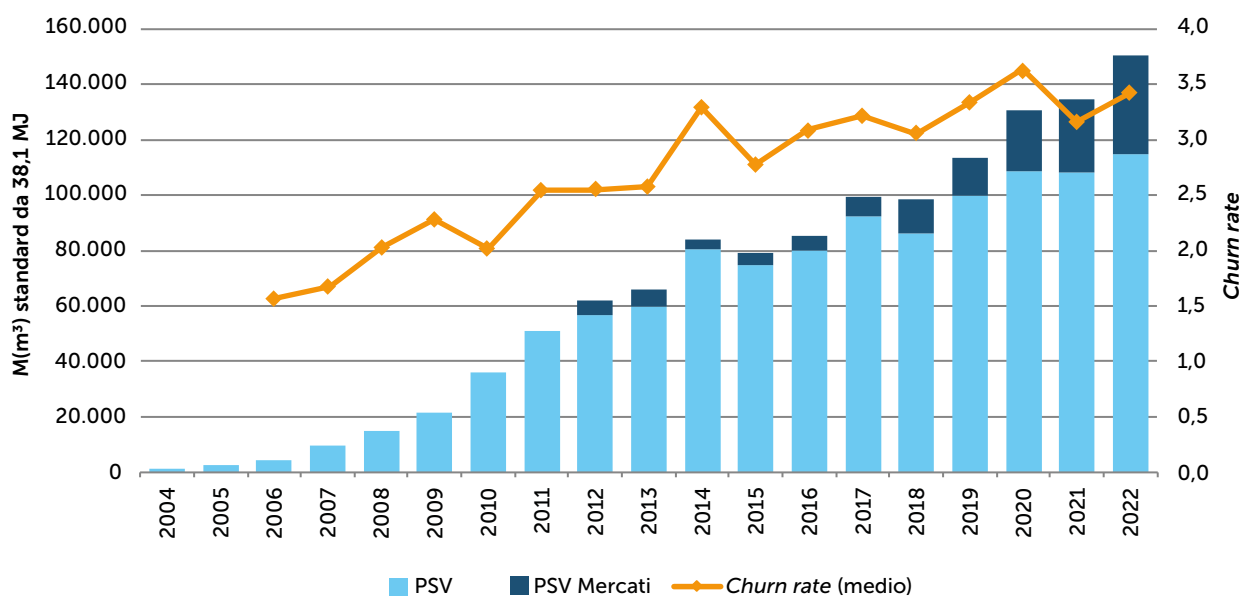
²⁰ Approvate dall'Autorità con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

FIG. 3.13 Sottoscrittori del PSV dal 2010



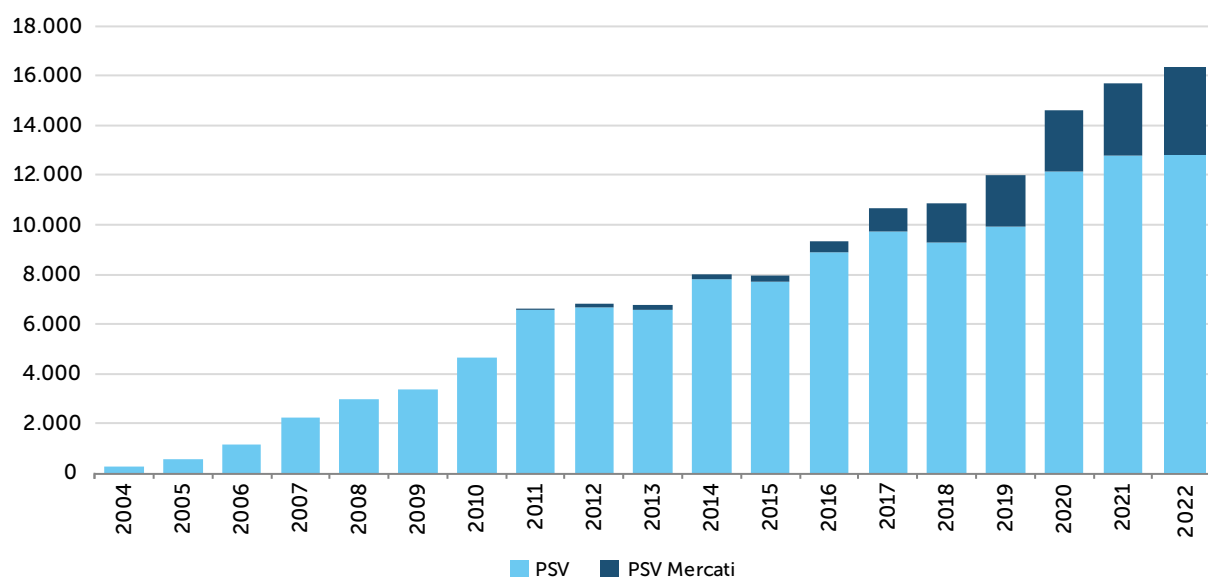
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

FIG. 3.14 Volumi delle transazioni al PSV e churn rate



Fonte: ARERA, elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

Nel 2022 i volumi OTC scambiati presso il PSV sono cresciuti del 3,6%, da 107 a poco meno di 111 G(m³). I volumi con consegna forzata al PSV sono triplicati (da 1,2 a 4,1 G(m³)). Pertanto, il complesso delle riconsegne al PSV è aumentato del 6,4% rispetto al 2021, essendo passato da 108,2 a 115 G(m³) (Fig. 3.15). I volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno, invece, registrato come sempre un incremento di gran lunga più elevato, pari al 35%. I volumi scambiati in borsa hanno infatti raggiunto i 35,4 G(m³), dai 26,3 dell'anno precedente, grazie a un elevato aumento dei volumi gestiti nei mercati centralizzati (+35%) a cui si è accompagnata una marcata crescita anche dell'energia scambiata come *clearing house* (+31%). In aumento del 5% anche il numero medio di transazioni giornaliere (Fig. 3.15).

FIG. 3.15 Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV

Fonte: ARERA, elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

Il *churn rate* è un indicatore sintetico che misura il numero medio di volte in cui la *commodity* (il gas) è oggetto di scambio tra il momento della vendita iniziale e quello della sua consegna fisica. L'indicatore può essere calcolato in modi diversi. Quello illustrato nella figura è ottenuto rapportando il totale dei volumi oggetto di *trading* al PSV al valore delle registrazioni che si traducono in consegna fisica. Più il mercato è liquido e più questo valore aumenta. Questo tasso è molto cresciuto tra il 2006 e il 2014, nel 2015 ha evidenziato un netto calo per poi stabilizzarsi, negli anni dal 2016 al 2018, intorno a 3,1. Nel 2019 l'incremento delle attività ne ha portato il valore a 3,3 e la crescita è stata ancora più significativa nel 2020, quando ha raggiunto il valore di 3,6. Dopo il ripiegamento del 2021, nel 2022 è tornato al valore di 3,4 grazie all'incremento osservato nel numero delle transazioni medie giornaliere (+30% per il PSV Mercati) così come nella quantità di volumi scambiati (+12% nel complesso).

Borsa del gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso avvio nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito:

- per gli importatori, l'obbligo di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità;
- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, l'obbligo di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato (c.d. *royalties*).

Attraverso provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009, sono state definite le modalità di cessione delle aliquote. La legge 23 luglio 2009, n. 99, ha affidato la gestione del mercato del gas al GME, il quale gestisce in maniera esclusiva le offerte di acquisto e vendita, nonché i servizi connessi, secondo criteri di merito economico.

Con il decreto del Ministero della transizione ecologica 18 marzo 2010, è avvenuta l'effettiva creazione del primo nucleo della Borsa, con l'istituzione della Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata P-GAS.

Con la nascita di M-GAS, nell'ottobre 2010, è stato avviato il mercato *spot* del gas naturale, con il GME nel ruolo di controparte centrale. Su tale mercato gli operatori abilitati a effettuare transazioni sul PSV possono acquistare e vendere volumi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

Con il decreto interministeriale 9 agosto 2013, n. 110, è stata definita la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS)²¹. Tale mercato, che è stato affiancato agli esistenti mercati a pronti, si svolge secondo le modalità della negoziazione continua con diversi *book* di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile, riferiti a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita del gas.

A seguito dell'approvazione del regolamento europeo del bilanciamento, a partire dal 1° ottobre 2016 è stato introdotto un sistema di bilanciamento che mette in competizione, nel corso del giorno, tutte le risorse flessibili disponibili quali lo stoccaggio, l'importazione o la rigassificazione del GNL. In tale sistema, gli utenti e Snam Rete Gas accedono ai medesimi mercati di prodotti *spot*, MGP-GAS e MI-GAS, per approvvigionarsi delle risorse necessarie a bilanciare, rispettivamente, la posizione individuale e quella aggregata di sistema. Tale riforma ha introdotto, inoltre, prezzi di sbilanciamento che responsabilizzano i singoli utenti a bilanciare le proprie posizioni, in modo che anche la rete, nel suo complesso, risulti bilanciata. In questo contesto, l'operatore di sistema Snam Rete Gas fornisce agli utenti le informazioni in tempo reale sullo stato della rete affinché siano gli utenti a bilanciare in modo efficiente il sistema, limitando, viceversa, le sue azioni di acquisto e vendita sul mercato a quanto strettamente necessario a fornire "segnali di prezzo". Oltre agli esistenti MGP-GAS e MI-GAS, il 1° ottobre 2016 sono stati attivati i seguenti mercati di prodotti *spot* utili ai fini di bilanciamento:

- il Mercato del gas in stoccaggio (MGS) che permette a tutti gli utenti di scambiare tramite un'unica sessione d'asta a prezzo marginale la titolarità di gas detenuto in stoccaggio; Snam Rete Gas può accedere a tale mercato sia per gestire in sicurezza eventuali scostamenti complessivi di rete, sia per altre operazioni;
- il Mercato dei prodotti *locational* (MPL) che si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta e unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato Snam Rete Gas approvvigiona dagli utenti abilitati i quantitativi di gas necessari per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete.

Le negoziazioni di entrambi i comparti, organizzate in via transitoria nell'ambito della Piattaforma per il bilanciamento (PB-GAS), a partire da aprile 2017 rientrano nell'organizzazione del Mercato del gas (M-GAS)²². Dal 2015 gli operatori possono inoltre estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso Borse gestite da

21 In attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

22 In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 13 marzo 2017.

soggetti diversi dal GME. In particolare, il GME è stato incaricato di registrare al PSV le transazioni eseguite sulle piattaforme gestite da ICE Endex e Powernext (piattaforma PEGAS del gruppo EEX), che già ad aprile 2015 aveva lanciato prodotti *future* con consegna al PSV.

Il GME, in linea con gli orientamenti espressi dall'Autorità e a valle di una consultazione dei propri operatori, ha introdotto, tra gennaio e febbraio 2018, alcune misure per favorire lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale che gestisce e, in particolare, del mercato a pronti. Di particolare rilievo è stata la creazione di figure di *market making*, ossia di soggetti (c.d. *liquidity provider*) che si impegnano, a fronte di un vantaggio economico, a mantenere nel mercato contemporaneamente offerte di vendita e di acquisto contenute entro un differenziale di prezzo predefinito; i *liquidity provider* operano nella negoziazione di prodotti *day-ahead*. Ai *liquidity provider* che abbiano svolto l'attività di *market making* nel rispetto dei termini, modalità e condizioni previste, relativamente a un mese di calendario, il GME riconosce un corrispettivo fisso pari a 160 € per ciascuna sessione utile e un corrispettivo pari a euro 0,01 €/MWh per ciascun MWh negoziato sull'MGP-GAS per il prodotto giornaliero G+1.

Nel 2018 è stata disposta anche l'integrazione dei mercati gestiti dal GME nell'ambito della piattaforma Trayport, dove erano già presenti i principali mercati esteri, una misura che consente agli utenti di ottimizzare le attività di *trading* attraverso l'operatività contemporanea su più mercati da una singola piattaforma di negoziazione.

Sempre al fine di promuovere la liquidità del mercato a pronti del gas naturale, ampliando l'offerta dei prodotti disponibili per la negoziazione e la flessibilità per i soggetti che vi operano, alla fine del 2019 il Ministero della transizione ecologica ha introdotto il prodotto *week-end* nel mercato MGP-GAS²³, che è negoziabile dal 1° gennaio 2020.

Dal 1° gennaio 2020 è stato, infine, attivato un nuovo comparto dell'M-GAS funzionale all'approvvigionamento da parte del Responsabile del bilanciamento (RdB) delle risorse necessarie al funzionamento del sistema²⁴. Questo comparto, denominato AGS, è articolato in due aste per prodotti con consegna in ciascun giorno-gas, da tenersi nel giorno-gas G-1, a valle di una prima valutazione dei quantitativi da approvvigionare e nel giorno G, senza sospensione del mercato a contrattazione continua durante lo svolgimento dell'asta. La partecipazione alle aste è aperta a tutti gli operatori ammessi a operare su M-GAS con offerte di segno opposto a quelle dell'RdB.

Scambi e prezzi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME nel corso del 2022 sono stati negoziati volumi complessivi per 177,2 TWh (Tav. 3.28), in aumento rispetto al 2021 (+35%).

È aumentata significativamente la liquidità nel Mercato del giorno prima (75,6 TWh; +67%) e, in particolare, nella sessione relativa al giorno precedente alla consegna. L'andamento mensile evidenzia, inoltre, livelli più alti nell'ul-

²³ Con proprio decreto del 12 dicembre 2019, dopo che l'Autorità aveva espresso parere favorevole con la delibera 26 novembre 2019, 496/2019/I/com,

²⁴ Il cui assetto è stato definito con la delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

timo mese dell'anno. Al terzo anno di operatività, il comparto AGS di MGP ha registrato scambi per un totale di 51,1 TWh (+51% rispetto al 2021).

TAV. 3.28 Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (in GWh)

MERCATI	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
P-GAS												
<i>Import</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Royalties</i>	2.870	2.708	1.801	-	-	-	1.057	2.471	1.290	-	1.351	2.204
DLgs n. 130/2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-GAS												
MI-GAS	13	36	4	102	1.009	7.090	23.826	27.862	41.053	46.701	44.086	40.528
MGP-GAS	149	136	13	-	-	335	3.280	13.006	24.564	30.079	45.401	75.643
MT-GAS	-	-	-	-	-	-	171	602	3.225	655	33	-
MGS	-	-	-	-	-	3.269	16.633	13.502	13.365	6.450	5.084	5.134
MPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-AGS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.716	33.790	51.107
MI-AGS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.363	1.608	2.559
PB-GAS												
PB-GAS (G+1)	1.712	34.925	40.833	38.584	40.863	30.568	-	-	-	-	-	-
PB-GAS (G-1)	-	-	48	2.940	7.326	6.218	-	-	-	-	-	-
TOTALE	4.743	37.805	42.699	41.627	49.199	47.480	44.967	57.443	83.497	113.965	131.352	177.215

Fonte: GME.

Si è osservato, invece, un calo dei volumi scambiati nel Mercato infragiornaliero (40,5 TWh, -8%), da ricondurre soprattutto alle minori movimentazioni del Responsabile del bilanciamento (Snam Rete Gas) (10,2 TWh, -22%), mentre sono rimasti sostanzialmente stabili i volumi scambiati da altri operatori (30,3 TWh, -2%), pari al 75% del totale scambiato nel comparto. Al terzo anno di operatività, il comparto AGS di MI ha registrato scambi per un totale di 2,6 TWh (+62%).

Le negoziazioni nel Mercato del gas in stoccaggio (MGS) sono ammontate a 5,1 TWh per la sola impresa Stogit, riconducibili sia a movimentazioni di Snam Rete Gas per tutte le finalità (3,1 TWh) sia a operatori terzi (2,0 TWh).

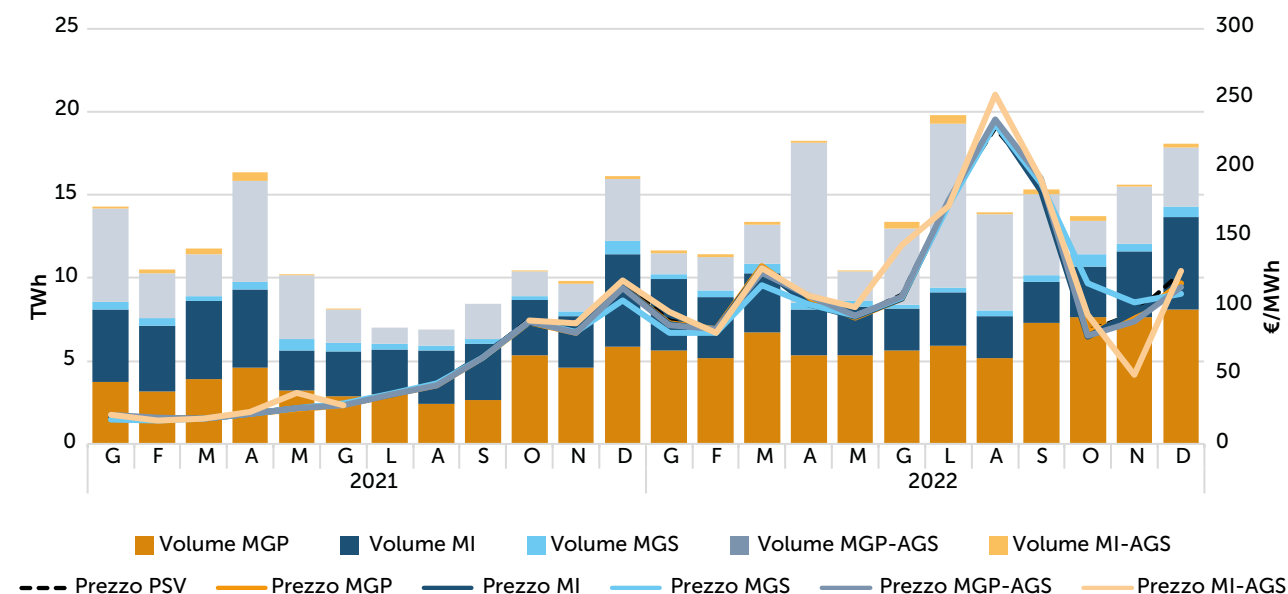
Nel 2022, Snam Rete Gas non ha attivato sessioni nel Mercato dei prodotti *locational*.

Analogamente non sono state registrate transazioni per i prodotti a termine (MT-GAS). Si osserva, invece, una ripresa delle negoziazioni nel comparto *royalties* della P-GAS con 2,2 TWh di volumi consegnati nel 2022 e precedentemente negoziati.

Relativamente ai prezzi registrati sulle diverse piattaforme (Fig. 3.16) si possono approssimare tutti a una media annuale di circa 124 €/MWh, in linea con la quotazione media annua del PSV (124 €/MWh, +165%). In particolare,

i prezzi medi dei due comparti dell'M-GAS, pari rispettivamente a 123,5 €/MWh per MGP-GAS e a 122,2 €/MWh per MI-GAS, hanno mostrato un andamento infrannuale che riflette quello del PSV.

FIG. 3.16 Volumi e prezzi nei mercati dell'M-GAS



Fonte: GME.

Mercato finale al dettaglio

Secondo i dati provvisori dell'Indagine annuale sui settori energetici, illustrati in queste pagine, nel 2022 sono stati venduti nel mercato al dettaglio poco meno di 51 G(m³), cui vanno aggiunti 675 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*²⁵. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 51,6 G(m³), con una riduzione di 6,1 G(m³) rispetto al 2021 (Tav. 3.29).

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero della transizione ecologica, e commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 14 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 65,7 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 67,3 G(m³) di fonte ministeriale. Come di consueto, vi sono differenze tra le due fonti che classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. Nei dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi nel 2022 è quindi diminuito del 13,7% rispetto a quello del 2021.

A parte le forniture di ultima istanza e di *default*, i cui volumi si sono quasi triplicati, nel 2022 i consumi si sono notevolmente ridotti, sia nel mercato, sia negli autoconsumi.

²⁵ La richiesta dei dati relativi alle forniture di ultima istanza e di *default* è presente nell'Indagine annuale con una modalità molto semplificata. Pertanto, per questo tipo di forniture non sono disponibili i particolari (settore di consumo, tipo di allacciamento, ecc.) con cui vengono solitamente analizzate le vendite finali. Quindi, nel resto del paragrafo tutte le analisi di dettaglio vengono effettuate al netto di questa componente del mercato.

TAV. 3.29 Consumi finali di gas naturale (volumi in M(m³) e punti di prelievo in migliaia)

CONSUMI	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2021	2022	VARIAZIONE	2021	2022	VARIAZIONE
Vendite finali	57.463	50.920	-11,4%	21.709	22.076	1,7%
Forniture di ultima istanza e default	240	675	181,3%	111	170	52,5%
TOTALE MERCATO	57.703	51.595	-10,6%	21.821	22.246	1,9%
Autoconsumi	18.436	14.079	-23,6%	1,2	1,4	23,3%
CONSUMI FINALI	76.139	65.674	-13,7%	21.711	22.078	1,7%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2022 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è salito ancora una volta e in misura consistente. Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 701 imprese sulle 850 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, risultavano svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2022 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 60 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 641 ve ne sono 129 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 512, cioè 23 in più del 2021 (Tav. 3.30).

L'incremento nel numero delle imprese di vendita si è manifestato nell'ultima classe di venditori, quelli di dimensione più piccola, con vendite fino a 10 M(m³)²⁶, nella quale il numero di operatori è salito di 50 unità. Al contrario, in tutte le altre classi di vendita, si sono registrate delle diminuzioni: nel 2022 si registrano infatti tre venditori in meno nelle prime due classi e 24 in meno in quella dei medi²⁷.

L'andamento dei corrispondenti volumi di vendita mostra variazioni di segno analogo: con l'eccezione della classe dei piccolissimi, per la quale le vendite sono cresciute di 0,1 M(m³) (+20%), tutte le altre hanno registrato volumi in diminuzione. I grandi venditori hanno venduto quasi 5 G(m³) in meno dell'anno precedente (-11%), i venditori di media e piccola dimensione hanno registrato entrambi una riduzione di 1 G(m³), evidenziando quindi variazioni percentuali rispettivamente pari a -10% e a -21%.

Il risultato di questi andamenti ha condotto il volume medio unitario di vendita a un'ulteriore e significativa discesa: da 117 a 99 M(m³) (-15%). L'allargamento del numero dei venditori sta erodendo questo valore da molti anni, basti pensare che nel 2010 il venduto medio era pari a 237 M(m³).

Come accennato, la classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende, nel 2022, 21 soggetti, uno in meno del 2021: sono uscite E.On Energia, passata alla classe successiva, e Cura Gas & Power, che ha cessato l'attività; è entrata TotalEnergies Gas & Power Ltd – Geneva Branch. Oltre a E.On Energia, proveniente dalla classe dei grandi, nella classe dei medi sono entrate altre sei società e ne sono uscite otto, alcune delle quali (C.U.RA Consorzio Utilities Ravenna, Spigas e altre), come si vedrà tra breve, sono state oggetto di variazioni societarie.

26 Come già ricordato nel paragrafo sul mercato all'ingrosso, la suddivisione delle imprese nelle classi indicate si basa sul volume totale venduto, anche quello realizzato nel mercato all'ingrosso dai venditori denominati misti.

27 È opportuno, ancora una volta, ricordare che il numero dei venditori è sempre conteggiato sulle società che rispondono all'Indagine annuale dell'Autorità; pertanto, i dati (e soprattutto la consistenza degli operatori) sono particolarmente influenzati dal livello di partecipazione a tale Indagine.

TAV. 3.30 Attività dei venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio

OPERATORI		VENDITE	2018	2019	2020	2021	2022
NUMERO			417	449	472	489	512
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)		26	26	25	22	21
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)		51	44	44	38	36
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)		145	140	141	151	127
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)		195	239	262	278	328
VOLUME VENDUTO G(m³)			56,9	58,0	55,3	57,4	50,9
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)		40,0	42,7	40,7	42,2	37,6
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)		11,6	10,5	10,2	9,9	8,9
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)		4,8	4,4	4,0	4,7	3,7
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)		0,5	0,5	0,5	0,6	0,7
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)			136	129	117	117	99
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)		1.540	1.641	1.627	1.920	1.790
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)		228	238	231	261	248
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)		33	31	28	31	29
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)		3	2	2	2	2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

TAV. 3.31 Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio nel 2022 per tipologia

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	24
Cessione/acquisizione dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	3
Cessazione dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	25
Fusioni/Incorporazioni	10
Cambio gruppo societario	14
Cambio ragione sociale	15
Cambio natura giuridica	6
Estinzioni o avvio di procedure di liquidazione	1

(A) A clienti finali nel mercato libero e/o nel servizio di tutela.

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Anche nel 2022, infatti, sono state comunicate attraverso l'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose operazioni societarie (Tav. 3.30 e Tav. 3.31). Molte di queste sono già state menzionate nel paragrafo del Capitolo 2 dedicato al mercato libero elettrico perché le imprese coinvolte oltre al gas vendono anche l'elettricità; altre sono già state menzionate nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso del gas. Di seguito la loro breve descrizione seguendo la consueta schematizzazione:

- avvio: 24 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali nel mercato libero; di queste solo una (E-Like) ha indicato anche la vendita a clienti tutelati e servizi di ultima istanza mentre tre hanno indicato anche l'avvio dell'attività di vendita di energia elettrica (PostePay, Withu e Veneto Energia);

- cessazione: 25 imprese hanno cessato l'attività di vendita gas al mercato finale nel corso dell'anno. Tra loro Spienergy, Cura Gas & Power, Alperg;
- cessione/acquisizione dell'attività di vendita: Unoenergy ha acquisito l'attività da Termoambiente in ottobre e da Steca Energia in dicembre; Bluenergy Group ha acquisito l'attività da 3C Compagnia Commercio Combustibili;
- 10 operazioni di incorporazione (alcune già commentate nel paragrafo relativo alla vendita nel mercato libero di energia elettrica del Capitolo 2), tutte avvenute all'interno dello stesso gruppo societario, indicato tra parentesi. In gennaio Agsm Energia ha incorporato AIM Energy (gruppo Agsm Aim), Blué Gas ha incorporato Enerpetroli (gruppo Fours Stars Petroleum), Salerno Energia Vendite ha incorporato Sidiren (gruppo Iren); in luglio Astea Energia ha incorporato Cast Energie (gruppo Gas Rimini); in agosto Alperia Smart Services ha incorporato Alperia Sum (gruppo Alperia); in settembre Unoenergy ha incorporato Revolgreen (gruppo Unoenergy); in ottobre Estenergy ha incorporato Ascopiave Energie, Ascotrade e Blue Meta (gruppo societario Hera), Hera Comm ha incorporato Amgas Blu (gruppo Hera), Luce e Gas Italia ha incorporato Luce e Gas Italia Servizi (gruppo Unione Fiduciaria); in novembre Bluenergy Group ha incorporato Arca Gas e Liguria Gas Service (gruppo Compagnia Generale Immobiliare);
- cambio di gruppo societario: anche nel 2021, i cambi di gruppo che avvengono a seguito di acquisizioni di quote importanti di capitale sociale sono stati numerosi (14). Molti sono stati già commentati nel paragrafo relativo alla vendita di energia elettrica del Capitolo 2 o in quello relativo al mercato all'ingrosso del gas. Fintel Gas e Luce è passata dal gruppo Fintel Energia Group al gruppo Alperia; Sorrento Power and Gas è entrata nel gruppo Edison; Con Energia è entrata nel gruppo Hera; Alegas è entrata nel gruppo Iren; Estia Energie è entrata nel gruppo Giuno; ASPM Energia è entrata in Axpo Group; NEG è entrata nel gruppo ABC Assevera; Gaxa è entrata nel gruppo Edison; Energia Pulita è uscita dal gruppo Canarmino in quanto da questa data i nuovi soci sono al 50% Axpo Italia e al 50% Canarmino; Ajò Energia è entrata nel gruppo Renovatio Holding; Futura Power è uscita dal gruppo Energia Italia che ne deteneva il 70% del capitale sociale mentre ora è tutto in capo a persone fisiche; Società Locale Gas di Piacenza e Azienda Locale Gas di Lodi sono entrate nel gruppo Piemonte Energy; Selgas è entrata nel gruppo Moser Energie;
- cambio di ragione sociale: 15 imprese hanno assunto una nuova denominazione, talune a seguito di mutamenti nella compagine societaria; tra le altre Agsm Energia ha assunto la denominazione sociale di Agsm Aim Energia; Sato Service Energia è divenuta Octopus Energy Italia; Eni Gas e Luce Gas Società Benefit ha assunto la denominazione Eni Plenitude Società Benefit; Autogas Nord è diventata AGN Energia; Acel Energie è diventata Acinque Energia;
- cambio di natura giuridica: 6 imprese hanno cambiato la forma giuridica diventando quasi sempre o società per azioni o società a responsabilità limitata;
- una società, Enerbe, si è estinta per liquidazione.

Il 5,9% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 30 su 512, ha venduto nel 2022 oltre 300 M(m³) (Tav. 3.32). Nel 2021 questa quota era pari al 6,3%, visto che 31 imprese su 489 avevano superato tale soglia. Complessivamente, le 30 società che hanno venduto oltre 300 M(m³) nel 2022 coprono l'85,3% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio.

TAV. 3.32 Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2022 (in M(m³))

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Edison Energia	5.477	1.054	6.531	10,8%
Eni Plenitude Società Benefit	4.651	0	4.651	9,1%
Enel Energia	3.914	0	3.914	7,7%
Eni	3.462	21.636	25.098	6,8%
Enel Global Trading	2.700	13.142	15.842	5,3%
Edison	2.264	13.152	15.416	4,4%
Iren Mercato	2.217	198	2.415	4,4%
Ep Commodities	2.185	529	2.714	4,3%
Hera Comm	2.049	141	2.190	4,0%
A2A Energia	1.965	179	2.144	3,9%
Axpo Italia	1.765	4.632	6.398	3,5%
Shell Energy Italia	1.437	1.013	2.450	2,8%
Sorgenia	1.371	202	1.573	2,7%
E.On Energia	702	248	950	1,4%
Estra Energie	669	533	1.203	1,3%
Engie Italia	666	11.633	12.299	1,3%
Solvay Energy Services Italia	583	0	583	1,1%
Unoenergy	581	71	652	1,1%
Vivigas	509	33	542	1,0%
Dolomiti Energia	490	0	490	1,0%
Estenergy	457	0	457	0,9%
Alperia Smart Services	440	11	451	0,9%
Agsm Aim Energia	412	64	476	0,8%
Egea Commerciale	395	48	443	0,8%
Met Energia Italia	394	154	548	0,8%
Bluenergy Group	387	138	525	0,8%
Duferco Energia	337	1.375	1.712	0,7%
Acinque Energia	335	15	350	0,7%
Consorzio Toscana Energia	318	14	332	0,6%
Alpiq Energia Italia	305	68	372	0,6%
Altri	7.483	22.116	29.599	14,7%
TOTALE	50.920	92.399	143.318	100,0%
Prezzo medio (c€/m³)	111,21	101,83	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il prezzo al netto delle imposte mediamente praticato ai clienti finali da tutte le imprese di vendita operanti nel mercato *retail* è risultato pari a 112,21 c€/m³, quasi 59 centesimi più alto (+112,6%) rispetto al 2021. Il prezzo me-

dio praticato da questi venditori ad altri rivenditori è risultato pari a 101,83 c€/m³, 3 centesimi più elevato di quello offerto complessivamente dai grossisti e anch'esso risulta notevolmente rincarato rispetto al 2021 (196,3%).

L'analisi delle *performance* di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del livello di concentrazione nel mercato della vendita finale (Tav. 3.33).

TAV. 3.33 *Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2022 (in M(m³))*

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Eni	8.113	15,9%	1°
Edison	7.834	15,4%	2°
Enel	6.614	13,0%	3°
Hera	3.128	6,1%	4°
A2A	2.507	4,9%	7°
Iren	2.409	4,7%	5°
EPH - Energeticky a Prumyslovy Holding	2.185	4,3%	6°
Axpo Group	1.770	3,5%	8°
Royal Dutch Shell	1.437	2,8%	9°
Sorgenia	1.371	2,7%	10°
Estra	822	1,6%	11°
E.On	702	1,4%	12°
Engie	666	1,3%	14°
Unoenergy	606	1,2%	13°
Solvay	583	1,1%	15°
Eg Holding	509	1,0%	16°
Dolomiti Energia	490	1,0%	18°
Alperia	453	0,9%	20°
Agsm Aim	430	0,8%	21°
Egea	409	0,8%	19°
Altri	7.883	15,5%	-
TOTALE	50.920	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nessuna variazione emerge nelle prime quattro posizioni del mercato finale, nelle quali restano saldi Eni, Edison, Enel ed Hera. La quota del gruppo Eni è diminuita di un punto percentuale, dal 17% al 15,9%, perché le vendite si sono ridotte di circa 1,7 G(m³) (17%). Al contrario, le quote dei gruppi Edison, Enel ed Hera sono cresciute: dal 13,8% al 15,4% nel caso di Edison, dal 12,3% al 13% nel caso di Enel, dal 5,7% al 6,1% nel caso di Hera. Ciò grazie a un calo nelle vendite di tali gruppi inferiore a quello evidenziato da Eni: rispetto al 2021, infatti, i quantitativi collocati nel mercato al dettaglio dal gruppo Edison sono diminuiti dell'1,2%, quelli venduti dal gruppo Enel sono scesi del 6,3%, quelli del gruppo Hera sono calati del 5%. Pertanto, la distanza tra Eni ed Edison si è notevolmente assottigliata, anzi si è quasi annullata: nel 2021 era ancora pari al 3,2%, mentre nel 2022 risulta solo di mezzo

punto percentuale. Al contrario, la distanza tra Edison ed Enel, ora del 2,4%, si è leggermente ampliata rispetto al 2021, quando risultava pari all'1,5%.

Uno sguardo anche alle posizioni inferiori della classifica evidenzia che nel 2022 il gruppo A2A ha guadagnato due posizioni salendo al quinto posto grazie a un volume di vendita sostanzialmente invariato rispetto al 2021 (-0,4%), mentre Iren ed EPH che nel 2021 occupavano la sesta e la settima posizione hanno registrato riduzioni nelle vendite molto più negative (rispettivamente, -11,2% e -19,4%). Un altro elemento degno di nota è l'ingresso tra i primi venti del gruppo Agsm Aim, che nel 2021 era al 21° posto. Il gruppo ha registrato una variazione molto positiva nelle vendite al mercato *retail* (+42%), ma è importante ricordare che nel gennaio 2021 ha incorporato AIM Energy.

Con le eccezioni appena viste dei gruppi A2A e Agsm Aim, tutti i gruppi elencati nella tavola hanno sperimentato un calo nei volumi di vendita rispetto al 2021, seppure di intensità variabile (si va dal -1,2% di Edison al -29% di Unoenergy).

Il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale di gas nel 2022 resta basso, pur essendo lievemente aumentato rispetto all'anno precedente. I primi tre gruppi controllano il 44,3%, mentre nel 2021 la quota era pari al 43,1%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale dal 53,6% del 2021 al 55,4% del 2022. L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 807, poco sopra quello del 2021, che era pari a 773. Il livello dell'indice resta comunque ben al di sotto del valore 1.000, soglia sotto la quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

La tavola 3.34 propone la sintesi dei dati riguardanti i consumi finali di gas naturale per tipo di mercato e per settore di consumo negli ultimi due anni, elaborata a partire dai dati raccolti tramite l'Indagine annuale, che, è bene ricordarlo, per il 2022 sono provvisori.

Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2022 sono stati venduti circa 65 G(m³) – di cui 14 destinati all'autoconsumo e 51 alla vendita – a 22 milioni di clienti (punti di riconsegna). Complessivamente, rispetto al 2021 le vendite di gas sono diminuite del 14,3%, ma la discesa risulta meno intensa se si escludono gli autoconsumi, che hanno evidenziato una riduzione più ampia. Complessivamente, questi ultimi, che per lo più afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato infatti una riduzione del 23,6%; i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 46,4 G(m³), hanno evidenziato un calo del 10%; mentre le vendite del mercato tutelato, pari a 4,5 G(m³), sono scese del 23,5%. I valori del mercato tutelato illustrati nella tavola non comprendono i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza in quanto non frazionabili nei vari comparti. Questi sono molto aumentati nel 2022, essendo risultati pari a 675 M(m³) contro i 240 M(m³) del 2021. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a 5,2 G(m³).

Come già in parte anticipato all'inizio di questo Capitolo, i consumi del settore domestico sono diminuiti del 14% e quelli dei condomini del 16,4%. I consumi dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono scesi da 50,2 a 42,2 G(m³), registrando quindi un calo del 16%. I consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico) sono diminuiti del 3,8%, passando da 7,8 a 7,5 G(m³).

TAV. 3.34 Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in M(m³), punti di riconsegna in migliaia)

SETTORE DI CONSUMO	2021				2022			
	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	4.215	8.984	0	13.199	4.215	8.984	0	13.199
Condominio uso domestico	274	1.796	5	2.075	274	1.796	5	2.075
Commercio e servizi	-	6.934	18	6.952	-	6.934	18	6.952
Industria	-	15.669	783	16.451	-	15.669	783	16.451
Generazione elettrica	-	12.467	13.273	25.740	-	12.467	13.273	25.740
Attività di servizio pubblico	-	581	0,381	581	-	581	0,381	581
TOTALE VOLUMI	4.489	46.431	14.079	64.999	4.489	46.431	14.079	64.999
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	7.416	12.865	0,0	20.281	6.861	13.779	0,0	20.639
Condominio uso domestico	48	136	0,2	185	45	144	0,2	188
Commercio e servizi	-	1.017	0,8	1.017	-	1.031	1,1	1.032
Industria	-	184	0,1	184	-	173	0,1	173
Generazione elettrica	-	2	0,1	2	-	3	0,1	3
Attività di servizio pubblico	-	42	0,0	42	-	42	0,0	42
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	7.464	14.245	1,2	21.711	6.905	15.171	1,4	22.078

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Più in dettaglio, nel 2022 le vendite di gas:

- al settore domestico sono diminuite del 23,5% nel servizio di tutela e dell'8,7% nel mercato libero;
- ai condomini sono diminuite del 23,3% nel servizio di tutela e del 15,3% nel mercato libero;
- al settore industriale sono passate da 19,1 a 15,7 G(m³) (-17,8%), ma sono drasticamente diminuiti anche gli autoconsumi (quasi -5 miliardi di m³ rispetto al 2021); complessivamente, quindi, nel 2022 i consumi dell'industria sono scesi del 33,8%;
- al settore termoelettrico sono diminuite del 2,3% (-292 M(m³)), ma gli autoconsumi hanno registrato un aumento del 5,1%: tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono risultati dell'1,4% superiori a quelli del 2021;
- al settore del commercio e servizi le vendite sono diminuite del 2,8% e gli autoconsumi del 23%, per una riduzione complessiva di circa 200 M(m³) (-2,8%);
- alle attività di servizio pubblico sono scese di 95 M(m³), quantificando la perdita nel 14%.

Nel 2022 il consumo medio per le famiglie è risultato pari a 640 m³, quello dei condomini con uso domestico pari a 11.012 m³, 6.738 m³ per il commercio, 95,3 migliaia di m³ per l'industria, 7,4 M(m³) per la generazione elettrica e, infine, 13.796 m³ per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (652 m³) si è mantenuto leggermente più alto di quello riscontrato nel mercato tutelato (614 m³), mentre nel caso dei

condomini il consumo medio nel libero, pari a 12.501 m³, risulta doppio di quello che si riscontra nel servizio di tutela, pari a 6.152 m³.

Valutando il mercato nel suo complesso, si vede che nel 2022: il settore domestico ha acquistato 13,2 G(m³), cioè un quinto di tutto il gas complessivamente consumato (venduto o autoconsumato); i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3,2%, ovvero 2,1 G(m³); il commercio ne ha utilizzato il 10,7%, corrispondente a poco meno di 7 G(m³); l'industria ne ha consumato il 25,3%, cioè 16,5 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 39,6%, equivalente a 25,7 G(m³); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato lo 0,9%, equivalente a 0,6 G(m³).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 71,4%, quella del mercato tutelato è del 6,9%, mentre il 21,7% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, il 91,2% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 8,8% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 31,3% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 68,7% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il settore domestico si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2022 ha raggiunto il 68,1% per le famiglie e l'86,8% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2021 i valori erano, rispettivamente, del 64,1% e dell'85,6%.

In termini di punti di prelievo, nel 2022 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 33,2%; nel 2021 era pari al 36,6%.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tav. 3.35) mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m³ acquista il 28,2% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*, quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m³/anno ne assorbe l'8,9%, la terza classe (50.000-200.000 m³/anno) il 4,4%, la quarta classe (200.000-2.000.000 m³/anno) il 10,3%, la penultima (da 2 a 20 milioni) il 18,2% e l'ultima (oltre 20 milioni) il 30%. Il 98,7% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m³: tale quota, infatti, è pari al 97,8% per le famiglie che acquistano nel tutelato e al 98% per quelle che acquistano nel libero. La quota maggiore di volumi venduti ai condomini si concentra invece nella classe di consumo annuo compreso tra 5.000 e 50.000 m³: tale classe, infatti, assorbe il 77,1% dei volumi di gas acquistati dai condomini nel tutelato, e il 69,4% di quelli acquistati nel libero. Il 60% di tutto il gas acquistato dal settore commerciale si concentra nelle prime tre classi. Viceversa, le classi con i consumi annui più elevati sono particolarmente rilevanti per i consumi industriali e della generazione termoelettrica. I consumi delle attività di servizio pubblico sono relativamente equidistribuiti tra le classi intermedie: il 31% è effettuato dai clienti con consumi annui tra 5.000 e 50.000 m³, il 18% da quelli con consumi annui tra 50.000 e 200.000 m³, il 23% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m³, un altro 13% viene venduto ai clienti che consumano tra 2 e 20 M(m³)/anno.

TAV. 3.35 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2022 (in M(m³))

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO TUTELATO	4.203	266	20	0,0	-	-	4.489
Domestico	4.160	55	0,3	0,0	-	-	4.215
Condominio uso domestico	43	211	19	-	-	-	274
MERCATO LIBERO	10.172	4.253	2.220	5.251	9.283	15.251	46.431
Domestico	8.803	166	9	5	1	-	8.984
Condominio uso domestico	105	1.247	370	71	3	-	1.796
Commercio e servizi	1.062	2.058	1.023	1.602	918	271	6.934
Industria	161	597	699	3.155	7.387	3.669	15.669
Generazione elettrica	2	4	13	284	900	11.263	12.467
Attività di servizio pubblico	39	180	107	133	73	49	581
TOTALE	14.376	4.519	2.240	5.251	9.283	15.251	50.920

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'analisi dell'attività di *switching* nel settore del gas naturale anche quest'anno comprende dati raccolti presso gli operatori del trasporto e della distribuzione tramite l'Indagine annuale sui settori energetici e dati provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito dall'Acquirente unico. Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e dei dati provenienti dal SII, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti²⁸ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2022, è risultata complessivamente pari al 13,7%, ovvero al 12,5% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.36). Rispetto al 2021 le percentuali sono in aumento per tutti i clienti, con l'eccezione degli altri usi, cosa che era da attendersi, considerando l'eccezionale livello raggiunto dai prezzi del gas nel corso dell'anno, tenuto conto che la spinta alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli è uno tra i più potenti motivi per il cambiamento di fornitore.

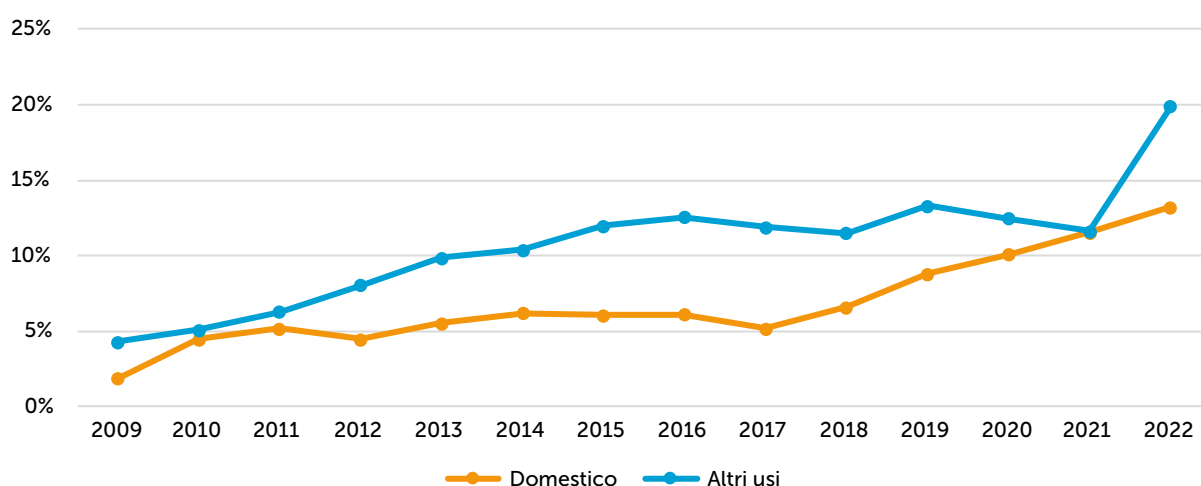
Gli *switching* dei consumatori domestici nel 2022 si sono ampliati di oltre due punti percentuali, mantenendo e anzi accrescendo la già significativa vivacità registrata dal 2018, dopo un certo numero di anni nei quali si era un po' attenuata (Fig. 3.17). Lo scorso anno risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore quasi 3 milioni di clienti, equivalenti a una quota del 13,2% (e corrispondente a una porzione di volumi del 15,4%). Molto più ampia e pari al 24,1% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 14,9% del relativo settore di consumo.

²⁸ Per comodità di scrittura, nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

TAV. 3.36 Tassi di switching dei clienti finali del gas naturale

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2021		2022	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	11,5%	13,2%	13,2%	15,4%
Condominio uso domestico	11,0%	13,1%	24,1%	14,9%
Attività di servizio pubblico	23,6%	20,0%	37,0%	20,3%
Altri usi	11,6%	13,9%	19,9%	11,4%
TOTALE	11,6%	13,8%	13,7%	12,5%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici e SII.

FIG. 3.17 Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici e SII.

Il 37% (equivalenti al 20,3% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso elevato, ma questa è una delle categorie "ibride" che include realtà molto diverse: non soltanto piccole sedi comunali (che costituiscono una tipologia simile per valori di consumo agli esercizi commerciali) ma anche grandi complessi ospedalieri, che possiedono consumi annui molto rilevanti e che, per conseguenza, possono aumentare di molto i volumi coinvolti nello *switching*. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 19,9% del totale in termini di clienti, nonché l'11,4% in termini di volumi (corrispondenti a circa 5,6 G(m³)), manifestando in quest'ultimo caso una vivacità inferiore rispetto agli anni precedenti. Il confronto tra i due tassi di cambiamento lascia pensare che – diversamente dal passato – nel settore non domestico si siano mossi soprattutto i clienti con consumi annui di minore dimensione.

Anche nel 2022 l'andamento dei consumi sotto il profilo geografico (Tav. 3.37) non presenta novità di particolare rilievo, tenuto conto che è legato principalmente alla differente diffusione del metano nelle varie regioni, alle differenti fasce climatiche del territorio e alla maggiore densità delle attività industriali: tutti elementi che tendono a mutare lentamente nel tempo. L'unica novità è rappresentata dai consumi della Sardegna, che aumentano un poco, pur restando, ovviamente, ancora estremamente marginali.

TAV. 3.37 Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2022 (in M(m³))

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.208	309	716	1.679	1.922	49	5.882
Valle d'Aosta	15	6	16	52	7	1	96
Lombardia	3.160	764	1.711	3.471	1.292	148	10.545
Trentino- Alto Adige	176	64	279	356	44	20	938
Veneto	1.492	116	908	1.784	223	70	4.592
Friuli-Venezia Giulia	353	58	233	661	112	18	1.434
Liguria	321	131	103	329	567	13	1.464
Emilia- Romagna	1.557	220	971	2.687	1.597	28	7.059
Toscana	948	84	449	1.383	713	37	3.615
Umbria	205	14	123	309	166	12	828
Marche	466	19	229	267	117	15	1.114
Lazio	904	211	468	656	2.872	63	5.172
Abruzzo	328	16	117	466	16	15	958
Molise	69	4	23	76	207	4	383
Campania	528	23	223	437	488	39	1.738
Puglia	717	16	198	438	234	23	1.626
Basilicata	129	4	33	114	11	14	306
Calabria	190	2	38	46	6	4	286
Sicilia	432	9	97	459	1.874	10	2.882
Sardegna	1,49	0	0,23	0	0	0,20	1,92
ITALIA	13.199	2.070	6.934	15.669	12.467	581	50.920
NORD	8.281	1.668	4.935	11.018	5.763	345	32.010
CENTRO	2.522	328	1.269	2.615	3.868	127	10.729
SUD E ISOLE	2.396	74	730	2.036	2.836	109	8.181

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

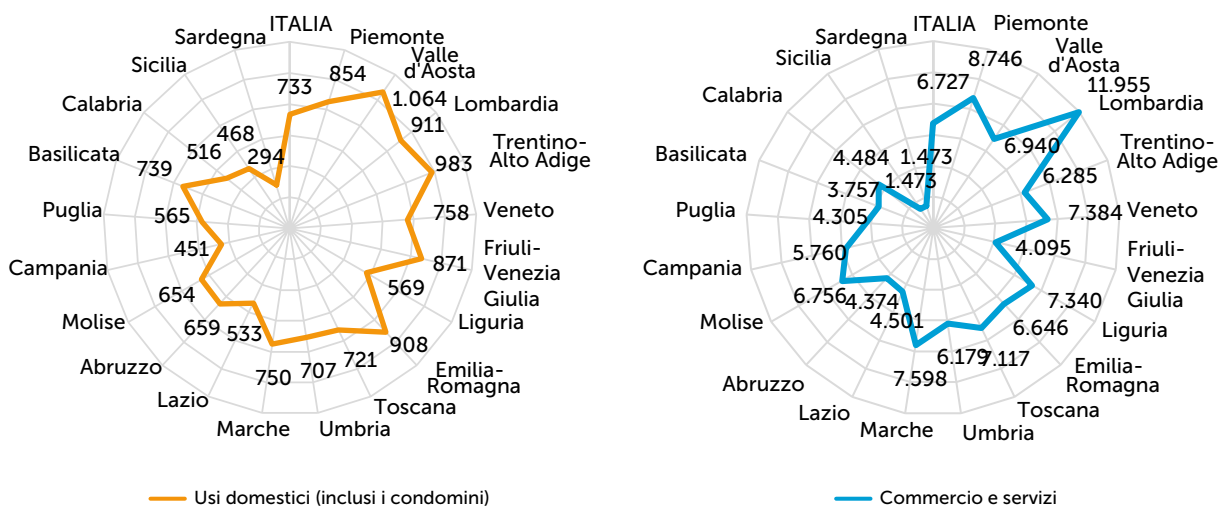
Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In questa zona si acquista, infatti, il 62,9% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 32 G(m³); il 21,1% dei consumi, pari a 10,7 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 16,1%, cioè 8,2 G(m³), viene venduto al Sud e nelle Isole. Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente pari a 3 volte quelli del Centro, con un valore relativamente simile per tutti i settori di consumo, e quasi 4 volte quelli del Sud e Isole, ma in questo caso vi è una forte variabilità tra i settori di consumo: il rapporto è minimo nel caso della generazione elettrica (2) e massimo nel caso dei condomini (22,5).

La Regione con i consumi più elevati, pari a 10,5 G(m³) – e di molto superiori a quelli delle altre –, è sempre la Lombardia, che da sola acquista oltre un quinto dei volumi nazionali. Altre Regioni in cui i consumi raggiungono

almeno 5 G(m³) sono l'Emilia-Romagna, con 7,1 G(m³), il Piemonte, con 5,9 G(m³), e il Lazio, con 5,2 G(m³), cioè, rispettivamente, il 13,9%, l'11,6% e il 10,8% del totale nazionale; nonché il Veneto con poco meno di 5 G(m³) (9% del totale nazionale), la Toscana con 3,6 G(m³), pari al 7,1% del totale nazionale, e la Sicilia, con 2,9 G(m³) (5,7% del totale). Tutte le altre regioni presentano valori di consumo inferiori a 2 G(m³).

Uno sguardo al dettaglio dei diversi settori di consumo mostra per ciascuno di essi una distribuzione geografica dei volumi acquistati nei territori del tutto simile a quella appena descritta. Fanno eccezione soltanto due comparti. Il primo è quello della generazione elettrica, dove i consumi risultano maggiormente equidistribuiti tra le varie zone del territorio (46% al Nord, 31% al Centro e 23% nel Sud e Isole) e dove il Lazio è la Regione con i consumi più elevati, pari a 2,9 G(m³). L'altro è quello dei condomini con uso domestico, dove il Nord assume il 71% dei volumi nazionali e il resto è in gran parte acquistato al Centro (18%). In pratica, questo uso è ridotto al Sud, dove, comprensibilmente, i riscaldamenti centralizzati non risultano particolarmente diffusi, come denotano i volumi di acquisto che rappresentano solo il 3,6% del totale nazionale.

FIG. 3.18 Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2022 (in m³)



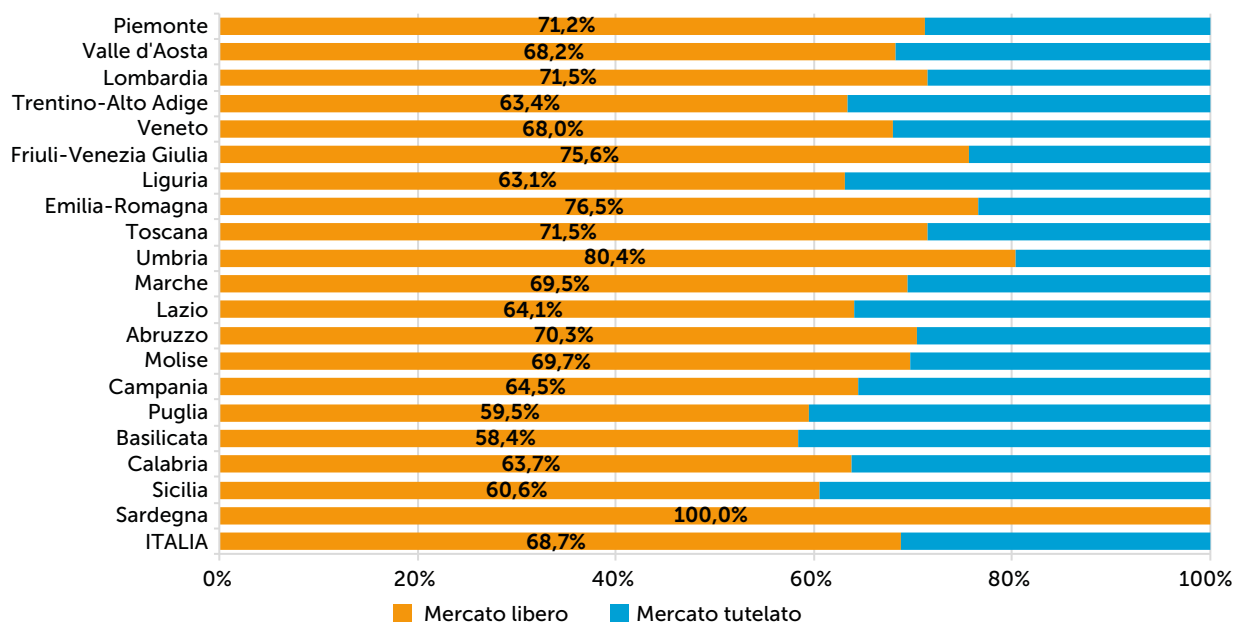
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale, è possibile calcolare i valori di consumo medio regionali. La figura 3.18 illustra i consumi medi per gli usi domestici (inclusi i dati dei condomini) e quelli del commercio e servizi. La media nazionale dei consumi domestici è di 733 m³, variabile a livello regionale, ma abbastanza uniforme nelle tre macro-zone considerate: al Nord, dove le condizioni climatiche sono relativamente più rigide, i volumi di consumo medio unitario sono più alti, pari a 851 m³; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 637 e a 531 m³. Tra le Regioni spiccano il dato della Sardegna, dove il consumo medio è molto inferiore a tutte le altre zone e pari a 294 m³, e la Valle d'Aosta, dove il consumo è comprensibilmente il più alto d'Italia, pari a 1.064 m³. Una maggiore omogeneità tra le varie regioni, ovviamente su livelli di consumo più elevati rispetto ai domestici, si riscontra nel caso dei consumi medi del commercio e servizi: il dato medio nazionale, pari a 6.727 m³, non è molto dissimile da quello del Nord (6.962 m³), del Centro (6.915 m³) e del Sud e Isole (5.275 m³).

Negli ultimi anni, la ripartizione a livello territoriale tra i due mercati, libero e tutelato (Fig. 3.19), ha cominciato a evidenziare la prevalenza del mercato libero nella gran parte delle regioni italiane anche calcolando le quote dei

due mercati in base ai clienti (la dominanza del mercato libero vale già da tempo se il calcolo delle quote viene effettuato in termini di volumi di vendita). Le quote del libero hanno raggiunto il 60% quasi ovunque; fanno eccezione solo la Basilicata (58,4%) e la Puglia (59,5%).

FIG. 3.19 Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2022



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Interessante risulta, infine, effettuare un'analisi dei livelli di concentrazione in ambito territoriale attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre gruppi societari in ciascuna regione e dalla quota di clienti da loro serviti (Tav. 3.38). Il numero di imprese di vendita esposto per ciascuna regione, invece, è ottenuto conteggiando le singole imprese che operano nei vari mercati regionali, e non sui gruppi societari.

Il livello di concentrazione nel settore domestico allargato – inteso come somma dei punti di riconsegna domestici e dei condomini con uso domestico – risulta ancora quasi ovunque piuttosto elevato con valori del C3 superiori all'80% in quattro Regioni (Valle d'Aosta, Sicilia, Trentino-Alto Adige e Calabria), oltre che in Sardegna, Regione nella quale il gas è arrivato solo di recente, pertanto il numero dei venditori è ancora molto basso. Vi sono poi altre quattro Regioni in cui il C3 risulta superiore al 70% (Toscana, Lazio, Basilicata e Campania) a cui si aggiungono altre quattro Regioni in cui supera il 60% (Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna, Liguria e Umbria). Il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di imprese di vendita attive (374): qui la quota del mercato domestico dei primi tre gruppi di vendita è del 47,1% e la percentuale di clienti da loro serviti è pari al 57,8%. Un valore di C3 relativamente ridotto si osserva anche in Molise (51,1%) e in Veneto (52,6%). La presenza di un consistente numero di imprese attive non è garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i casi di Lazio, Toscana e Campania, dove le quote dei primi tre gruppi sono superiori al 70% in termini di volumi e clienti serviti, a fronte di un ampio numero di venditori presenti, intorno ai 300, in tutti questi territori.

TAV. 3.38 *Livelli di concentrazione regionali nella vendita di gas naturale nel 2022 (quota di mercato dei primi tre gruppi societari (C3) e percentuale di clienti da loro serviti)*

REGIONE	NUMERO DI IMPRESE DI VENDITA	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	325	53,5%	66,4%	55,9%	47,0%
Valle d'Aosta	119	88,8%	91,6%	84,5%	81,0%
Lombardia	374	47,1%	57,8%	38,8%	39,5%
Trentino-Alto Adige	182	83,8%	88,7%	57,7%	82,9%
Veneto	318	52,6%	61,5%	42,8%	49,2%
Friuli-Venezia Giulia	241	68,3%	70,1%	59,2%	59,8%
Liguria	278	66,0%	82,9%	76,0%	64,3%
Emilia-Romagna	336	67,5%	69,3%	57,4%	54,9%
Toscana	308	78,0%	83,5%	49,1%	62,0%
Umbria	237	65,5%	69,1%	70,6%	60,9%
Marche	261	56,9%	58,3%	47,1%	38,4%
Lazio	340	75,4%	77,6%	70,6%	63,3%
Abruzzo	289	55,3%	54,7%	53,7%	47,3%
Molise	181	51,1%	49,8%	69,0%	36,6%
Campania	294	73,6%	76,9%	56,0%	69,2%
Puglia	280	61,4%	62,1%	56,1%	48,7%
Basilicata	193	75,1%	75,0%	65,6%	68,5%
Calabria	234	82,0%	82,8%	72,8%	82,2%
Sicilia	245	85,8%	86,6%	84,1%	86,1%
Sardegna	10	99,9%	99,9%	99,9%	99,9%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

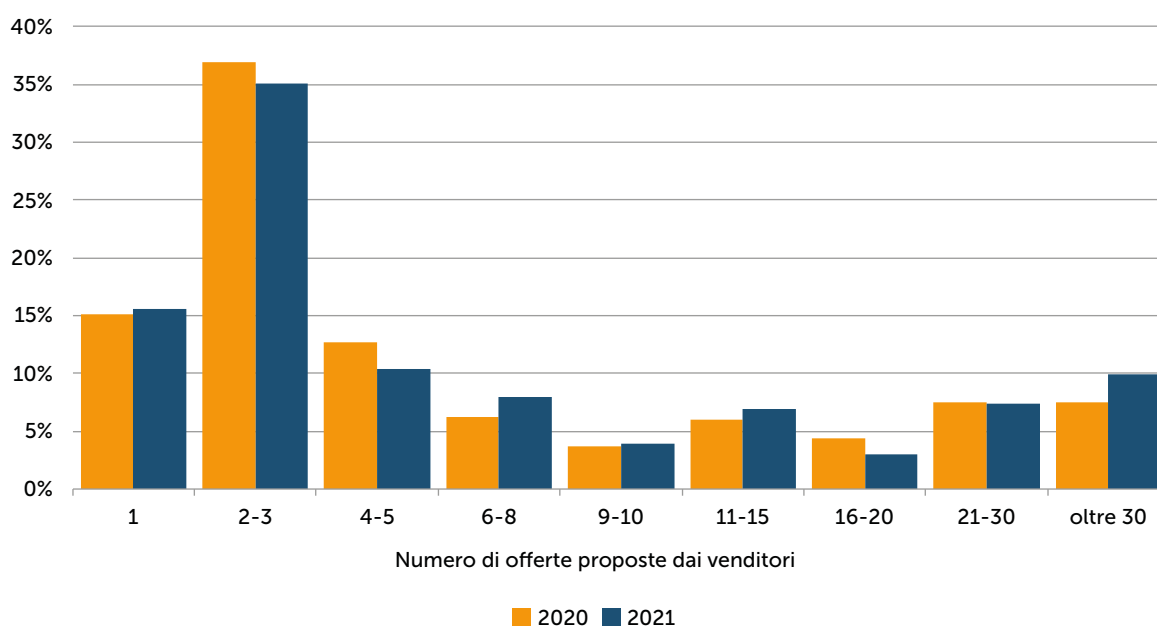
I livelli di concentrazione misurati dal C3, naturalmente, si abbassano (in media di sei punti percentuali) se valutati relativamente all'intero mercato della vendita, che comprende anche gli usi commerciali, industriali e termoelettrici. Ciò in quanto, di norma, gli usi produttivi sono molto più dinamici e pronti a cambiare fornitore per ottenere dei risparmi; di conseguenza, il livello concorrenziale nei confronti di questi clienti appare più elevato. Fanno eccezione solo il Molise, la Liguria, il Piemonte e l'Umbria, dove il calcolo sul mercato totale non fa diminuire il C3, bensì lo innalza considerevolmente nel caso del Molise e della Liguria, o resta pressoché invariato nel caso del Piemonte. In tali Regioni la percentuale di clienti serviti dai primi tre gruppi del mercato è inferiore alla quota di mercato calcolata sui volumi da essi venduti. Ciò significa che i settori produttivi possiedono un'incidenza elevata sul totale dei consumi; pertanto, è sufficiente avere un portafoglio di pochi clienti con consumi importanti per accaparrarsi un'ampia quota di mercato (misurata tramite i volumi).

I contratti di vendita nel mercato libero

Come già evidenziato nel Capitolo 2, anche quest'anno l'Indagine annuale sui settori energetici ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero. Il panorama delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero costituisce una realtà assai complessa e variegata, da ultimo arricchita dalla creazione delle Offerte PLACET. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di contratti scelti dai clienti nel 2022 includono anche i contratti PLACET, senza tuttavia tenerli distinti. Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 2, si ribadisce che l'obiettivo delle domande sulla quantità e qualità delle offerte commerciali è teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di accogliere con cautela i risultati presentati in queste pagine.

La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 15,1 per la clientela domestica, a 6,6 per i condomini con uso domestico e a 13,7 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggiore possibilità di scelta, essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate rispetto a quelle di un cliente domestico. Rispetto ai dati del 2021 il numero di offerte disponibili è leggermente cresciuto per i domestici e per i condomini, mentre è rimasto stabile per i non domestici (erano 11,8 per i clienti domestici, 5,8 per i condomini e 13,8 per i clienti non domestici). Il 16,6% dei venditori, tuttavia, propone ai clienti domestici una sola offerta, il 30,7% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 52,7% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su (Fig. 3.20). Rispetto al 2021, è leggermente aumentato il numero di venditori che propone una sola offerta, è un poco diminuito quello che mette a disposizione dei clienti da due a tre offerte ed è salito di tre punti percentuali anche il numero dei venditori che mettono a disposizione della clientela un ampio ventaglio di proposte commerciali.

FIG. 3.20 Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Delle 15,1 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4 sono acquistabili solo online, cioè soltanto attraverso internet, un canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire le proprie condizioni di offerta risparmiando sui costi di gestione (erano 6,1 nel 2021). La quota di venditori che effettua almeno un'offerta online è rimasta invariata al 18,7%. Nel 17,5% dei casi il numero di offerte online è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti domestici. Pertanto, per la stragrande maggioranza dei venditori il numero di offerte online è risultato inferiore alle offerte totali. L'interesse delle famiglie verso le offerte online nel 2022 è cresciuto, in quanto è risultato che il 10,1% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità (nel 2021 tale quota era pari al 7,2%).

Se guardiamo ai clienti dei condomini, invece, delle 6,6 offerte mediamente proposte a questa clientela, 1,5 sono sottoscrivibili attraverso la rete e, in base ai risultati raccolti, solo l'1,8% dei punti di riconsegna intestati a condomini risultano avere effettivamente sottoscritto il contratto online (questi numeri sono in diminuzione rispetto al 2021).

Nel caso dei clienti non domestici (altri usi), infine, delle 13,7 offerte mediamente rese loro disponibili, solo 5,1 sono sottoscrivibili online, cosa abbastanza logica, considerando che i clienti non domestici hanno esigenze spesso particolari e, quindi, poco standardizzabili nell'ambito di un'offerta proposta via web; tra questi clienti, tuttavia, il successo delle offerte online è maggiormente significativo, visto che il 15,1% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online.

Circa la tipologia di prezzo preferita (Tav. 3.39) è risultato che il 67,3% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 32,7% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso²⁹. Le percentuali si ribaltano nel caso dei condomini, tra i quali i contratti a prezzo variabile sono di gran lunga i più diffusi, mentre poco meno di un quinto dei clienti ha scelto contratti a prezzo fisso. I clienti non domestici, invece, si dividono tra quelli che preferiscono i contratti a prezzo variabile, un po' più numerosi (62,8%), e quelli che invece hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso (37,2%).

TAV. 3.39 *Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2022 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
Contratti a prezzo fisso	67,3%	62,34	19,7%	61,54	37,2%	77,23
Contratti a prezzo variabile	32,7%	118,47	80,3%	108,90	62,8%	114,55
TOTALE CLIENTI	100%	83,05	100%	103,76	100%	106,04

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

²⁹ Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nel 2021 a prescindere dall'anno in cui sono stati sottoscritti: in altri termini, il conteggio dei punti di riconsegna che li hanno sottoscritti, l'energia venduta e il prezzo medio indicati dai venditori sono quelli relativi ai clienti che sono stati serviti nel corso dell'anno anche in base a un contratto sottoscritto negli anni precedenti (ma non scaduto).

Guardando alla componente relativa al costo di approvvigionamento del prezzo di questi contratti, si osserva che i contratti a prezzo variabile sono meno convenienti per tutti i tipi di clienti, ma il differenziale con un contratto a prezzo fisso è molto ampio per i domestici e per i condomini, mentre è più piccolo per i non domestici. Questi risultati indicano che nel 2022 erano ancora presenti nel mercato contratti a prezzo fisso siglati in periodi in cui il prezzo della materia prima era basso, contratti che hanno risentito di meno dei notevoli rincari registrati nel corso dell'anno.

Per tutte le tipologie di clienti, la modalità di indicizzazione dei prezzi più frequente nei contratti a prezzo variabile risulta quella legata a una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela; altre modalità di indicizzazione più usate sono quelle legate all'andamento del prezzo del gas al TTF o al PSV (Tav. 3.40). La prima si è rivelata più conveniente rispetto alle altre due nel caso dei domestici, mentre per i condomini e per i clienti non domestici il legame con le componenti fissate dall'Autorità produce un prezzo intermedio tra le altre due forme di indicizzazione.

TAV. 3.40 *Contratti a prezzo variabile per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2022 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

TIPO DI INDICIZZAZIONE DEL CONTRATTO DI VENDITA	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
Con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di tutela	44,9%	106,15	59,5%	109,41	42,4%	106,97
Con indicizzazione all'andamento del Brent	4,9%	148,57	1,5%	73,73	2,3%	111,07
Con indicizzazione all'andamento delle quotazioni del TTF	25,9%	131,06	13,7%	122,46	26,1%	103,87
Con indicizzazione all'andamento del prezzo del PSV	20,4%	133,05	23,6%	103,05	24,2%	127,41
Con indicizzazione all'andamento dei mercati gestiti da GME	2,9%	133,88	1,3%	130,41	3,5%	124,28
Con indicizzazione limitata	0,2%	37,42	0,0%	43,10	0,0%	46,88
Con altra modalità non altrimenti specificata	0,8%	48,98	0,4%	78,17	1,5%	85,33
TOTALE	100%	118,47	100%	108,90	100%	114,55

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 3,5% dei clienti domestici serviti nel mercato libero ha sottoscritto un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. La percentuale è più elevata (7,3%) nel caso di contratti a prezzo variabile, mentre è pari all'1,7% nei contratti a prezzo fisso. Tuttavia, non tutti i venditori presenti nel mercato libero applicano un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, e anche quelli tra loro che contemplano questa possibilità offrono ai loro clienti anche contratti alternativi che non includono tale vincolo. Nel 2022 i venditori che hanno applicato contratti con clausola di durata minima ai clienti domestici sono risultati 29, i quali, complessivamente, servono circa 2,3 milioni di clienti do-

mestici. La quota dei clienti di tali venditori che hanno acquistato un contratto con clausola di durata minima è pari al 31,7% (26,4% con prezzo fisso e 35,1% con prezzo variabile). Percentuali molto inferiori si registrano tra le altre tipologie di clienti: la clausola risulta infatti applicata all'1,4% dei contratti ai condomini e all'1,7% dei contratti ai clienti non domestici.

Il 37,5% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente previsto al verificarsi di una determinata condizione (es. sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta, ecc.). Più in dettaglio, risulta che, in media, lo sconto è applicato al 45% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 22% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. Percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti: il 14% dei condomini ha sottoscritto un contratto con sconto (39% a prezzo fisso e 8% a prezzo variabile), mentre nel caso dei non domestici i clienti con un contratto che prevede uno sconto in qualunque forma sono il 14% del totale (26% con prezzo fisso e 7% con prezzo variabile).

Nei questionari dell'Indagine annuale sul 2022 la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti di vendita del gas naturale è stata indagata con le stesse modalità dello scorso anno. Secondo quanto indicato dai venditori, diversamente dal settore elettrico, la frequenza di contratti che prevedono non un solo servizio aggiuntivo, ma una combinazione di servizi aggiuntivi, non è molto elevata; essa riguarda infatti circa il 14% dei clienti domestici, l'1,9% dei condomini e il 3,5% circa dei non domestici. In ogni caso, anche nel questionario gas, come nell'elettrico, era richiesto ai venditori di specificare quale fosse la combinazione di servizi aggiuntivi contenuta nei contratti scelti dai propri clienti. Pertanto, i clienti cui afferivano contratti con una combinazione di servizi aggiuntivi sono stati riattribuiti *pro quota* ai servizi aggiuntivi indicati dai venditori (Tav. 3.41).

I risultati ottenuti per i clienti domestici, mostrano che nei contratti sottoscritti dalle famiglie la presenza di servizi aggiuntivi è più diffusa tra quelli a prezzo fisso piuttosto che tra quelli a prezzo variabile: il 65% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende al 40% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (38,3%) per quelli che permettono la partecipazione a un programma punti e un buon gradimento (7,8%) per quelli che offrono servizi energetici accessori. Anche la possibilità di ottenere altri prodotti o servizi insieme con il gas riscuote un certo interesse (6,7%). Circa il costo dei servizi aggiuntivi (misurato con la componente del prezzo che copre i costi di approvvigionamento e di vendita), si può osservare che il contratto per i clienti domestici a prezzo fisso e privo di servizi aggiuntivi è più conveniente rispetto a quello che include la partecipazione a un programma di raccolta punti, che come si è appena detto riscuote tra i clienti quasi lo stesso successo; tuttavia, con l'eccezione del contratto che offre gas con garanzia "verde" che evidenzia il prezzo più caro dopo quello del programma punti, tutti gli altri possibili servizi aggiuntivi mostrano un prezzo più basso rispetto a quello del contratto senza servizi aggiuntivi. Nei clienti domestici con prezzo variabile, invece, le opzioni più gradite risultano essere i servizi energetici accessori (19,5%), la garanzia di offerta verde al 100% (11,9%) e subito dopo la partecipazione a un programma punti (4,3%); per questi clienti il contratto privo di servizi aggiuntivi risulta costare di meno rispetto ai contratti più scelti appena menzionati.

Se si guardano i dati dei condomini con uso domestico si nota anche in questo caso, e comprensibilmente, un elevato disinteresse per i servizi aggiuntivi, specie nei contratti a prezzo fisso: la porzione di punti di riconsegna afferenti ai condomini con contratto a prezzo fisso e privo di servizi aggiuntivi è pari all'84% e scende al 73% tra

quelli che hanno scelto il prezzo variabile. Il contratto senza servizi aggiuntivi è il meno costoso per i clienti a prezzo variabile, mentre risulta tra i più cari per quelli a prezzo fisso.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, infine, la scelta di contratti privi di servizi aggiuntivi risulta di gran lunga la più diffusa. In media l'82% circa di tali clienti, siano essi a prezzo fisso o a prezzo variabile, sceglie un contratto senza altre opzioni. Il prezzo di tale contratto risulta tendenzialmente conveniente, ma non in confronto a tutti i servizi aggiuntivi disponibili.

TAV. 3.41 *Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2022 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO						
Nessun servizio aggiuntivo	35,3%	62,09	84,1%	62,70	83,9%	77,17
Garanzia di energia 100% green	6,2%	64,22	4,5%	54,57	5,2%	69,90
Servizi energetici accessori	7,8%	60,21	3,4%	63,97	3,2%	95,05
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	3,4%	57,53	2,8%	43,16	0,8%	79,24
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	6,7%	60,32	1,6%	44,53	1,4%	61,30
Programma di raccolta punti	38,3%	64,77	2,0%	44,88	4,3%	54,54
Omaggio o gadget	1,0%	44,08	0,6%	32,96	0,1%	32,60
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,3%	42,38	1,0%	31,08	1,1%	30,35
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100%	62,34	100%	61,54	100%	77,23
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE						
Nessun servizio aggiuntivo	59,6%	115,59	72,6%	106,62	80,5%	113,01
Garanzia di energia 100% green	11,9%	126,28	1,8%	119,93	4,1%	128,33
Servizi energetici accessori	19,5%	131,02	25,0%	115,15	12,9%	98,00
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	1,8%	110,44	0,0%	110,07	0,2%	85,63
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	1,3%	130,03	0,0%	110,64	0,2%	114,43
Programma di raccolta punti	4,3%	106,02	0,2%	133,44	1,8%	148,15
Omaggio o gadget	0,6%	140,07	0,0%	129,92	0,0%	131,36
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,1%	59,85	0,3%	40,70	0,3%	74,47
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100%	118,47	100%	108,90	100%	114,55

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

L'analisi dell'attività di distribuzione di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate conclude, come di consueto, la panoramica sullo stato dei servizi nel settore del gas.

Nell'Indagine annuale sui settori energetici, i distributori di gas diversi dal gas naturale hanno fornito i dati pre-consuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2022 e confermato (o rettificato) i dati sul 2021 forniti in via preconsuntiva lo scorso anno; questi ultimi sono quindi da ritenersi definitivi (e per questo motivo potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella precedente *Relazione Annuale*).

Hanno risposto all'Indagine tutte le 67 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate nei due anni considerati; le imprese attive al 31 dicembre 2022 erano 66.

Anche in questo segmento del settore gas ogni anno si registrano diverse operazioni societarie tra i soggetti che vi operano. Le principali che si sono verificate nel 2022 e che sono state registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità sono le seguenti:

- dall'inizio di febbraio, Italgas Reti ha ceduto l'impianto alimentato a GPL di Calice al Cornoviglio, in Provincia di La Spezia, a Lunigas I.F.; Valnerina Servizi ha acquisito l'impianto di Monteleone di Spoleto (Perugia) da Univergas Italia nel mese di giugno; Liquigas ha acquisito da Società Italiana Gas Liquidi l'attività di distribuzione, vendita e misura di altri gas distribuiti a mezzo reti canalizzate a partire da ottobre; Fiamma 2000 ha acquisito l'attività di distribuzione, vendita e misura di altri gas distribuiti a mezzo reti canalizzate da Sarda Reti Gas dal 1° novembre, e pochi giorni dopo (l'8 novembre) ha ceduto gli impianti alla sua controllata Janagas; dal 13 dicembre Janagas è stata interamente acquisita da Medea, entrando così nel gruppo Italgas;
- Autogas Nord ha assunto la denominazione sociale di AGN Energia dal 1° giugno.

I prelievi di gas diversi dal gas naturale e distribuiti a mezzo rete nel 2022 sono diminuiti del 15,4%, da 37,1 a 31,4 M(m³), anche a causa della netta riduzione (-6,7%) dei gruppi di misura alimentati da questi gas, che sono scesi da 174.839 a 163.101 unità (Tav. 3.42).

TAV. 3.42 Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m³) e numero di GdM)

TIPO DI GAS	2021		2022		VARIAZIONE 2021-2022	
	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI
GPL	17,8	128.611	14,7	116.308	-17,2%	-9,6%
Aria propanata	14,8	43.405	13,2	43.993	-10,6%	1,4%
Altri gas	4,5	2.823	3,5	2.800	-23,5%	-0,8%
TOTALE	37,1	174.839	31,4	163.101	-15,4%	-6,7%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

In termini percentuali, la diminuzione più forte nei volumi distribuiti si è registrata negli "Altri gas" (passati da 4,5 a 3,5 M(m³)), ma anche i volumi di GPL hanno subito un notevole ridimensionamento, da circa 18 a circa 15 M(m³). La marcata contrazione dei gruppi di misura è invece da attribuire pressoché interamente al GPL, dove i clienti

sono diminuiti di oltre 12.000 unità. Infatti, i gruppi di misura alimentati ad aria propanata hanno registrato un lieve incremento, mentre i clienti alimentati da "Altri gas" sono rimasti sostanzialmente invariati.

Rispetto al 2021, anche il consumo medio unitario è diminuito del 9%, passando da 212 a 192 m³, ma come sempre restano le marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 127 m³, è infatti il più basso, se confrontato con i 300 m³ dell'aria propanata e con i 1.239 m³ degli altri gas. Questi ultimi sono anche il tipo di gas il cui consumo medio unitario si è ridotto in misura maggiore (-23%) rispetto agli altri combustibili che alimentano le reti (-8% il consumo medio di GPL e -12% quello di aria propanata).

Il gas più diffuso attraverso le reti canalizzate resta sempre il GPL, che copre il 47% dei volumi complessivamente erogati e il 71% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano il 42% dei volumi distribuiti (e il 27% in termini di gruppi di misura). Gli altri tipi di gas, che rappresentano solo il 2% dei clienti, possiedono una quota minore (11%) del gas complessivamente distribuito.

La distribuzione regionale nel 2022 (Tav. 3.43) mostra, naturalmente, una riduzione generalizzata dei volumi praticamente senza eccezioni: in quasi tutte le regioni, infatti, si registrano consumi in netta discesa rispetto al 2021. In controtendenza soltanto l'Abruzzo, dove i volumi erogati sono leggermente aumentati da 0,16 a 0,29 M(m³), e la Puglia, dove i consumi del 2021 si sono confermati anche nel 2022. Le perdite più significative si osservano in Friuli-Venezia Giulia (22%), in Trentino-Alto Adige (-21%), in Lombardia (-20%), in Umbria e Piemonte (18%); le perdite più contenute, invece, si manifestano in Campania (-2%), in Sicilia (-4%) e in Molise (7%). La riduzione dei clienti più elevata, invece, si è osservata in Sardegna, dove tra il 2021 e il 2022 si registrano oltre 10.000 gruppi di misura in meno.

TAV. 3.43 *Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m³), numero di esercenti, numero di clienti e numero di comuni serviti)*

REGIONE	2021				2022			
	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Piemonte	13	1,61	8.860	88	12	1,32	8.671	87
Valle d'Aosta	3	0,11	581	7	3	0,09	581	7
Lombardia	16	6,67	12.535	60	15	5,36	12.480	59
Trentino-Alto Adige	2	0,30	1.069	8	2	0,24	1.073	8
Veneto	4	0,21	1.277	11	4	0,19	1.282	11
Friuli-Venezia Giulia	5	0,96	2.112	10	5	0,75	2.126	10
Liguria	14	1,49	11.570	67	13	1,26	11.306	67
Emilia-Romagna	12	1,67	10.200	49	12	1,41	10.122	49
Toscana	14	3,43	24.412	135	14	2,90	23.831	135
Umbria	10	0,78	5.577	39	9	0,64	5.536	39
Marche	11	0,48	2.228	32	10	0,44	2.291	32
Lazio	13	1,61	16.753	58	13	1,47	16.511	58
Abruzzo	8	0,16	3.170	10	7	0,29	3.149	10

(segue)

REGIONE	2021				2022			
	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Molise	1	0,04	196	1	1	0,03	194	1
Campania	3	0,14	1.076	9	3	0,14	1.042	9
Puglia	1	0,03	148	1	1	0,03	144	1
Basilicata	2	0,07	342	2	2	0,07	335	2
Calabria	1	0,11	1.130	5	1	0,09	1.067	5
Sicilia	3	0,05	307	6	3	0,05	307	6
Sardegna	8	17,18	71.296	81	7	14,62	61.053	75
ITALIA	-	37,09	174.839	679	-	31,39	163.101	671

(A) In questa colonna gli esercenti sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Le quote regionali nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale non presentano novità di rilievo rispetto agli anni passati. Con il 47% dei volumi complessivamente prelevati e il 37% del totale dei clienti alimentati con gas diversi dal gas naturale, la Sardegna (a lungo non metanizzata) rimane la Regione con i consumi maggiori in Italia, sebbene l'arrivo del gas naturale, e la conseguente conversione di alcuni impianti di distribuzione, cominciano a erodere i consumi dei gas diversi; in questa Regione il servizio raggiunge 75 comuni. Con il 17% dei volumi erogati e l'8% dei clienti serviti, la Lombardia è la seconda Regione per importanza, seguita da Toscana (9% dei volumi distribuiti e 15% dei gruppi di misura), Emilia-Romagna (5% dei volumi e 6% dei clienti), Liguria e Lazio (4% dei volumi e, rispettivamente, 7% e 10% dei clienti serviti). I comuni italiani raggiunti dal servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale nel 2022 sono risultati complessivamente 671, vale a dire l'8% dei comuni esistenti al 1° gennaio 2022 nel territorio nazionale (7.904). Il numero di comuni serviti è diminuito di 8 unità rispetto al 2021, principalmente per effetto della trasformazione delle reti a gas naturale. In particolare, si contano: 6 comuni in meno in Sardegna e un comune in meno in Piemonte e in Lombardia.

TAV. 3.44 Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2022 (in km)

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI ^(A)
Piemonte	-	195,4	104,3	95,0%	5,0%
Valle d'Aosta	-	21,0	0,0	92,8%	7,2%
Lombardia	-	130,4	121,6	87,4%	12,6%
Trentino-Alto Adige	-	23,9	1,2	68,8%	31,2%
Veneto	-	28,0	2,0	68,1%	31,9%
Friuli-Venezia Giulia	-	9,2	46,3	85,4%	14,6%
Liguria	-	150,9	74,4	97,1%	2,9%
Emilia-Romagna	-	153,5	63,1	88,5%	11,5%
Toscana	0,7	383,9	281,0	93,6%	6,4%
Umbria	-	74,2	79,3	79,0%	21,0%

(segue)

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI ^(A)
Marche	-	37,4	46,5	77,0%	23,0%
Lazio	-	197,7	217,8	92,6%	7,4%
Abruzzo	-	49,8	8,0	65,0%	35,0%
Molise	-	2,3	1,2	100,0%	-
Campania	-	3,2	59,3	100,0%	-
Puglia	-	7,0	0,0	100,0%	-
Basilicata	-	4,1	6,5	100,0%	-
Calabria	-	53,7	0,0	100,0%	-
Sicilia	-	9,2	3,3	100,0%	-
Sardegna	-	680,5	1.092,2	89,3%	10,7%
ITALIA	0,7	2.215,2	2.207,9	90,1%	9,9%
<i>di cui non in funzione</i>	0	15,5	38,8	-	-

(A) Società patrimoniali delle reti.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'estensione delle reti alimentate da gas diversi dal gas naturale (Tav. 3.44) è di circa 4.400 km (di cui l'84% alimentati a GPL), con circa 50 km non in funzione. Nel 2022 l'estensione complessiva delle reti è rimasta pressoché invariata rispetto al 2021; si osservano, infatti, 67 km in meno sulla rete in media pressione e 9 in meno su quella in bassa pressione. La riduzione della rete in media pressione è in larga parte attribuibile alla Sardegna, dove si evidenziano 79 km in meno rispetto all'anno precedente; un calo, decisamente meno pronunciato, si osserva anche in Toscana, accompagnato da piccolissime riduzioni anche in altre regioni; al contrario, in Emilia-Romagna si osserva un incremento di 24 km nella rete in media pressione. La lieve diminuzione complessiva delle reti in bassa pressione è originata, invece, da variazioni regionali più significative che si controbilanciano a vicenda: a fronte di un calo in Emilia-Romagna (-73 km) e in Liguria (-20 km), si registrano infatti due incrementi in Toscana (+60 km) e in Piemonte (+26 km).

La maggior parte delle infrastrutture appartiene ai distributori. I comuni e le società patrimoniali delle reti risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è del 9,9% (in netta diminuzione rispetto agli anni precedenti). Le quote di proprietà dei comuni più significative si registrano in Abruzzo (35%), Veneto (31,9%), Trentino-Alto Adige (31,2%), Marche (23%) e Umbria (21%).

Le 66 imprese che erano attive nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale al 31 dicembre 2022 si dividono quasi equamente in due forme giuridiche: quella di società a responsabilità limitata (34 casi) e quella di società per azioni (28 casi); le restanti quattro imprese si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti, che vanno dalle società consortili alla società in nome collettivo.

La concentrazione nel segmento dei gas diversi dal gas naturale a mezzo rete è rimasta sostanzialmente invariata nel 2021: la quota dei primi tre operatori è risultata infatti pari al 58,4% dei volumi complessivamente

erogati (Tav. 3.45), mentre nel 2020 era pari al 58,7%. Le prime cinque imprese contano per il 70,7% (71,3% nel 2020).

TAV. 3.45 Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2022 (volumi in M(m³))

SOCIETÀ	VOLUMI 2022	QUOTA	POSIZIONE NEL 2020
Mediterranea Energia Ambiente (Medea)	11,8	37,6%	1
Liquigas	3,4	10,9%	3
Comune di Sannazzaro de' Burgondi	3,0	9,6%	2
Eni	2,7	8,7%	4
Janagas	1,3	4,1%	-
Butan Gas	0,9	2,8%	6
Centria	0,7	2,3%	7
Carbotrade Gas	0,7	2,1%	8
AGN Energia	0,6	1,8%	9
Beyfin	0,5	1,5%	11
Socogas	0,4	1,4%	12
2i Rete Gas	0,4	1,4%	10
Goldengas	0,4	1,1%	14
Lunigas I.F.	0,3	1,1%	15
Autogas Riviera	0,3	0,9%	18
Magigas	0,3	0,9%	17
Energas	0,3	0,8%	42
Univergas Italia	0,3	0,8%	16
Bragas	0,2	0,8%	20
Olivi	0,2	0,8%	19
Altri	2,7	8,7%	-
TOTALE	31,4	100%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La quota del primo operatore Mediterranea Energia Ambiente (Medea), che è il distributore del gruppo Italgas che opera in Sardegna, è rimasta invariata (dal 37,5% al 37,6%). La società Liquigas è salita in seconda posizione, grazie all'acquisizione dell'attività di distribuzione e vendita di gas diversi dal gas naturale dalla Società Italiana Gas Liquidi, che nel 2021 occupava la tredicesima posizione. Il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in Provincia di Pavia, è quindi passato in terza posizione con una quota scesa sotto il 10% (era al 10,7% nel 2021), a causa della riduzione del gas distribuito da 4 a 3,4 M(m³). In tale Comune è localizzata la raffineria di Eni che produce, tra l'altro, gas destinato all'alimentazione della centrale termoelettrica di Ferrera Erbognone (PV) di proprietà di EniPower. Con 2,7 M(m³) distribuiti (erano 3,1 nel 2021), al quarto posto si trova Eni, quest'anno con una quota in aumento all'8,7%, dall'8,5% del 2021. In quinta posizione è entrata infine la nuova società Janagas, che alla fine del 2022 ha acquisito da Sarda Reti Gas dodici concessioni di distribuzione e vendita di GPL, con relative reti e impianti, in diversi Comuni della Sardegna, il cui capitale sociale è stato subito dopo interamente acquisito dal gruppo Italgas.

Una minore concentrazione, ma in lieve aumento, caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori (nell'ordine Liquigas con il 23,1%, Eni con il 10,7% e Janagas con l'8,6%) hanno distribuito il 42,5% del totale, i primi cinque (che si ottengono aggiungendo ai tre menzionati anche Butan Gas e Centria) il 53,4%. Nel 2021 la quota dei primi tre operatori (gli stessi, con Sarda Reti Gas al posto di Janagas) era del 38,5%, quella dei primi cinque (ancora le stesse imprese) era pari al 48,9%.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto

Nel marzo 2019 l'Autorità ha approvato³⁰ i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas per il periodo 2020-2023 (Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale – RTTG). Con tali disposizioni, che attuano il regolamento (UE) n. 460/2017 finalizzato all'armonizzazione delle strutture tariffarie del trasporto del gas all'interno dell'Unione europea (codice TAR), si è passati dalla metodologia "a matrice", adottata nel 2001, a quella della "distanza (percorsa)³¹ ponderata per la capacità (impegnata)", prevista dal codice TAR. Poiché tale codice non consente la coesistenza di più metodi tariffari, sono stati eliminati i preesistenti corrispettivi "a francobollo", volti a coprire i costi di capitale delle parti terminali del sistema di trasporto (le reti regionali). Tali costi sono ora coperti allo stesso modo della parte principale del sistema (la rete nazionale), ovvero attraverso i corrispettivi applicati alle capacità di trasporto impegnate. Come in precedenza, vi sono corrispettivi di entrata e di uscita, i cui proventi devono consentire di recuperare, rispettivamente, il 28 e il 72 per cento dei costi di capitale complessivi del sistema. Relativamente ai corrispettivi di uscita, è stata eliminata la differenziazione tra le sei aree di prelievo in cui era suddiviso il territorio nazionale³² ed è stata prevista un'unica distinzione, a seconda che il punto di uscita sia più o meno distante di 15 km dalla rete nazionale. Sono state invece confermate le differenziazioni relative ai punti di uscita verso le esportazioni e i siti di stoccaggio. Infine, per quanto riguarda i costi di gestione (costi operativi, perdite di rete, autoconsumi, gas non contabilizzato, permessi di emissione), gli stessi devono essere recuperati attraverso un corrispettivo applicato alle quantità di gas prelevate nei punti di uscita dal sistema. Le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto del gas naturale presentate dalle imprese per l'anno solare 2023 (Tav. 3.46) sono state approvate nel mese di maggio 2022³³.

³⁰ Delibera 29 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

³¹ Distanza tra punto di entrata e punto di uscita dalla rete di trasporto del gas.

³² Coincidenti con i sei ambiti tariffari della distribuzione gas.

³³ Delibera 31 maggio 2022, 233/2022/R/gas.

TAV. 3.46 Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2023**Corrispettivo unitario variabile (commodity) (in €/S(m³))**

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV _U	0,0069920
CV _{FC}	-

Corrispettivi unitari di capacità (in €/anno/S(m³)/giorno)

CP _E – CORRISPETTIVI DI ENTRATA			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	3,208491	Tarvisio	1,317727
Gela	2,941395	Gorizia	1,237010
Passo Gries	1,309781	Melendugno	2,133742
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	1,068528	GNL Cavarzere	0,965054
GNL OLT Livorno	1,284901		
Hub stoccaggio			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Italgas Storage			0,467787
10 hub di aggregazione dei 92 campi di produzione nazionale di gas naturale o biometano			
Produzione Hub 1 – Nord Occidentale	0,852486	Produzione Hub 2 – Nord Orientale	0,845975
Produzione Hub 3 – Rubicone	0,875385	Produzione Hub 4 – Falconara	1,000593
Produzione Hub 5 – Pineto	1,160661	Produzione Hub 6 – San Salvo	1,365902
Produzione Hub 7 – Candela	1,516806	Produzione Hub 8 – Monte Alpi	1,828994
Produzione Hub 9 – Crotone	2,279243	Produzione Hub 10 – Gagliano	2,744635
CPU – CORRISPETTIVI DI USCITA			
6 punti di interconnessione con le esportazioni			
Bizzarone	2,967050	Passo Gries	3,280872
Gorizia	2,629669	Tarvisio	3,265130
Repubblica di San Marino	2,130504	Melendugno	3,627945
Hub stoccaggio			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Italgas Storage			1,167947
Punti di riconsegna per i prelievi sul territorio italiano			
Distanti meno di 15 Km dalla rete nazionale	2,556618	Distanti più di 15 Km dalla rete nazionale	2,703044

Corrispettivi per il servizio di misura (in €/anno/S(m³)/giorno)

CM	
CM ^T	0,101164
CM ^{CF}	0,441043

Fonte: ARERA.

Per gli utenti della rete con servizio interrompibile sono previste riduzioni nei corrispettivi di entrata applicati dall'operatore principale del trasporto, Snam Rete Gas. In dettaglio è prevista una riduzione del 15% dei corrispettivi CP_E per un'interruzione massima di 29 giorni, per il punto di entrata di Passo Gries, e di 37 giorni per gli altri punti di entrata, con preavviso entro le ore 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione.

Sono inoltre applicate, ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale, le seguenti componenti tariffarie aggiuntive³⁴:

- GS_T , destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- RE_T , destinata a finanziare il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- UG_{3T} , a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del servizio di *default* del trasporto;
- CRV^{BL} , relativa agli oneri connessi al bilanciamento del sistema gas;
- CRV^{CS} , a copertura dei costi per la disponibilità di stoccaggio strategico;
- CRV^{FG} , a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di rigassificazione;
- CRV^{FG} , per gli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione;
- CRV^{OS} , a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio;
- CRV^{ST} , a copertura degli oneri derivanti dalla nuova disciplina del *settlement* gas;
- CRV^I , a copertura degli oneri per il contenimento dei consumi di gas.

Il valore di tali componenti viene aggiornato periodicamente dall'Autorità. Per il trimestre gennaio-aprile 2023, le componenti GS_T ³⁵, RE_T ³⁶ e UG_{3T} ³⁷ sono state azzerate, la CRV^{BL} ammonta³⁸ a 1,35 c€/m³, la CRV^{CS} è pari³⁹ a 0,2675 c€/m³, la CRV^{FG} è stata azzerata⁴⁰, la CRV^{OS} è pari⁴¹ a 3,64 c€/m³, la CRV^{ST} ammonta⁴² a 6,5 c€/m³, mentre la CRV^I è pari⁴³ a 0,00053 c€/m³.

Rigassificazione

Nel novembre 2019 l'Autorità ha definito i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto per il periodo 2020-2023⁴⁴. Sono stati sostanzialmente confermati i criteri di riconoscimento dei costi del servizio seguiti in precedenza, mentre nell'articolazione degli importi a carico degli utenti sono stati introdotti due nuovi corrispettivi a copertura dei costi variabili: l'elemento C_{CP} , a copertura dei costi monetari

34 Art. 36, allegato A, delibera 29 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

35 Art. 3, delibera 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com, e art. 2, delibera 28 settembre 2021, 396/2021/R/com.

36 Art. 3, delibera 735/2022/R/com e allegata tabella 9.

37 Art. 5, delibera 735/2022/R/com e delibera 28 settembre 2021, 401/2021/R/gas.

38 Art. 3, delibera 735/2022/R/com e art. 3, delibera 29 settembre 2022, 462/2022/R/com.

39 Art. 3, delibera 735/2022/R/com, art. 3, delibera 462/2022/R/com e art. 2, delibera 29 marzo 2021, 123/2021/R/com.

40 Art. 3, delibera 735/2022/R/com.

41 Art. 3, delibera 735/2022/R/com e art. 3, delibera 462/2022/R/com.

42 Art. 3, delibera 735/2022/R/com e art. 3, delibera 462/2022/R/com.

43 Art. 3, delibera 735/2022/R/com e punto 1, delibera 22 marzo 2022, 118/2022/R/gas.

44 Delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

associati ai consumi della catena di rigassificazione, e l'elemento C_{ETS} , a copertura dei costi relativi al sistema di *Emission Trading*.

Nel giugno 2022 l'Autorità ha approvato⁴⁵ le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione relative all'anno 2022, presentate dalle società GNL Italia per il terminale di Panigaglia, Terminale GNL Adriatico per l'impianto di Rovigo e OLT Offshore LNG Toscana per il terminale di Livorno (Tav. 3.47).

TAV. 3.47 Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2023

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	C_{GS} (€/m ³ liquido/anno)	5,697892	20,123019	24,315501
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	C_{RS} (€/m ³ liquido/anno)	0,137043	-	0,082545
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	Q_{CP} (per m ³ consegnato)	1,41%	0,26%	1,07%
Corrispettivo unitario a copertura dei costi di natura monetaria associati ai consumi della catena di rigassificazione	C_{CP} (€/m ³ liquido/anno)	1,631228	-	-
Corrispettivo unitario a copertura dei costi relativi al sistema di <i>Emission Trading</i>	C_{ETS} (€/m ³ liquido/anno)	1,080303	0,598348	0,940983

Fonte: ARERA.

Stoccaggio

Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha approvato⁴⁶ i criteri di regolazione delle tariffe (RTSG) e della qualità (RQSG) del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2025).

Nell'agosto 2021 l'Autorità ha approvato⁴⁷ i ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio del gas naturale relativi all'anno 2022. In esito alla definizione dei ricavi, le società Stogit e Edison Stoccaggio hanno determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi tariffari per l'anno termico 2022-2023 (Tav. 3.48), come previsto dalla regolazione. In aggiunta ai corrispettivi suddetti, alla fine del 2017 è stato introdotto⁴⁸ il contributo compensativo per il mancato utilizzo del territorio, a favore alle regioni, fissato in misura pari 0,00001 euro/anno per kWh di capacità di spazio conferita e applicato dal 1° aprile 2018.

TAV. 3.48 Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2022-31 marzo 2023

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	STOGIT	EDISON STOCCAGGIO
Corrispettivo unitario di spazio c_s	c€/KWh/a	0,100532	0,204029
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione c_i	€/KWh/g/a	6,935736	17,493078
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione c_e	€/KWh/ g/a	9,782643	22,367571

Fonte: Stogit ed Edison Stoccaggio.

45 Delibera 28 giugno 2022, 278/2022/R/gas, come modificata dalla delibera 29 novembre 2022, 645/2022/R/gas.

46 Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

47 Delibera 3 agosto 2021, 346/2021/R/gas.

48 Punto 3 della delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas.

Occorre evidenziare che i corrispettivi tariffari esposti hanno ormai una applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e di stoccaggio minerario delle imprese di produzione nazionale, che insieme assorbono una quota inferiore al 2% della capacità di stoccaggio complessiva.

Lo stoccaggio strategico, che assorbe circa un quarto della capacità ed è finalizzato a fronteggiare eventuali criticità negli approvvigionamenti o nel funzionamento del sistema gas, viene remunerato attraverso il corrispettivo variabile CRV^{CS}, applicato alle quantità di gas trasportato⁴⁹. Per il periodo dal 1° aprile 2022 al 31 marzo 2023 il corrispettivo CRV^{CS} è pari a 0,002675 €/S(m³)⁵⁰.

La capacità di stoccaggio restante (oltre il 70%), destinata a servizi di modulazione stagionale e pluriennale, viene conferita e remunerata in base a procedure concorsuali, disciplinate dalla regolazione per l'accesso ai servizi di stoccaggio e per la loro erogazione (RAST), come definita dall'Autorità nel febbraio 2019⁵¹. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito allo svolgimento di apposite aste, aperte alla partecipazione degli operatori del mercato del gas naturale. Nella tavola 3.49 sono sintetizzati gli esiti delle aste effettuate da Stogit ed Edison Stoccaggio tra marzo e settembre 2022 per l'anno termico 1° aprile 2022-31 marzo 2023.

TAV. 3.49 *Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1° aprile 2022-31 marzo 2023 (capacità in GWh e prezzi in c€/kWh)*

SOCIETÀ	CAPACITÀ CONFERITA	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE
Stogit	45.951	0,014219
Edison Stoccaggio	6.212	0,022252
TOTALE	52.162	0,015176

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Stogit ed Edison Stoccaggio.

Rispetto all'anno precedente, si registra:

- una maggiore numerosità delle aste concluse con assegnazione (da 34 a 79);
- un fortissimo calo nella capacità conferita su base d'asta, più che dimezzata (-72 TWh, 58%);
- un tracollo nei corrispettivi (prezzi medi di assegnazione), passati da 0,93 €/MWh del 2021 a 0,15 €/MWh del 2022 (-84%).

Le variazioni suddette indicano una forte riduzione dell'interesse degli operatori per il servizio nel 2022, determinata dall'impennata delle quotazioni nei mercati all'ingrosso del gas in seguito all'insorgere del conflitto tra Russia e Ucraina, peraltro già elevate in precedenza per effetto del forte incremento della domanda di gas verificatosi con la ripresa delle attività economiche dopo il contenimento degli effetti della pandemia. Al riguardo, non sono risultate sufficienti le disposizioni adottate dal Governo⁵² e dall'Autorità⁵³ nei mesi di marzo e aprile per incentivare gli operatori alla partecipazione alle aste, anche attraverso l'introduzione di nuove tipologie contratt-

49 Delibera 20 ottobre 2020, 396/2020/R/gas.

50 Art. 3, delibera 28 dicembre 2022, 735/2022/R/com, art. 3, delibera 29 settembre 2022, 462/2022/R/gas, e art. 2, delibera 29 marzo 2021, 123/2021/R/com.

51 Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

52 Decreti del Ministro per la transizione ecologica del 14 marzo e del 1° aprile 2022.

53 Delibere 15 marzo 2022, 110/2022/R/gas, 8 aprile 2022, 165/2022/R/gas, e 27 aprile 2022, 189/2022/R/gas.

tuali ("contratti per differenze a due vie") finalizzate alla copertura del rischio che il prezzo del gas acquistato in fase d'asta fosse superiore a quello di vendita del gas stesso durante il periodo invernale.

Per ovviare a tale situazione, in presenza dell'ulteriore aumento della volatilità dei prezzi e della prospettiva del perdurare del conflitto in atto, con il conseguente rischio di non completare il riempimento degli stoccaggi con cui fare fronte ai fabbisogni dell'inverno 2022-2023, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica ha adottato nuove disposizioni in materia di sicurezza del sistema nazionale del gas. In particolare, è stato affidato a Snam Rete Gas⁵⁴ e al Gestore dei servizi energetici⁵⁵ il compito di accelerare il riempimento degli stoccaggi nazionali attraverso il c.d. "servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza" (STUI). L'attuazione di tale iniziativa, secondo le modalità definite dall'Autorità⁵⁶, ha compensato i quantitativi di gas non acquisiti in precedenza dalle imprese in fase d'asta e ha quindi consentito di raggiungere alla fine di ottobre un grado di riempimento dei campi di stoccaggio superiore al 95%.

Distribuzione

La Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale (RTDG) vigente per il periodo 2020-2023 è stata definita alla fine del 2019⁵⁷ ed è caratterizzata, tra l'altro, dai seguenti elementi:

- costi operativi iniziali (2020) sensibilmente inferiori a quelli del 2019 e differenziati secondo la dimensione dell'impresa distributrice e la densità della clientela servita;
- riduzione annua dei costi operativi dipendente dalla dimensione dell'impresa e compresa tra il 3,53%, per gli esercenti con oltre 300.000 punti di riconsegna serviti, e il 6,59%, per le imprese con meno di 50.000 punti di riconsegna serviti;
- tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) identico per l'attività di distribuzione e quella di misura; per l'anno 2023 il suo valore è stato fissato⁵⁸ al 5,6%.

Come nel periodo regolatorio precedente, le società di distribuzione devono applicare una tariffa obbligatoria, costituita da quote fisse e variabili, differenziate per ambito tariffario. I sei ambiti tariffari sono:

- nord-occidentale (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria);
- nord-orientale (Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna);
- centrale (Toscana, Umbria e Marche);
- centro-sud-orientale (Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata);
- centro-sud-occidentale (Lazio e Campania);
- meridionale (Calabria e Sicilia);
- Sardegna.

La quota fissa (τ_1 , €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione (τ_{1dis}), misura (τ_{1mis}) e commercializzazione (τ_{1cot}). A partire dal 1° gennaio 2015, gli elementi τ_{1dis} e τ_{1mis} sono differenziati in funzione della classe dimensionale del misuratore. La quota variabile (τ_3 , €/m³) è articolata per scaglione di consumo.

54 Decreto ministeriale 22 giugno 2022, n. 253, c.d. "decreto SNAM".

55 Decreto ministeriale 20 luglio 2022, n. 287, c.d. "decreto GSE".

56 Delibera 24 giugno 2022, 274/2022/R/gas.

57 Delibera 27 dicembre 2019, 572/2019/R/gas.

58 Delibera 6 dicembre 2022, 654/2022/R/com.

TAV. 3.50 Articolazione della quota fissa τ_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2023 (in €/punto di riconsegna/anno)

COMPONENTI PER CLASSE DEL GRUPPO DI MISURA	AMBITO						
	NORD-OCCIDENTALE	NORD-ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD-ORIENTALE	CENTRO-SUD-OCCIDENTALE	MERIDIONALE	SARDEGNA
τ_1 (dis)							
da G4 a G6	41,07	33,55	39,24	33,30	46,85	58,71	1.786,72
da G10 a G40	293,32	245,95	282,36	241,66	331,93	388,69	2.116,70
oltre G40	626,90	515,99	601,60	515,88	703,85	926,26	2.654,27
τ_1 (mis)							
da G4 a G6	27,14	24,19	24,27	24,59	29,68	27,70	27,70
da G10 a G40	188,68	172,07	169,47	173,29	205,20	178,74	178,74
oltre G40	402,30	360,07	360,14	368,98	434,20	424,80	424,80
τ_1 (cot)	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83

Fonte: ARERA.

TAV. 3.51 Articolazione della quota variabile τ_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2023 (in c€/m³ e scaglioni di consumo in m³/anno)

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD-OCCIDENTALE	NORD-ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD-ORIENTALE	CENTRO-SUD-OCCIDENTALE	MERIDIONALE E SARDEGNA
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	8,1434	6,0056	8,1890	10,2775	14,2802	19,4757
481-1.560	7,4534	5,4968	7,4952	9,4067	13,0703	17,8256
1.561-5.000	7,4848	5,5199	7,5268	9,4463	13,1253	17,9006
5.001-80.000	5,5927	4,1245	5,6240	7,0583	9,8073	13,3755
80.001-200.000	2,8329	2,0892	2,8488	3,5753	4,9678	6,7752
200.000-1.000.000	1,3903	1,0253	1,3981	1,7547	2,4381	3,3251
Oltre 1.000.000	0,3868	0,2852	0,3890	0,4881	0,6783	0,9250

Fonte: ARERA.

Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2023 sono stati fissati⁵⁹ nel mese di dicembre dell'anno precedente, e sono riportati nella tavola 3.50 (quote fisse τ_1) e nella tavola 3.51 (quota variabile τ_3). Rispetto all'anno precedente sono lievemente aumentate sia le quote fisse (mediamente di circa un punto percentuale), sia le quote variabili (in media tre punti percentuali in più).

Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m³ e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel primo trimestre 2023):

- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1186 c€/m³ fino a 200.000 m³/anno, 0,0600 c€/m³ oltre tale soglia)⁶⁰;

59 Delibera 28 dicembre 2021, 620/2021/R/gas.

60 Art. 2, delibera 28 settembre 2021, 396/2021/R/com, e art. 3, delibera 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com.

- UG_{1r} , a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (0,0339 c€/m³ fino a 200.000 m³/anno, 0,0171 c€/m³ oltre tale soglia)⁶¹;
- UG_{2c} , compensazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi, che presenta un valore negativo per i clienti con consumi fino a 5.000 m³/anno. Più in dettaglio, la componente UG_{2c} è costituita da una quota fissa, pari a -26,13 €/cliente/anno, e una quota variabile (espressa in c€/m³) differenziata per fascia di consumo, i cui valori⁶² variano da -32,3545 c€/m³ per i consumi fino a 120 m³/anno, a 1,58 c€/m³ per i consumi tra 5.000 e 80.000 m³/anno;
- UG_{3INT} , a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità (azzerata dal 1° ottobre 2021 per contenere gli aumenti nei prezzi finali⁶³);
- UG_{3UJ} , a copertura degli oneri connessi a eventuali squilibri dei saldi dei meccanismi perequativi specifici per il fornitore del servizio di *default* di distribuzione e degli oneri della morosità sostenuti dai fornitori di ultima istanza per i clienti finali non disalimentabili (anch'essa azzerata dal 1° ottobre 2021 per contenere gli aumenti nei prezzi finali⁶⁴);
- UG_{3FT} , a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto (azzerata dal 1° ottobre 2021 per contenere gli aumenti nei prezzi finali⁶⁵);
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (azzerata dal 1° ottobre 2021 per contenere gli aumenti nei prezzi finali⁶⁶);
- RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, nonché sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale (azzerata dal 1° ottobre 2021 per contenere gli aumenti nei prezzi finali⁶⁷);
- ST, relativa allo sconto tariffario di gara di cui all'art. 13 del decreto 12 novembre 2011 in materia di affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale (il valore di tale componente, qualora presente, è calcolato per singolo ambito tariffario ed è espresso in euro per punto di riconsegna al cliente);
- VR, a copertura della differenza tra VIR e RAB di impianti di distribuzione oggetto di gara per l'affidamento del servizio⁶⁸ (il cui valore, qualora presente, è calcolato per singolo ambito tariffario ed è espresso in euro per punto di riconsegna al cliente);
- CE, relativa alla compensazione transitoria triennale dei maggiori costi unitari relativi al servizio di distribuzione delle aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati (il valore di questa componente, qualora presente, è calcolato per singolo ambito tariffario ed è espresso in euro per punto di riconsegna al cliente).

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2022 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas al netto delle imposte (ponderato con le quantità vendute), praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato di ben 116,2 c€/m³ (Tav. 3.52), livello mai registrato in passato. Tale prezzo risulta più che raddoppiato (+112%) rispetto all'anno precedente (52,3 c€/m³). L'incremento, oggetto di ulteriori analisi e approfondimenti,

61 Art. 2, delibera 396/2021/R/com, e art. 3, delibera 735/2022/R/com.

62 Aggiornati dall'art. 6 della delibera 735/2022/R/gas.

63 Decreto legge 27 settembre 2021, n. 130, art. 2, delibera 396/2021/R/com, art. 3, delibera 735/2022/R/gas.

64 Delibera 401/2021/R/gas e art. 5, delibera 735/2022/R/com.

65 Delibera 401/2021/R/gas e art. 5, delibera 735/2022/R/com.

66 Decreto legge n. 130/2021, art. 2, delibera 396/2021/R/com, art. 3, delibera 735/2022/R/com.

67 Decreto legge n. 130/2021, art. 2, delibera 396/2021/R/com, art. 3, delibera 735/2022/R/com.

68 Differenza tra il Valore industriale residuo (VIR) degli impianti e il valore contabile degli stessi ai fini tariffari (*Regulatory Asset Base*).

riflette i forti aumenti nel costo della materia prima avvenuti nei mercati all'ingrosso. Esso coinvolge tutte le classi di consumo e in misura maggiore quelle più grandi, nelle quali è più elevata l'incidenza della stessa materia prima e la rapidità di aggiornamento alle quotazioni all'ingrosso.

Nella tavola 3.53 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi del 2022 per dimensione e tipologia di cliente. A differenza degli anni scorsi, non si riscontrano differenze elevate tra le classi di consumo e tra le diverse tipologie di clienti, che tendono a convergere verso la media molto più che in passato. Si discostano da questa tendenza i condomini uso domestico e la generazione termoelettrica (in particolare la classe più grande di quest'ultima, relativa a consumi annui superiori a 20 milioni di m³), che presentano valori sensibilmente superiori alla media.

TAV. 3.52 *Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (in c€/m³ e classi di consumo annuo espresse in m³)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Inferiore a 5.000	60,3	61,2	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4	58,1	65,9	103,1
Tra 5.000 e 50.000	50,0	51,3	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7	43,7	55,0	117,9
Tra 50.000 e 200.000	48,3	44,4	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7	37,3	48,8	113,6
Tra 200.000 e 2.000.000	41,1	36,6	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8	27,3	38,5	101,4
Tra 2.000.000 e 20.000.000	36,9	33,8	34,0	28,0	24,2	23,0	26,5	28,2	21,9	35,1	93,9
Superiore a 20.000.000	36,8	32,7	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4	16,9	52,8	130,4
TOTALE	45,5	44,0	42,3	38,9	33,8	34,3	40,0	39,2	33,9	52,3	111,2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

TAV. 3.53 *Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2022 (in c€/m³ e classi di consumo annuo espresse in m³)*

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	101,6	98,2	123,0	122,0	-	-	101,6
Condominio uso domestico	119,5	127,1	122,0	117,5	125,8	-	125,3
Attività di servizio pubblico	120,9	118,9	114,3	107,8	105,2	76,3	110,3
Commercio e servizi	116,8	114,9	113,1	101,0	96,8	91,3	108,4
Industria	114,8	112,9	109,3	100,6	92,4	108,4	99,6
Generazione elettrica	109,2	101,3	114,6	106,2	102,2	138,7	135,3
TOTALE	103,1	117,9	113,6	101,4	93,9	130,4	111,2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nella tavola 3.54 viene mostrato lo spaccato dei clienti con usi domestici (famiglie e condomini) tra le due principali condizioni contrattuali alle quali può avvenire la fornitura per i consumi fino a 200.000 m³/anno, ovvero il servizio di tutela e il mercato libero, con dettaglio per classe dimensionale e andamento nell'ultimo decennio.

Per quanto riguarda i clienti più piccoli (fino a 5.000 m³/anno, in prevalenza singole famiglie), il mercato libero presenta valori superiori al servizio di tutela fino al 2021. Mediamente la differenza è pari al 13%, con un minimo del 2,6% nel primo anno e il massimo del 23,1% nel 2020. Nell'ultimo anno (2022) il mercato libero presenta invece un

prezzo nettamente più basso del servizio di tutela (-17,6%), per la forte diffusione in tale mercato di formule contrattuali a prezzo bloccato che hanno contenuto o ritardato, almeno nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni della materia prima gas avvenuta nei mercati all'ingrosso. Così, nell'ultimo anno, il prezzo nel servizio di tutela presenta un incremento dell'85,6%, contro il 40,4% del mercato libero.

TAV. 3.54 *Prezzi medi finali a clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato (in c€/m³ e classi di consumo annuo espresse in m³)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO E MERCATO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Inferiore a 5.000 m³											
Servizio di tutela	60,1	60,2	56,8	52,8	47,7	48,2	55,8	60,4	51,0	62,3	115,7
Mercato libero	61,3	63,7	62,4	60,1	56,8	56,1	60,3	65,5	62,0	67,9	95,3
Differenziale	2,1%	5,8%	10,0%	13,9%	19,2%	16,5%	8,1%	8,3%	21,8%	8,9%	-17,6%
Tra 5.000 e 50.000 m³											
Servizio di tutela	48,2	52,2	44,1	44,7	37,8	39,2	46,4	48,9	39,6	49,3	115,8
Mercato libero	51,5	50,9	47,6	46,1	42,8	43,5	48,6	50,9	44,1	58,0	124,7
Differenziale	6,7%	-2,4%	8,0%	3,1%	13,1%	11,1%	4,9%	4,1%	11,1%	17,7%	7,7%
Tra 50.000 e 200.000 m³											
Servizio di tutela	48,1	50,5	41,9	40,9	36,1	36,1	45,2	44,9	36,7	43,9	117,2
Mercato libero	48,4	43,9	41,4	41,0	37,0	36,3	43,7	44,7	37,3	56,5	122,2
Differenziale	0,6%	-13,0%	-1,1%	0,2%	2,6%	0,5%	-3,4%	-0,5%	1,6%	28,7%	4,3%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Questa minore crescita del mercato libero nell'ultimo anno si riscontra anche nelle classi dimensionali più elevate (oltre 5.000 m³/anno), ma non arriva al punto da spostare la convenienza tra i due mercati. Pertanto, per tali classi, costituite quasi interamente da impianti condominiali, il mercato libero risulta più costoso del servizio di tutela in tutti gli anni, compreso il 2022, nel quale si è solo verificato un restringimento del divario, che è sceso al 7,7% nella classe intermedia (tra 5.000 e 50.000 m³/anno) e al 4,3% in quella più grande (tra 50.000 e 200.000 m³/anno).

Ovviamente, le diversità di prezzo riscontrate tra i due mercati possono dipendere anche da ulteriori fattori. In particolare, occorre considerare quanto indicato nel paragrafo relativo al mercato libero, in merito alla presenza di offerte commerciali caratterizzate dall'acquisto congiunto della fornitura energetica e di altri beni o servizi di varia natura (servizi di assistenza, manutenzioni, polizze assicurative, servizi telefonici, sconti in supermercati o sul carburante, ecc.).

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Nell'ambito del paniere nazionale di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha enucleato il segmento di consumo "gas naturale e gas di città" che contiene il

“prodotto” regolato dall’Autorità. L’incidenza di questo segmento di consumo quest’anno è salita sensibilmente, passando dal 2,02% al 2,51% dell’intero paniere.

Poiché anche il peso dell’altro segmento energetico regolato dall’Autorità, ovvero l’energia elettrica, è salito sensibilmente (come si è visto nel Capitolo 2 di questo Volume), l’incidenza dei beni energetici regolati dall’Autorità è aumentata significativamente, passando dal 4,28% del 2021 al 5,64% del 2022. Includendo i segmenti ambientali rilevati dall’Istat (“fornitura acqua”, “raccolta acque di scarico”, raccolta rifiuti”), l’incidenza complessiva dei beni regolati dall’Autorità raggiunge il 7% (era il 5,76% nel 2022).

L’indice dei prezzi “Gas naturale e gas di città”, che a dicembre 2021 era pari a 121,9, nel corso del 2022 è raddoppiato, superando quota 240 nei medi di novembre e dicembre. I tassi di variazione a 12 mesi sono compresi tra il +63,4% di gennaio e il +102,4% di novembre, mentre in media d’anno l’aumento è pari al 73,7% (Tav. 3.55).

Nell’ultimo triennio i tassi di variazione dei prezzi del gas sono stati inferiori a quelli registrati per l’insieme dei beni energetici sino a settembre 2020, a cui è seguito un periodo di sostanziale uniformità (da ottobre 2020 a giugno 2021), mentre da luglio 2021 le variazioni del gas sono state nettamente superiori a quelle del complesso dei beni energetici, in media circa 20 punti in più (Fig. 3.21).

Quanto illustrato è ancora più evidente nella figura 3.22, nella quale viene confrontata la dinamica degli indicatori ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2020). L’indice del gas nel triennio presenta il suo minimo nell’estate del 2020, dopo la prima ondata pandemica; segue una risalita via via più intensa, che conduce a dicembre 2022 a un livello oltre 2,5 volte superiore a quello iniziale, mentre l’indice relativo all’insieme dei beni energetici raddoppia nel corso del triennio.

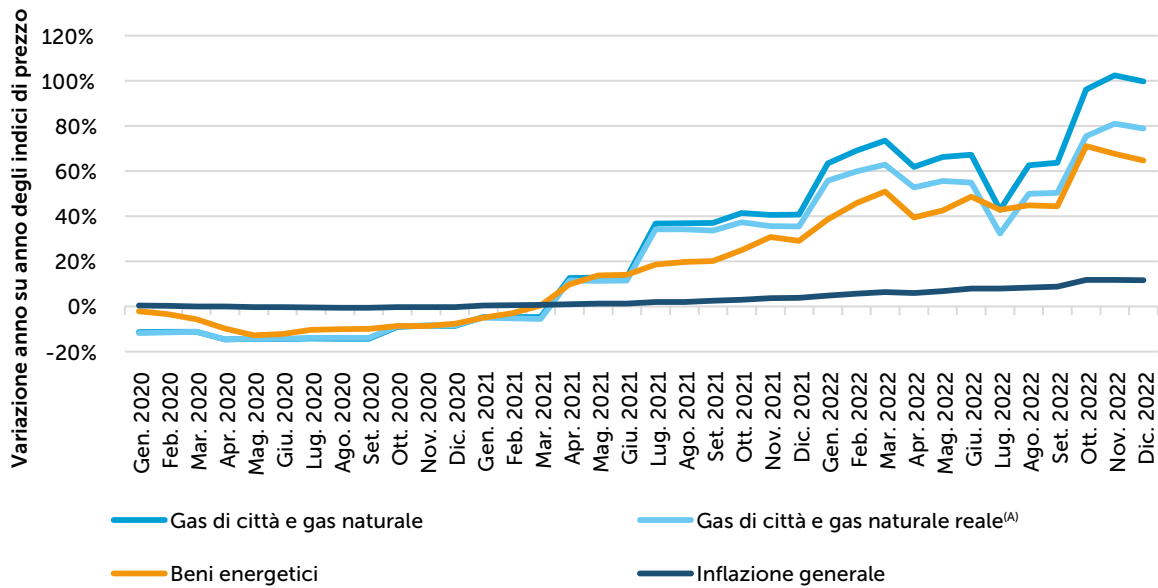
TAV. 3.55 Numeri indice (2015 = 100) e variazioni del prezzo del segmento “gas di città e gas naturale”

MESI	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	GAS REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio	148,5	63,4%	108,3	4,8%	137,1	55,8%
Febbraio	154,0	69,0%	109,3	5,7%	140,9	59,9%
Marzo	158,0	73,4%	110,4	6,5%	143,1	62,9%
Aprile	152,7	61,9%	110,3	6,0%	138,4	52,8%
Maggio	157,0	66,3%	111,2	6,8%	141,2	55,7%
Giugno	157,9	67,3%	112,5	8,0%	140,4	54,9%
Luglio	153,5	42,8%	113,0	7,9%	135,8	32,3%
Agosto	174,7	62,5%	113,9	8,4%	153,4	50,0%
Settembre	176,1	63,7%	114,2	8,9%	154,2	50,3%
Ottobre	238,8	96,2%	118,1	11,8%	202,2	75,5%
Novembre	246,5	102,4%	118,7	11,8%	207,7	81,1%
Dicembre	243,4	99,7%	119,0	11,6%	204,5	78,9%
ANNO 2022	180,1	73,7%	113,2	8,2%	158,2	59,9%

(A) Rapporto tra l’indice di prezzo del gas e l’indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l’intera collettività.

FIG. 3.21 Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni

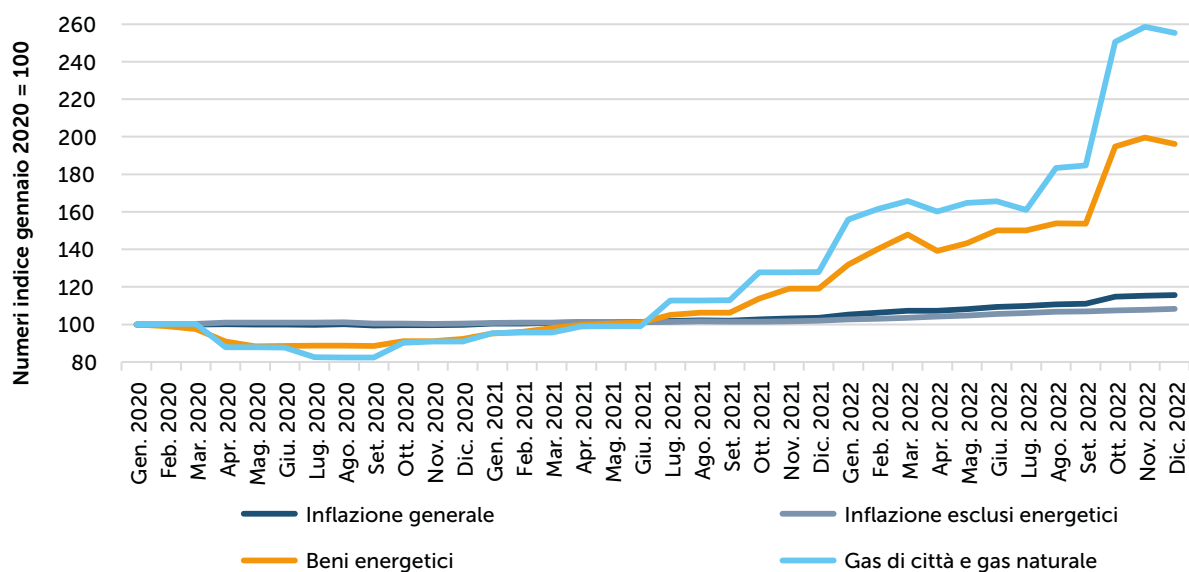


(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

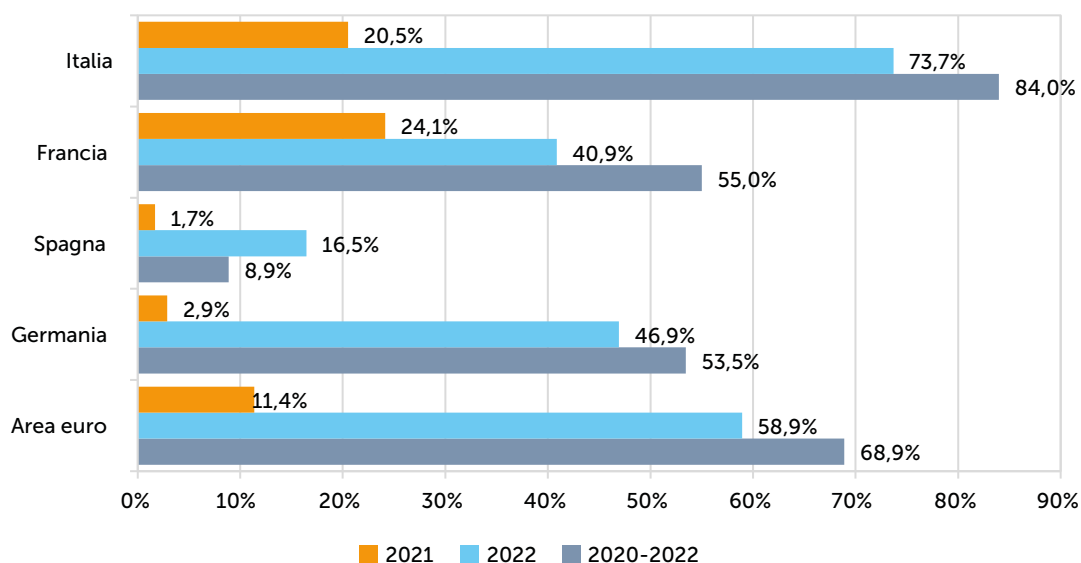
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutato anche in confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti dall'Eurostat (Fig. 3.23). Quest'analisi mostra che nel 2022 il gas ha registrato in Italia un aumento (73,7%) superiore sia alla media dell'Area euro (58,9%), sia agli altri tre principali paesi.

FIG. 3.22 Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – indici nazionali.

FIG. 3.23 Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei

Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo (Fig. 3.24). Più precisamente, si tratta dell'andamento medio delle condizioni economiche di fornitura⁶⁹ che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie (accanto alle loro proposte per il mercato libero), valorizzate per un consumatore caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m³ e generalmente dotato di riscaldamento autonomo. Tale valutazione è effettuata utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti variabili localmente, tranne che per la distribuzione, per la quale viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, che è quello avente la maggiore incidenza.

La dinamica del prezzo complessivo dipende dall'andamento della componente materia prima gas, per il cui aggiornamento nel 2013 è stato progressivamente sostituito il riferimento al prezzo del petrolio, quale risultante dai contratti a lungo termine, con i prezzi risultanti nei mercati a breve termine del gas (mercati *spot*), allora caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta⁷⁰.

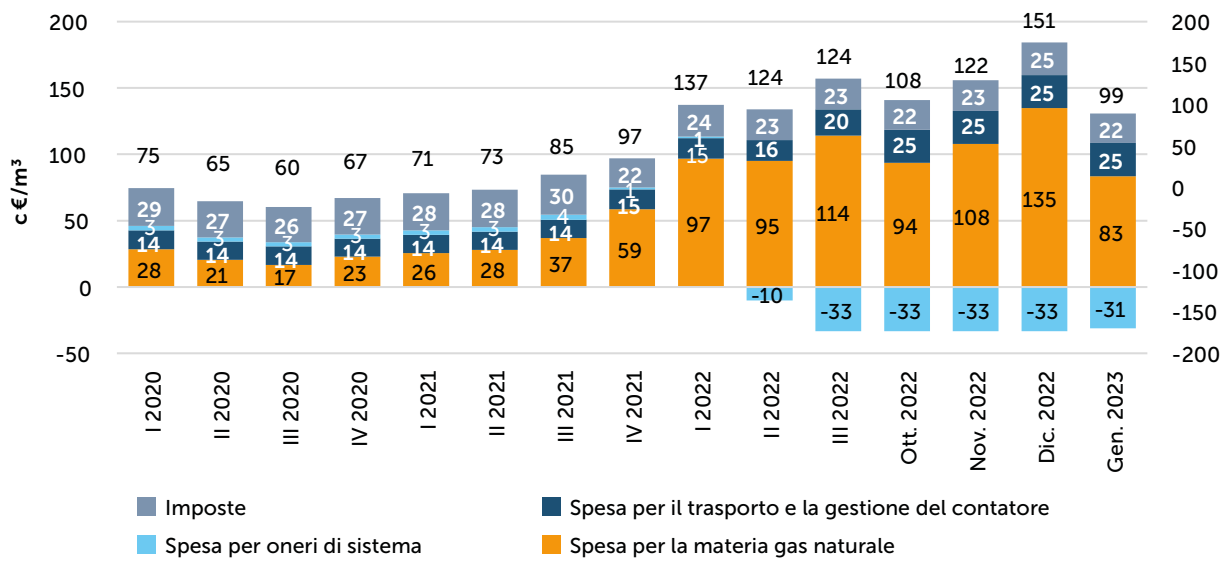
Il sistema di calcolo della materia prima introdotto nel 2013 e la progressiva contrazione della domanda internazionale di gas hanno determinato una sistematica riduzione del prezzo del consumatore tipo sino alla prima metà del 2016. In seguito vi è stata una fase di moderata crescita, ma nel secondo trimestre del 2019 vi è stata una nuova inversione di tendenza, riconducibile dapprima al rallentamento della crescita economica e poi al brusco abbassamento delle quotazioni nei mercati all'ingrosso verificatosi all'insorgere dell'evento pandemico, con conseguenti forti diminuzioni nella componente relativa all'approvvigionamento della materia prima che ha più che dimezzato il suo valore nel terzo trimestre 2020, quando il prezzo complessivo è tornato su valori di quindici anni prima (circa

69 Introdotta con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e attualmente disciplinate dall'allegato A (TIVG) alla delibera ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato.

70 Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 ("Cresci Italia"), l'Autorità con delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas, ha previsto che dal secondo trimestre 2013 l'aggiornamento della materia prima venisse calcolato, per una quota del 20%, in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* europeo, con riferimento alla piattaforma olandese denominata *Title Transfer Facility* (TTF).

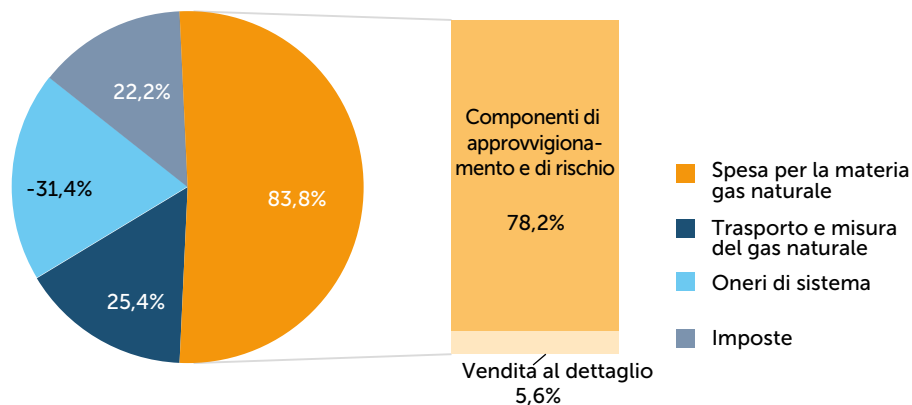
60 c€/m³). Successivamente, vi è stata una vigorosa ripresa economica che ha trainato la domanda di energia a livelli anche superiori alle disponibilità dell'offerta, con conseguenti tensioni e forti aumenti di prezzo nei mercati energetici internazionali. La componente materia prima gas ha rispecchiato tale evoluzione e in poco più di un anno è aumentata di circa otto volte, mentre il prezzo complessivo (135,6 c€/m³ a gennaio 2022) è più che raddoppiato rispetto al minimo del 2020 e ha superato del 46% il precedente massimo storico di inizio 2013 (92,8 c€/m³). Ovviamente tali incrementi sarebbero stati ancora più elevati se non vi fossero state le riduzioni delle componenti relative agli oneri di sistema e alle imposte adottate dal Governo e dall'Autorità.

FIG. 3.24 Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m³ e riscaldamento individuale)



Fonte: ARERA.

FIG. 3.25 Composizione percentuale al 1° gennaio 2023 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m³ e riscaldamento individuale)



Fonte: ARERA.

Al 1° gennaio 2023 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.25) è costituito per l'83,4% da componenti a copertura dei costi e per il restante 17,6% dalle imposte che gravano sul gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). La spesa per la materia prima

(comprensiva dei costi di vendita) incide sul prezzo complessivo del gas per il 71,3%, i costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura per il 10,2%, mentre gli oneri di sistema⁷¹ rappresentano l'1%.

La tavola 3.56 mostra, infine, il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale al 1° gennaio 2022.

TAV. 3.56 Imposte sul gas a gennaio 2022 (in c€/m³)

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI		
	Fascia di consumo annuo	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
ACCISA							
Normale		4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)		3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE^(B)							
Piemonte		2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto		0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria							
– zone climatiche C e D		2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
– zona climatica E		1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
– zona climatica F		1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia-Romagna		2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana		2,20000	3,09870	3,09870	3,09870	0,60000	0,52000
Umbria		0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche		1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio							
– territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)		1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
– altre zone		2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo							
– zone climatiche E e F		1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
– altre zone		1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise		1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania		1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia		1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Basilicata		1,90000	2,58228	2,58228	2,58228	0,62490	0,51646
Calabria		1,90000	2,58200	2,58200	3,09900	0,62490	0,51650
ALIQUOTA IVA ^(C)		5%	5%	5%	5%	5%	5%

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle regioni a statuto ordinario; non si applica nelle regioni a statuto speciale. La Regione Lombardia ha disapplicato l'addizionale dal 2002 (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27). L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano, inoltre, ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti e alle condizioni fissate dalle relative convenzioni o dagli accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione delle accise.

(C) Di norma l'aliquota IVA è pari al 10% per gli usi industriali e per gli usi civili con consumi fino a 480 m³/anno e al 22% per gli usi civili con consumi superiori. L'aliquota del 5% è temporaneamente fissata da alcuni provvedimenti governativi: inizialmente stabilita per il IV trimestre 2021, la riduzione è stata prorogata per tutto il 2022.

Fonte: elaborazione ARERA.

⁷¹ La classificazione sopra riportata riflette l'aggregazione delle voci prevista per le fatture ai clienti finali, a partire dal 1° gennaio 2016, dalla delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R/com (Bolletta 2.0).

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il titolo III del TIVG, gli esercenti la vendita di gas devono applicare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ai clienti finali con fornitura di GPL o di gas manifatturati distribuiti a mezzo di reti urbane.

Le condizioni economiche di fornitura di GPL si articolano in tre componenti unitarie: quella relativa all'approvvigionamento, quella relativa al servizio di distribuzione e misura e quella relativa alla vendita al dettaglio. La componente relativa all'approvvigionamento comprende il costo della materia prima, il costo del trasporto e l'imposta di fabbricazione. A partire da ottobre 2011⁷² l'elemento relativo alla materia prima viene calcolato mensilmente, anziché trimestralmente, al fine di rendere i prezzi applicati ai clienti finali più allineati temporalmente con i costi sostenuti dagli esercenti. L'Autorità aggiorna all'inizio di ogni mese tale componente sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano, relative al mese precedente. Nella componente di approvvigionamento rientra anche l'imposta di fabbricazione, che viene applicata alla materia prima come fatturata all'uscita dalla raffineria o dal deposito. L'imposta è stata fissata, dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 15 gennaio 1999, in misura pari a 189,94458 euro per 1.000 kg, su tutto il territorio nazionale.

Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, l'Autorità ha disposto⁷³ che il valore di tale elemento sia aggiornato in base agli indici dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati e del prezzo del gasolio per mezzi di trasporto, entrambi rilevati dall'Istat, salvo ulteriori adeguamenti legati a eventi imprevedibili ed eccezionali, a mutamenti del quadro normativo o alla variazione degli obblighi di servizio universale.

La componente a copertura dei costi di distribuzione e misura viene determinata secondo la Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG)⁷⁴. Ai sensi dell'RTDG, sono oggetto di regolazione le reti canalizzate gestite in concessione e che servono almeno 300 punti di riconsegna. Sulla base dei costi del servizio determinati dall'Autorità, ciascuna impresa distributrice predispone delle opzioni tariffarie, differenziate per ambito tariffario. Quest'ultimo è costituito dall'insieme delle località appartenenti alla medesima regione e servite dalla stessa impresa distributrice.

La componente relativa alla vendita al dettaglio è stata modificata nel 2015⁷⁵, introducendo una nuova articolazione basata interamente su una quota fissa, pari a 36 euro per punto di riconsegna per anno⁷⁶.

L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL è illustrato nella figura 3.26. Le variazioni del prezzo sono determinate essenzialmente dalle oscillazioni della componente materia prima, che riflette la volatilità delle quotazioni internazionali del propano che è stata particolarmente accentuata nell'ultimo biennio, nel corso del quale si è passati dal valore minimo di 33 c€/m³ del

72 Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11.

73 Delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11.

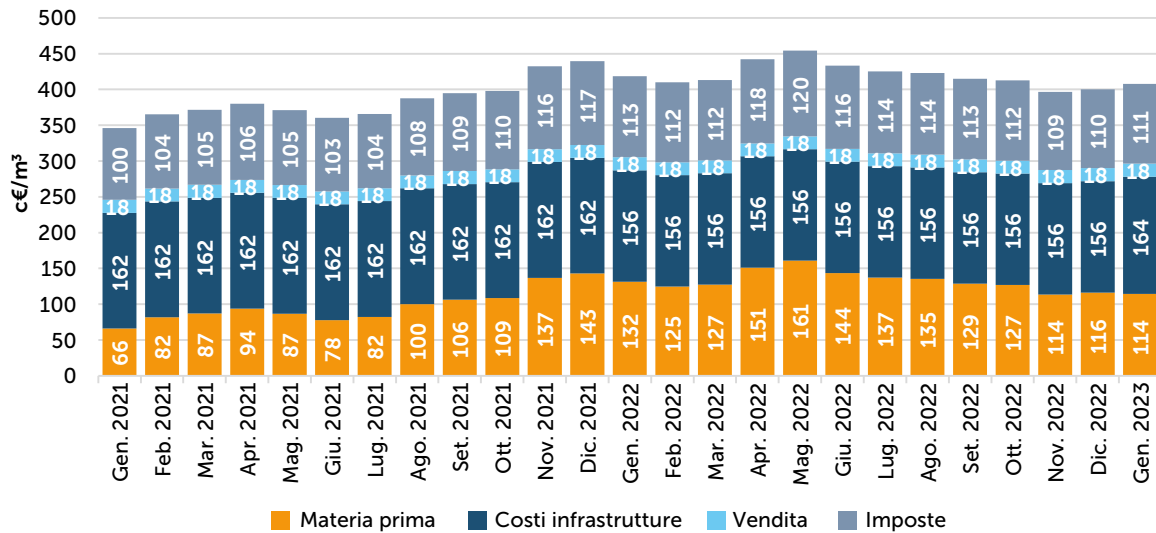
74 Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas.

75 Delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas.

76 Valore confermato dalla delibera 28 dicembre 2017, 926/2017/R/gas, per gli anni 2018 e 2019, e dalla delibera 28 dicembre 2021, 627/2921/R/gas, per gli anni 2022 e 2023.

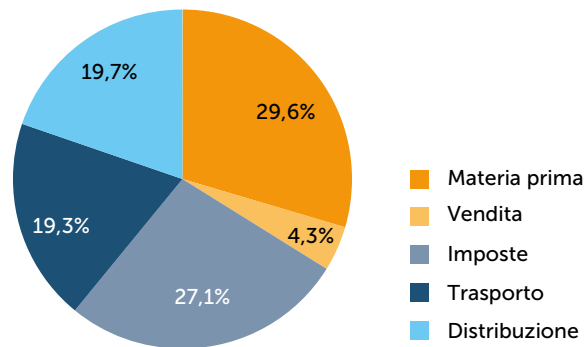
maggio 2020, in concomitanza con il completo dispiegarsi della prima ondata pandemica, al massimo di 161 c€/m³ del maggio 2022, che risente delle turbolenze indotte dall'inizio della guerra in Ucraina.

FIG. 3.26 Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m³)



Fonte: ARERA.

FIG. 3.27 Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m³) al 1° gennaio 2023



Fonte: ARERA.

La composizione del prezzo al 1° gennaio 2023 (Fig. 3.27) per una famiglia italiana che consuma 200 m³ di GPL è pari a 407,6 c€/m³ e risulta costituito per il 72,7% da componenti a copertura dei costi e per il restante 27,3% da imposte. Il costo della materia prima incide sul prezzo complessivo per il 28,1%, la commercializzazione al dettaglio per il 4,4%, la distribuzione su rete locale per il 20,3%, mentre i costi di trasporto a monte dell'impianto di distribuzione costituiscono il 19,9%.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale

La regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale nel periodo di regolazione 2020-2023 è disciplinata dalla delibera 19 dicembre 2019, 554/2019/R/gas.

Le tavole riportate in queste pagine illustrano l'andamento relativo alle attività regolamentate da tale delibera con riferimento all'anno 2022. Nello specifico, gli aspetti che riguardano le caratteristiche della rete e la sicurezza del servizio di trasporto sono illustrati nelle tavole dalla 3.57 alla 3.65.

Nell'ambito della rete di trasporto, il numero di punti di immissione di biometano al 31 dicembre 2022 è pari a 57, valore che segna un incremento del 36% rispetto ai 42 punti di immissione presenti al 31 dicembre 2021.

TAV. 3.57 Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2022

LUNGHEZZA RETI	KM
Estensione della rete al 31 dicembre 2021	35.037
Estensione della rete al 31 dicembre 2022	35.211
Lunghezza della rete sottoposta a sorveglianza	35.076
Lunghezza della rete sottoposta a ispezione non invasiva	12.708
Lunghezza della rete ispezionata con "pig" ^(A)	1.602
Percentuale di rete ispezionata con "pig"	4,5%

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.58 Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2022

LUNGHEZZA RETI	KM
Rete maggiormente esposta a condizioni di rischio	17.609
- di cui ispezionabile con "pig" ^(A)	14.206
Lunghezza della rete sottoposta a sorveglianza	18.788
Lunghezza della rete sottoposta a ispezione	9.896
Lunghezza della rete ispezionata con "pig" ^(A)	1.602

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.59 *Protezione catodica delle reti nel 2022*

ESTENSIONE RETI	KM
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica efficace	35.107
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica non efficace	84
Estensione della rete in acciaio non protetta catodicamente	10
ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO	35.201
Percentuale della rete in acciaio con protezione catodica efficace	99,9%

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.60 *Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2022*

SISTEMI E PUNTI DI MISURA	NUMERO
Sistemi telesorvegliati	3.438
Sistemi non telesorvegliati	33
PERCENTUALE DI SISTEMI TELESORVEGLIATI	99%
Punti di misura telesorvegliati	16.143
Punti di misura non telesorvegliati	23.147
PERCENTUALE DI PUNTI DI MISURA TELESORVEGLIATI	41%

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.61 *Impianti di odorizzazione nel 2022*

CLIENTI E IMPIANTI	NUMERO
CLIENTI AL 31 DICEMBRE 2020	
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto	5.746
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto con uso domestico o similare	2.255
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto a cui viene odorizzato il gas riconsegnato	984
IMPIANTI	
Impianti di odorizzazione a dosaggio diretto	159
Impianti di odorizzazione non a dosaggio diretto	13

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.62 *Numero di emergenze di servizio*

CAUSE	2021	2022
Per cause di forza maggiore	4	1
Per causa di terzi	4	3
Per causa dell'impresa di trasporto	4	9
Mancata copertura del fabbisogno gas e/o pressione ai punti di immissione della rete	0	0
TOTALE	12	13
Numero di emergenze che hanno determinato interruzioni del servizio	12	13

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.63 Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio

ADESIONI	2021	2022
Adesioni degli utenti	180	134
Adesioni delle imprese distributrici	157	167
TOTALE ADESIONI	337	301

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.64 Dispersioni localizzate

ADESIONI	2021	2022
Dispersioni localizzate da attività ispettiva	9	37
Dispersioni localizzate su segnalazione di terzi	19	16
TOTALE DISPERSIONI LOCALIZZATE	28	53

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.65 Eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite di gas

EVENTI	2021	2022
Numero di eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite controllate di gas	8.439	10.123
Numero di eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite incontrollate di gas	21	24
TOTALE EVENTI CHE HANNO DATO LUOGO A FUORIUSCITE DI GAS	8.460	10.147
Volume complessivo (m³ standard)	4.930.482	3.887.718

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole dalla 3.66 alla 3.69 sono riportati i dati relativi alle interruzioni di servizio, al servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio, al monitoraggio della pressione ai punti di riconsegna e ai casi di mancato rispetto del valore di pressione minima contrattuale al punto di riconsegna.

La qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale disciplina le prestazioni richieste alle imprese di trasporto dagli utenti del servizio, o dai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, attraverso standard specifici di qualità e le prestazioni soggette a indennizzo automatico per gli utenti del servizio di trasporto (Tav. 3.70).

TAV. 3.66 Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2022

NUMERO E DURATA	INTERRUZIONI CON PREAVVISO	INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO	
		DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO	NON DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO
Numero di interruzioni	501	27	2
Numero di utenti coinvolti	10.708	464	2
Numero di city gate coinvolti	229	16	0
Durata media (ore)	14	33	4
Numero di interventi con carro bombolaio organizzati e attivati dall'impresa di trasporto	189	14	0

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.67 Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2022

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	182
Adesioni delle imprese distributrici	142
TOTALE ADESIONI	324

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.68 Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2022

PDR ATTIVI AL 31 DICEMBRE 2022	RELATIVI A CLIENTI FINALI ALLACCIATI DIRETTAMENTE ALLA RETE DI TRASPORTO	RELATIVI A CITY GATE
Rilevazione in continuo della pressione minima su base oraria		
PdR con capacità conferita ≥ 100.000 S(m ³)/g	206	532
PdR con capacità conferita compresa tra 50.000 e 100.000 S(m ³)/g	187	467
Rilevazione non in continuo della pressione minima su base oraria		
PdR con capacità conferita ≥ 100.000 S(m ³)/g	0	0
PdR con capacità conferita compresa tra 50.000 e 100.000 S(m ³)/g	0	0

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.69 Casi di mancato rispetto nel 2022 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna

CASI DI MANCATO RISPETTO	NUMERO
In base alla causa	
Causa di forza maggiore	0
Causa di terzi	0
Mancata copertura del fabbisogno di gas	0
Causa dell'impresa di trasporto	31
Per tipo di punto di riconsegna	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	5
City gate	26
TOTALE	31

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

TAV. 3.70 Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2022

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO (GIORNI)	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di irricevibilità della richiesta di trasferimento di capacità (art. 26)	1 giorno lavorativo	4	0,5	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato (art. 27)	2 giorni lavorativi	19	1,3	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato relative a sessioni di aggiustamento (art. 28)	5 giorni lavorativi	30	1,1	0
Tempo di ripristino di un applicativo informatico a seguito di un malfunzionamento (art. 29)	6 ore	175	2,0	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti (art. 30)	40 giorni lavorativi	117	17,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura (art. 31)	10 giorni lavorativi	34	3,0	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte (art. 32)	5 + 15 giorni lavorativi	1.887	1,4	0
Tempo di risposta motivata a reclami scritti (art. 33)	20 giorni lavorativi	3	0,6	0
TOTALE	-	2.269	-	-

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese di trasporto.

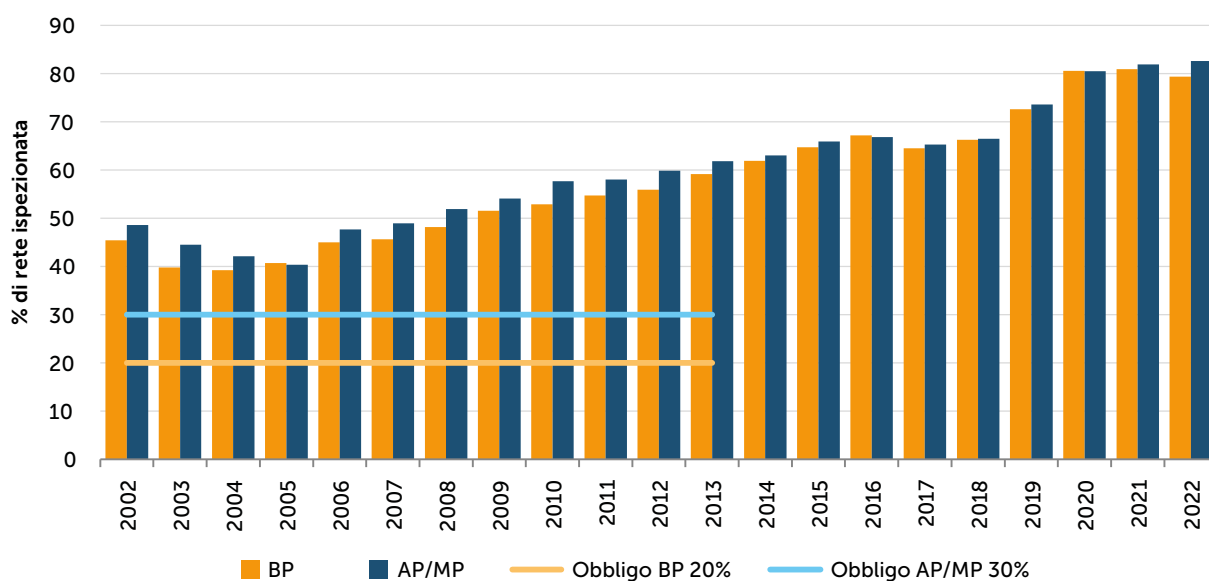
Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

La parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RQDG)⁷⁷ disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas. La regolazione di tali materie ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da tali eventi.

I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano in alcuni casi l'andamento della sicurezza del settore del gas dal 2002 (o successivi) al 2022, in altri casi rappresentano l'esito all'attività svolta nell'anno oggetto della presente *Relazione Annuale*.

⁷⁷ Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 569/209/R/gas.

FIG. 3.28 Percentuale di rete ispezionata dal 2002



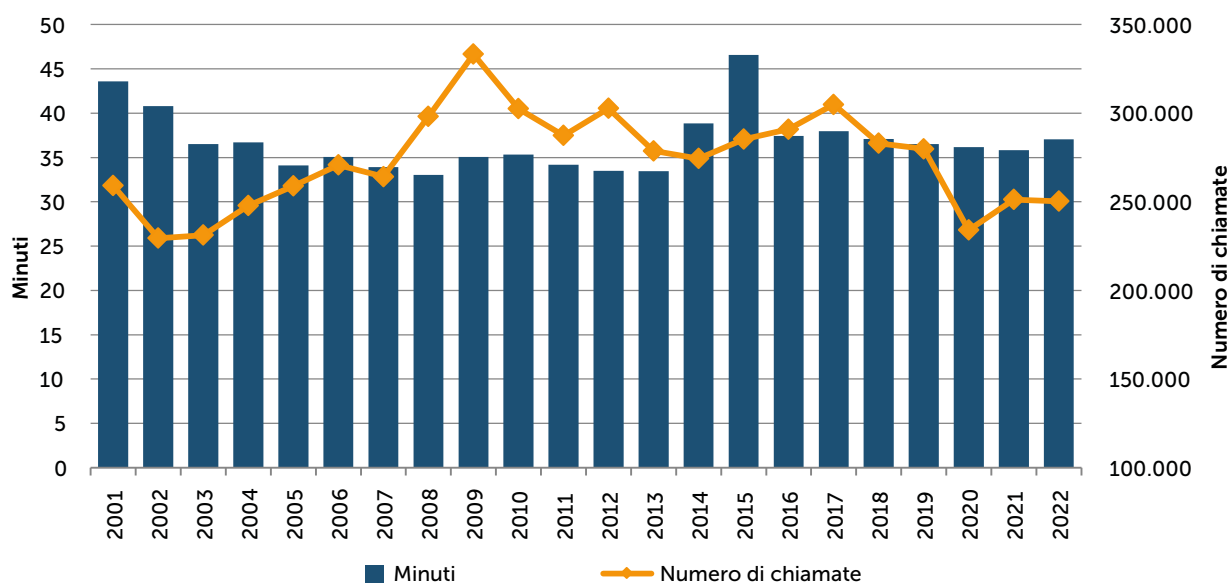
Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

La figura 3.28 mostra la quantità di rete ispezionata annualmente dal 2002 al 2022, elemento importante in quanto l'ispezione della rete ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni, favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza. Fino al 2013 la regolazione prevedeva un obbligo minimo annuo, mentre dal 2014 ha introdotto un obbligo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio per la rete in alta/media pressione (AP/MP) o nel quadriennio mobile per la rete in bassa pressione (BP). Per esigenze di comparazione con le *performance* registrate fino al 2013, il dato è esposto come percentuale annuale di rete ispezionata anche per gli anni successivi al 2013. Rispetto al 2021 si registra, per il 2022, un lieve aumento della percentuale di ispezione della rete in AP/MP e una lieve diminuzione dell'ispezione della rete in BP.

Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 3.29 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) aggiornato al 2022. Il valore medio nazionale è pari a circa 37 minuti, lievemente aumentato rispetto al 2021. L'obbligo prevede una percentuale minima annua di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti pari al 90%.

L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dall'RQDG a partire dal 1° luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo preciso. Inoltre, va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare alla regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza è via via aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi.

L'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini. La tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

FIG. 3.29 Pronto intervento su impianto di distribuzione dal 2001

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

Le tavole 3.71 e 3.72 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2021 e 2022, suddivise per localizzazione, cioè a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione, con la ripartizione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazioni da parte di terzi). Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata per classe di pericolosità (A1, A2, B e C). La classe A1, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive all'ora della sua localizzazione. A partire dai dati del 2021 vengono incluse le dispersioni relative ai gas diversi dal gas naturale.

TAV. 3.71 Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	748	590	1.236	2.329	4.903
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	620	585	1.243	3.162	5.610
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	2.050	1.350	2.119	36.264	41.783
Su gruppo di misura	585	20	86	603	1.294
TOTALE ANNO 2021^(A)	4.003	2.545	4.684	42.358	53.590
Su rete	761	458	1.379	2.620	5.218
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	783	505	1.124	3.299	5.711
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	2.228	496	1.434	35.356	39.514
Su gruppo di misura	207	11	86	447	751
TOTALE ANNO 2022	3.979	1.470	4.023	41.722	51.194

(A) I valori del 2021 includono rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

TAV. 3.72 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	1.280	362	367	924	2.933
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	2.312	740	602	1.075	4.729
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	17.604	4.405	4.238	31.293	57.540
Su gruppo di misura	5.992	929	1.088	7.562	15.571
TOTALE ANNO 2021^(A)	27.188	6.436	6.295	40.854	80.773
Su rete	1.167	307	344	819	2.637
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	2.323	739	635	991	4.688
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	15.593	3.805	4.095	32.665	56.158
Su gruppo di misura	5.054	883	908	6.412	13.257
TOTALE ANNO 2022	24.137	5.734	5.982	40.887	76.740

(A) I valori del 2021 includono rettifiche dei dati.

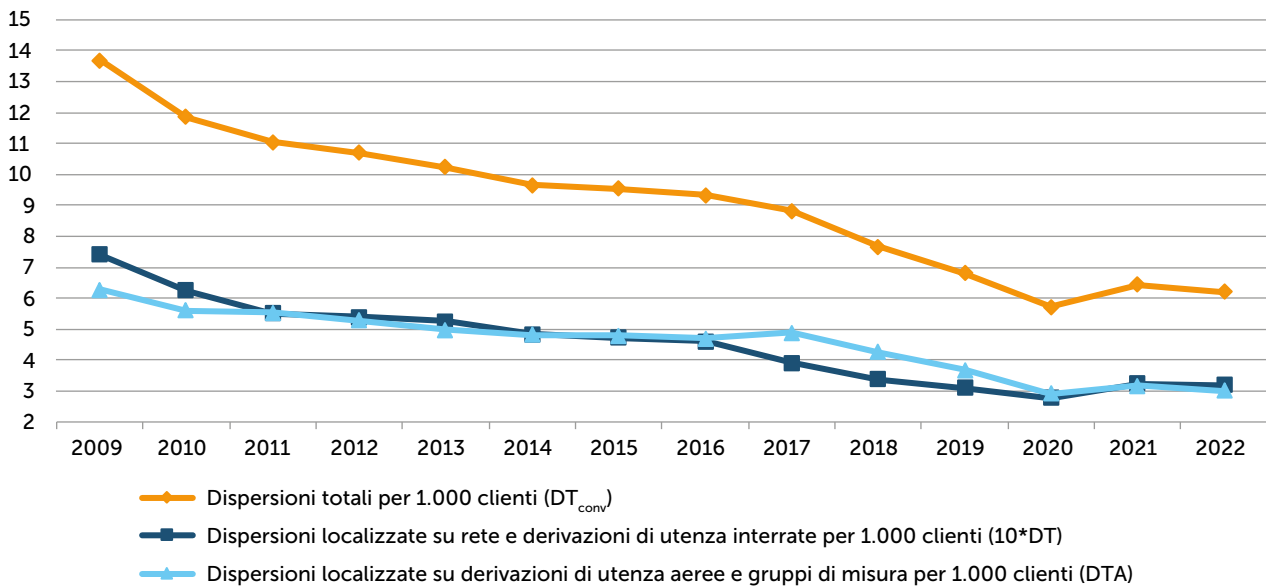
Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

Esaminando i dati contenuti nelle tavole, risulta che dal 2021 al 2022:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti diminuiscono da 53.590 a 51.194 (di cui 97 sono relative ai gas diversi dal gas naturale); aumentano le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, salendo dalle 10.513 del 2021 alle 10.929 del 2022 (di cui 2 sono relative ai gas diversi dal gas naturale), mentre le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura diminuiscono da 43.077 del 2021 a 40.265 del 2022 (di cui 95 sono relative ai gas diversi dal gas naturale);
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi diminuiscono, passando da 80.773 a 76.740 (di cui 609 relative ai gas diversi dal gas naturale); in particolare diminuiscono le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, scendendo da 7.662 dispersioni del 2021 a 7.325 del 2022 (di cui 85 sono relative ai gas diversi dal gas naturale); si registra, inoltre, una riduzione delle dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura, che passano da 73.111 nel 2021 a 69.415 nel 2022 (di cui 524 sono relative ai gas diversi dal gas naturale);
- disaggregando queste ultime, le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative a impianti di derivazione di utenza su parte aerea risultano diminuite da 57.540 del 2021 a 56.158 del 2022 (di cui 434 sono relative ai gas diversi dal gas naturale); anche quelle relative ai gruppi di misura diminuiscono dalle 15.571 del 2021 alle 13.257 del 2022 (di cui 90 sono relative ai gas diversi dal gas naturale).

Nel 2022 il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti relative agli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione incentivante evidenzia (Fig. 3.30) una diminuzione, sia per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT), di norma le più pericolose, sia per quelle su rete aerea (DTA). Anche il DT_{conv} risulta in calo.

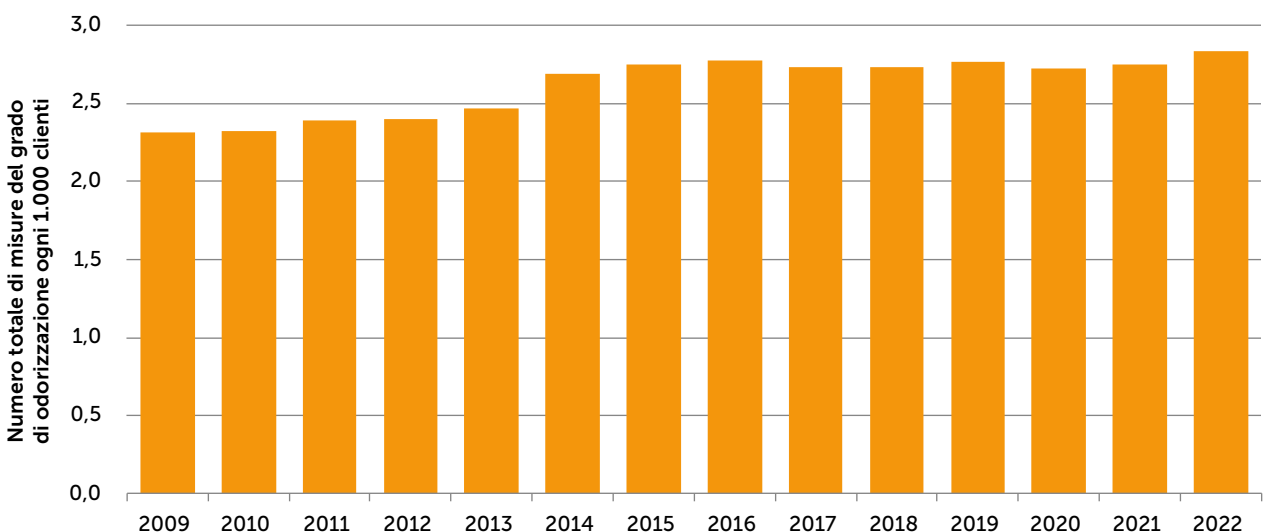
FIG. 3.30 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante



Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

La figura 3.31 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti in relazione agli impianti in regolazione incentivante. Nel 2021 le misure aumentano. Sul numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione opera il meccanismo incentivante basato sull'aumento del numero di odorizzazioni rispetto a quello minimo fissato dalla stessa RQDG. Quest'ultimo riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggiore numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità, limitando, tuttavia, il premio in corrispondenza di un numero di misure del grado di odorizzazione superiore a tre volte quello minimo previsto.

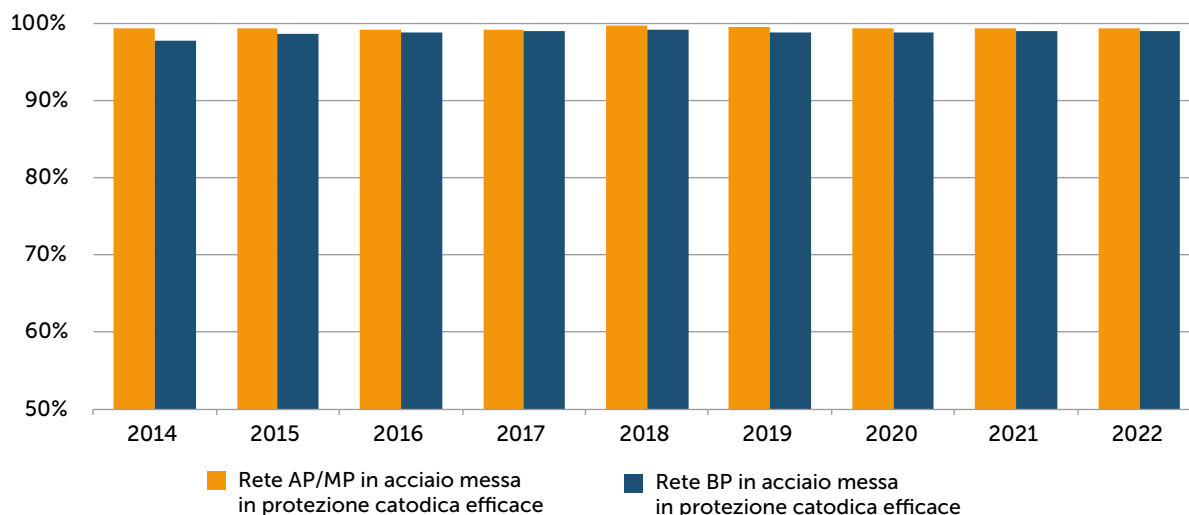
FIG. 3.31 Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti su impianti soggetti a regolazione incentivante



Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

La figura 3.32 riporta la percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace, suddivisa per la rete in alta/media pressione (AP/MP) e per la rete in bassa pressione (BP).

FIG. 3.32 Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace



Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

Passando alle *performance* delle grandi imprese di distribuzione per l'anno 2022, le tavole dalla 3.73 alla 3.77 descrivono in sintesi quanto accaduto sui temi del pronto intervento, delle ispezioni della rete effettuate, delle dispersioni registrate e dell'attività di protezione catodica.

La tavola 3.73 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento.

TAV. 3.73 Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2022

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Italgas Reti	6.372.892	65.917	10,34	5.552	0,87	71.469
Zi Rete Gas	4.857.306	60.369	12,43	6.680	1,38	67.049
Inrete Distribuzione Energia	1.138.285	12.856	11,29	1.886	1,66	14.742
Unareti	1.058.108	10.815	10,22	1.959	1,85	12.774
Toscana Energia	797.633	8.794	11,03	1.163	1,46	9.957
Ireti	712.481	6.857	9,62	689	0,97	7.546
Centria	402.569	3.628	9,01	834	2,07	4.462
Ap Reti Gas	345.434	3.210	9,29	609	1,76	3.819
Acegasapsamga	285.485	2.022	7,08	832	2,91	2.854
Retipiù	284.886	2.900	10,18	504	1,77	3.404
Erogasmet	277.906	3.860	13,89	465	1,67	4.325

(segue)

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
V-Reti	253.780	3.418	13,47	677	2,67	4.095
Lereti	248.636	1.885	7,58	386	1,55	2.271
Ld Reti	238.880	3.216	13,46	683	2,86	3.899
Ap Reti Gas Nord Est	186.491	1.767	9,47	402	2,16	2.169
Adrigas	174.669	1.499	8,58	555	3,18	2.054
Novareti	168.470	675	4,01	433	2,57	1.108
Amg Energia	162.024	4.346	26,82	412	2,54	4.758
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.758	1.040	6,94	193	1,29	1.233
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	129.865	1.334	10,27	256	1,97	1.590
Azienda Municipale Gas	125.269	1.622	12,95	516	4,12	2.138
Adistribuzione gas	124.722	1.207	9,68	218	1,75	1.425
As Retigas	120.834	1.328	10,99	163	1,35	1.491
Edma Reti Gas	117.231	1.569	13,38	196	1,67	1.765
Società Impianti Metano	112.641	1.717	15,24	143	1,27	1.860
TOTALE	18.846.255	207.851	11,03	26.406	1,40	234.257

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

La tavola 3.74 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete effettuate dai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione che distribuiscono gas naturale nel periodo di riferimento. Per la rete in alta/media pressione ci si riferisce a tre anni mobili: l'anno di riferimento e i due precedenti. Per la rete in bassa pressione ci si riferisce a quattro anni mobili: l'anno di riferimento e i precedenti tre. I valori aggregati per impresa sono tutti maggiori del minimo previsto, pari al 100%.

TAV. 3.74 Rete ispezionata (in km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2019-2022 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2020-2022 (rete in alta/media pressione)

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA NEL QUADRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA NEL TRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA
Italgas Reti	33.624	120.730	359,1	26.670	78.514	294,4
2i Rete Gas	40.681	109.032	268,0	29.950	70.761	236,3
Inrete Distribuzione Energia	5.604	14.100	251,6	8.959	14.126	157,7
Unareti	4.178	11.124	266,2	800	1.888	236,0
Toscana Energia	4.686	15.306	326,6	3.275	9.259	282,7

(segue)

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA NEL QUADRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA NEL TRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA
Ireti	4.277	16.463	384,9	3.511	10.515	299,5
Centria	3.155	12.435	394,1	2.762	8.148	295,0
Ap Reti Gas	4.452	14.477	325,1	2.518	5.846	232,2
Acegasapsamga	2.345	9.382	400,0	811	2.434	300,0
Retipiù	2.162	8.471	391,8	684	2.029	296,4
Erogasmet	2.515	10.061	400,0	1.228	3.683	300,0
V-Reti	1.919	7.192	374,8	886	2.283	257,6
Lereti	1.884	7.225	383,5	507	1.457	287,4
Ld Reti	2.049	7.916	386,4	898	2.573	286,4
Ap Reti Gas Nord Est	1.791	5.730	319,9	623	1.239	198,9
Adrigas	1.289	2.642	205,0	1.458	2.230	153,0
Novareti	1.707	1.770	103,6	868	910	104,9
Amg Energia	1.819	1.171	64,4	337	767	227,4
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.841	7.239	393,1	762	2.195	287,9
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.331	3.755	282,0	492	1.144	232,7
Azienda Municipale Gas	494	1.872	379,2	140	406	291,0
Adistribuzionegas	1.061	2.882	271,5	580	1.163	200,7
As Retigas	1.027	1.656	161,3	1.173	1.247	106,3
Edma Reti Gas	635	2.541	400,0	666	1.999	300,0
Società Impianti Metano	1.072	4.291	400,4	594	1.785	300,6
TOTALE	127.602	399.463	313,1	91.154	228.601	250,8

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

La tavola 3.75 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2022 (inclusa quella nelle reti alimentate da gas diversi dal gas naturale).

TAV. 3.75 *Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2022 (lunghezza reti in km)*

ESERCENTE	LUNGHEZZA DELLA RETE AL 31/12	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI			
			DA RETE ISPEZIONATA	PER KM DI RETE ISPEZIONATA	SEGNALATE DA TERZI	PER KM SU SEGNALAZIONI DI TERZI
Italgas Reti	61.260	60.557	29.204	0,48	17.145	0,28
Zi Rete Gas	71.587	52.016	8.621	0,17	19.100	0,27
Inrete Distribuzione Energia	14.568	8.845	1.636	0,18	6.027	0,41
Unareti	5.131	3.549	3.021	0,85	4.890	0,95
Toscana Energia	8.066	7.782	4.137	0,53	1.940	0,24
Ireti	7.859	7.814	405	0,05	3.215	0,41
Centria	6.102	5.699	113	0,02	628	0,10
Ap Reti Gas	7.067	5.197	3	0,00	889	0,13
Acegasapsamga	3.182	3.175	270	0,09	796	0,25
Retipiù	2.858	2.845	623	0,22	739	0,26
Erogasmet	3.845	3.826	59	0,02	1.217	0,32
V-Reti	2.823	2.567	101	0,04	887	0,31
Lereti	2.405	2.364	50	0,02	475	0,20
Ld Reti	2.950	2.573	62	0,02	884	0,30
Ap Reti Gas Nord Est	2.421	1.453	127	0,09	373	0,15
Adrigas	2.751	1.418	347	0,24	382	0,14
Novareti	2.696	2.671	22	0,01	213	0,08
Amg Energia	930	674	-	-	1.438	1,55
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.616	2.506	233	0,09	401	0,15
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.833	1.179	17	0,01	351	0,19
Azienda Municipale Gas	641	592	109	0,18	435	0,68
Adistribuzionegas	1.673	1.114	-	-	126	0,08
As Retigas	2.205	907	4	0,00	466	0,21
Edma Reti Gas	1.305	1.304	48	0,04	472	0,36
Società Impianti Metano	1.683	1.678	73	0,04	614	0,36
TOTALE	220.457	184.305	49.285	0,27	64.103	0,29

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

La tavola 3.76 illustra il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2022, con riferimento alla rete in alta/media pressione.

TAV. 3.76 Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2022 (in km)

ESERCENTE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas Reti	17.319	16.964	355	98,0
Zi Rete Gas	22.883	22.882	1	100,0
Inrete Distribuzione Energia	8.114	8.114	-	100,0
Unareti	813	813	-	100,0
Toscana Energia	2.484	2.484	-	100,0
Ireti	3.050	3.050	-	100,0
Centria	2.244	2.244	-	100,0
Ap Reti Gas	2.242	2.242	-	100,0
Acegasapsamga	678	678	-	100,0
Retipiù	626	626	-	100,0
Erogasmet	1.127	1.127	-	100,0
V-Reti	817	817	-	100,0
Lereti	507	467	40	92,1
Ld Reti	858	858	-	100,0
Ap Reti Gas Nord Est	372	372	-	100,0
Adrigas	1.414	1.414	-	100,0
Novareti	801	801	-	100,0
Amg Energia	319	319	-	100,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	723	723	-	100,0
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	439	439	-	100,0
Azienda Municipale Gas	136	136	-	100,0
Adistribuzionegas	504	504	-	100,0
As Retigas	1.126	1.126	-	100,0
Edma Reti Gas	551	551	-	100,0
Società Impianti Metano	572	533	39	93,2
TOTALE	70.719	70.284	435	99,4

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

La tavola 3.77 illustra, infine, il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2022 con riferimento alla rete in bassa pressione.

TAV. 3.77 Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2022 (in km)

ESERCENTE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas Reti	23.722	23.179	543	97,7
Zi Rete Gas	31.366	31.335	31	99,9
Inrete Distribuzione Energia	4.332	4.318	14	99,7
Unareti	1.184	1.172	12	99,0
Toscana Energia	3.480	3.459	21	99,4
Ireti	3.057	3.042	15	99,5
Centria	2.455	2.455	-	100,0
Ap Reti Gas	4.271	4.271	-	100,0
Acegasapsamga	1.663	1.651	12	99,3
Retipiù	2.028	2.027	1	100,0
Erogasmet	2.409	2.409	-	100,0
V-Reti	945	932	13	98,6
Lereti	1.790	1.624	166	90,7
Ld Reti	1.762	1.758	4	99,8
Ap Reti Gas Nord Est	637	637	-	100,0
Adrigas	1.279	1.279	-	100,0
Novareti	1.615	1.615	-	100,0
Amg Energia	14	14	-	100,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.785	1.785	-	100,0
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.172	1.172	-	100,0
Azienda Municipale Gas	415	411	4	99,0
Adistribuzionegas	802	802	-	100,0
As Retigas	950	950	-	100,0
Edma Reti Gas	547	547	-	100,0
Società Impianti Metano	1.011	986	25	97,5
TOTALE	94.691	93.830	861	99,1

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

Monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione

Il monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione è disciplinato dall'art. 26 dell'RQDG. Le tavole 3.78 e 3.79 illustrano l'implementazione da parte delle imprese distributrici di gas naturale dei sistemi di monitoraggio della pressione nelle reti di distribuzione esercite in bassa pressione.

TAV. 3.78 Ubicazione dei punti attivi al 31 dicembre 2022 dotati di strumenti per la misurazione e registrazione dei valori della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione

UBICAZIONE	NUMERO
Rete parte interrata	3.055
Rete parte aerea	80
Derivazione utenza parte interrata	137
Derivazione utenza parte aerea	5.250
Gruppo di misura	173
Altro	114
TOTALE	8.809

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

TAV. 3.79 Strumenti per la misura e la registrazione dei valori della pressione installati/messi in servizio nell'anno 2022

	NUMERO
Strumenti installati	5.563
Strumenti messi in servizio	5.626

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici.

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Qualità del gas

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, e le sue successive modifiche e integrazioni, l'Autorità ha introdotto le disposizioni cui ogni impresa di trasporto deve attenersi al fine di garantire un monitoraggio più puntuale della misura del potere calorifico superiore (PCS) e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali.

La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva, e stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto. Nei punti di ingresso delle reti di trasporto, il provvedimento prescrive la misura e il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi.

Sulla base dei dati forniti dai trasportatori di gas naturale, si rileva che nell'anno termico 2021/2022 risultano installati 358 gascromatografi, di cui 285 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 31 nei punti di interconnessione delle reti di trasporto, 32 da giacimenti di gas naturale, 2 da impianti GNL, 1 da impianti di stoccaggio e 7 nei punti di ingresso della rete nazionale di trasporto.

Accertamenti delle imprese di distribuzione sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le tavole in questo paragrafo danno conto degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas effettuati, ai sensi della delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas, nell'anno 2022 da parte delle imprese di distribuzione di gas. In particolare, viene riportato il numero di richieste con accertamento positivo, di richieste con accertamento negativo, di impianti con fornitura sospesa e di impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

Più precisamente, gli accertamenti suddivisi per potenza termica degli impianti sono esposti nella tavola 3.80 relativamente agli impianti di utenza nuovi e nella tavola 3.81 relativamente agli impianti di utenza modificati o trasformati. Analogamente, gli accertamenti suddivisi per dimensione dell'impresa distributrice sono illustrati nella tavola 3.83 relativamente agli impianti di utenza nuovi e nella tavola 3.84 relativamente agli impianti di utenza modificati o trasformati.

Nella tavola 3.82 sono riportati i dati relativi alle verifiche eseguite dai comuni nel 2022 sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2021 il cui accertamento abbia avuto un esito positivo.

TAV. 3.80 Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA NUOVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	92.592	1.499	31	1.871
> 35 kW e ≤ 350 kW	12.249	362	7	370
> 350 kW	424	1	1	6
TOTALE	105.265	1.862	39	2.247

Fonte: ARERA, su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

TAV. 3.81 Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA MODIFICATO O TRASFORMATO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	21.080	333	25	332
> 35 kW e ≤ 350 kW	2.546	104	8	88
> 350 kW	91	3	0	2
TOTALE	23.717	440	33	422

Fonte: ARERA, su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

TAV. 3.82 Verifiche eseguite nel 2022 dai comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2021 con accertamento positivo

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	IMPIANTI DI UTENZA NUOVI		IMPIANTI DI UTENZA MODIFICATI O TRASFORMATI	
	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2021	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2021	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI
≤ 35 kW	116.826	8	23.928	25
> 35 kW e ≤ 350 kW	17.017	0	2.850	1
> 350 kW	416	0	111	0
TOTALE	134.259	8	26.889	26

Fonte: ARERA, su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

TAV. 3.83 Accertamenti nel 2022 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributrice

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	85.997	1.274	10	1.503
Media	13.445	153	27	441
Piccola	5.823	435	2	303
TOTALE	105.265	1.862	39	2.247

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: 10.000 ≤ clienti < 100.000; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: ARERA, su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

TAV. 3.84 Accertamenti nel 2022 sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributrice

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	17.526	306	8	270
Media	5.012	35	0	84
Piccola	1.179	99	25	68
TOTALE	23.717	440	33	422

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: 10.000 ≤ clienti < 100.000; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: ARERA, su dati comunicati dai distributori ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

Accertamenti delle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le tavole 3.85 e 3.86 danno conto degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas effettuati nel 2022, ai sensi della delibera 40/2014/R/gas, da parte delle imprese di trasporto del gas naturale e riportano il

numero di richieste con accertamento positivo, il numero di richieste con accertamento negativo, il numero di impianti con fornitura sospesa e quello degli impianti di utenza interessati da più di un accertamento. Gli accertamenti, suddivisi per potenza termica degli impianti, sono illustrati distintamente per gli impianti di utenza nuovi e per quelli modificati o trasformati.

TAV. 3.85 Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA NUOVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	3	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	3	0	0	0
> 350 kW	1	0	0	0
TOTALE	7	0	0	0

Fonte: ARERA, su dati comunicati dalle imprese di trasporto ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

TAV. 3.86 Accertamenti effettuati nel 2022 dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA MODIFICATO O TRASFORMATO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	0	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	0	0	0	0
> 350 kW	1	0	0	0
TOTALE	1	0	0	0

Fonte: ARERA, su dati comunicati dalle imprese di trasporto ai sensi della delibera 40/2014/R/gas.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

La regolazione della qualità commerciale prevede, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui la prestazione deve essere erogata, così come l'eventuale indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo massimo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili a responsabilità dell'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo.

La tavola 3.87 contiene l'andamento dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e il numero di indennizzi automatici effettivamente pagati nell'anno. Il 2022 registra una diminuzione rispetto al 2021, sia dei casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità, sia degli indennizzi automatici effettivamente pagati. A fronte di 19.206 casi di mancato rispetto di standard specifici, nel 2022 sono stati corrisposti ai clienti finali 18.038 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a circa 920.000 euro.

TAV. 3.87 Numero di casi e di indennizzi automatici pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali

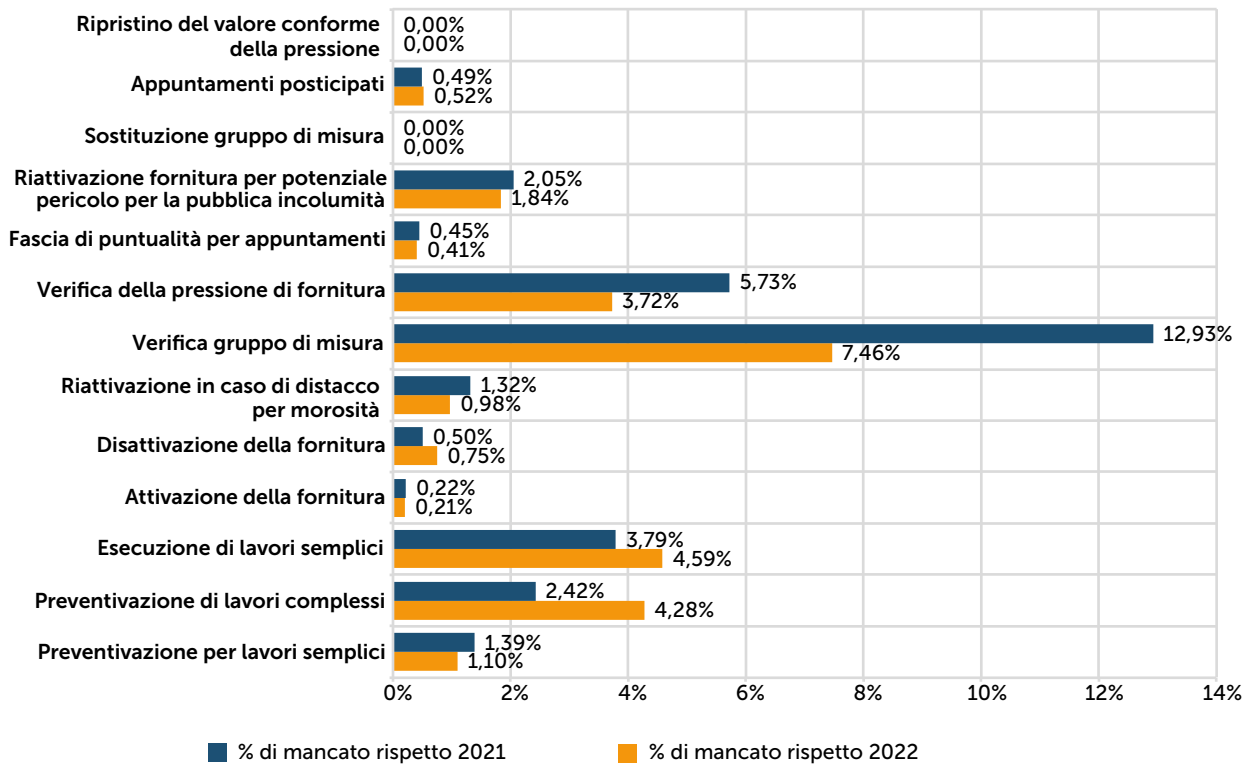
ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A INDENNIZZO AUTOMATICO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO
CARTA DEI SERVIZI		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
1999	11.212	1.640
2000	14.635	3.709
2001	16.424	12.086
REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ COMMERCIALE DELL'AUTORITÀ		
2002	14.651	13.368
2003	11.766	8.535
2004	25.826	19.249
2005	34.330	31.189
2006	31.439	35.146
2007	43.741	43.886
2008	19.954	19.265
2009	15.578	15.783
2010	21.172	19.468
2011	25.463	23.846
2012	18.800	19.409
2013	19.745	18.821
2014 ^(A)	21.358	21.151
2015	31.222	32.585
2016	33.084	36.644
2017	32.220	29.528
2018	24.108	26.756
2019	21.934	25.069
2020	15.099	12.363
2021	20.398	27.138
2022	19.206	27.138

(A) A partire dal 2014 i valori tengono conto delle rettifiche dei dati.

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

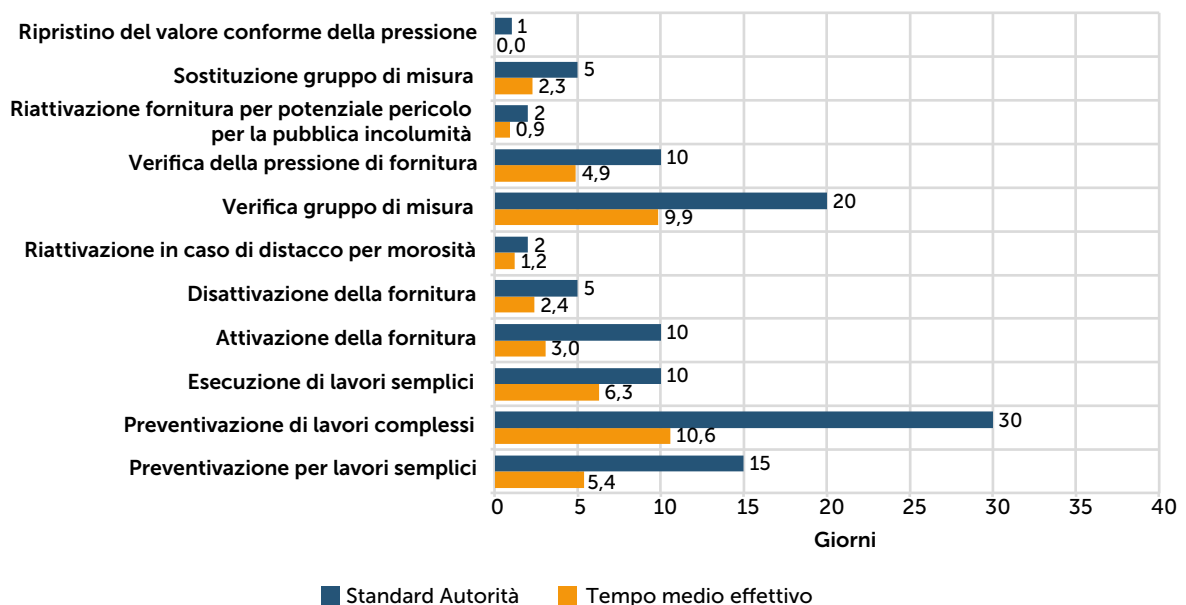
Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.33) e con riferimento a tutte le classi dei gruppi di misura, si osserva che nel 2022 la percentuale di mancato rispetto è diminuita in modo significativo rispetto all'anno precedente per le prestazioni di verifica del gruppo di misura e di verifica della pressione di fornitura, mentre è aumentata per la preventivazione di lavori complessi e per l'esecuzione di lavori semplici. Le prestazioni più numerose in termini di richieste si confermano, nell'ordine, la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati seguita dall'attivazione della fornitura.

FIG. 3.33 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)



Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

FIG. 3.34 Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall’Autorità per le prestazioni di qualità commerciale ai clienti con misuratore fino alla classe G6 nel 2022



Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

Con riferimento ai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, cioè alla tipologia di utenza più diffusa, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato nel 2022 (Fig. 3.34) si conferma nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico.

La tavola 3.88 riporta i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6, mettendo a confronto gli anni 2021 e 2022.

TAV. 3.88 *Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6*

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2021			ANNO 2022		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	171.374	6,1	2.416	132.747	5,4	1.499
Preventivazione di lavori complessi	30 giorni lavorativi	4.461	11,1	97	4.299	10,6	140
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	108.676	6,2	4.188	87.436	6,3	3.162
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	614.178	3,1	2.148	552.682	3,0	1.169
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	488.553	2,5	3.201	495.457	2,4	2.939
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	147.919	1,3	2.651	136.396	1,2	1.275
Verifica del gruppo di misura	20 giorni lavorativi	2.057	13,4	232	2.543	9,9	140
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	161	6,6	12	149	4,9	5
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.551.864	-	9.419	1.570.432	-	5.842
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	21.121	0,9	668	24.209	0,9	473
Sostituzione del gruppo di misura	5 giorni lavorativi	4.098	1,7	0	4.511	2,3	0
Appuntamenti posticipati	2 ore	210.415	-	1.312	179.692	-	757
Ripristino del valore conforme della pressione	1 giorno solare	16	0,2	1	18	-	0
TOTALE	-	3.324.893	-	26.345	3.190.571	-	17.401

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

Le prestazioni soggette a indennizzo automatico che i venditori offrono ai loro clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6 sono riassunte nella tavola 3.89.

TAV. 3.89 *Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori in relazione ai clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6 nel 2022*

PRESTAZIONE IN RELAZIONE AI CLIENTI FINALI ALIMENTATI IN BASSA PRESSIONE E CON GRUPPO DI MISURA FINO ALLA CLASSE G6	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE DI INDENNIZZI AUTOMATICI	TEMPO MEDIO EFFETTIVO
Dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	11.353	291	15.071	3,7
Altri dati tecnici (M02) – dal 1° luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	24.175	583	86.225	5,3
Altri dati tecnici complessi (M02C) – dal 1° luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	12 giorni lavorativi	6.800	329	19.485	7,8
TOTALE	-	42.328	1.203	120.781	-

Fonte: ARERA, su dichiarazione delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

Qualità commerciale del servizio di vendita del gas naturale

Standard e indennizzi relativi alle risposte a reclami scritti, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione e richieste scritte di informazione

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)⁷⁸ ha stabilito una serie di regole a tutela dei clienti finali e indicatori di qualità commerciale, che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas naturale sono tenute a rispettare. Analogamente alle misure illustrate nel paragrafo “Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica” del Capitolo 2 del presente Volume 1, per i clienti finali del settore gas sono in vigore indicatori che stabiliscono i tempi massimi di effettuazione delle prestazioni di qualità commerciale. I reclami scritti, le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono sottoposti a standard specifici sul tempo di effettuazione delle prestazioni, mentre le richieste di informazioni scritte sono sottoposte a standard generale.

Anche in relazione alla vendita di gas naturale, come nel settore elettrico, qualora il venditore non rispetti gli standard specifici, il cliente riceve automaticamente un indennizzo, in occasione della prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione sottoposta a indennizzo avviene oltre un tempo doppio rispetto allo standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo rispetto allo standard.

Per il 2022 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore gas 370 venditori, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 19,5 milioni di clienti finali alimentati in bassa pressione gas.

78 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

Analizzando i dati dei tempi medi effettivi delle prestazioni richieste dai clienti nel 2022, per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione i tempi si attestano, rispettivamente, a 20,38 e a 21,04 giorni solari, al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità. Per quanto riguarda i tempi medi di rettifica di doppia fatturazione, a fronte dello standard fissato a 20 giorni solari, i tempi effettivi risultano essere pari a 19,08 giorni solari. Anche i tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazione, con una media di 9,45 giorni solari, risultano essere largamente inferiori allo standard generale (Tav. 3.90).

TAV. 3.90 *Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore del gas naturale nel 2022 (in giorni solari)*

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	20,38
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	21,04
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	19,08
Risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	9,45

(A) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

Le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto complessivamente 167.675 reclami scritti, in aumento rispetto all'anno precedente (7,2%); la maggioranza dei reclami scritti (84,4%) proviene dai clienti domestici (Tav. 3.91). I reclami scritti riferiti ai clienti del mercato libero rappresentano il 75,6% del totale. A seguire, il 17,5% riguarda i clienti del mercato tutelato, mentre una quota residuale, pari al 6,8%, è riconducibile ai clienti multisito gas.

Per quanto riguarda le richieste scritte di informazione dei clienti gas (Tav. 3.92) complessivamente, nel 2022, ammontano a 142.153, in aumento del 6,8% rispetto all'anno precedente; l'81,4% delle richieste ha interessato i clienti del mercato libero. In particolare, il 73,8% ha riguardato i clienti domestici del mercato libero; a seguire, a larga distanza, i clienti domestici del mercato tutelato con il 10,7% e i clienti multisito con il 7,8%.

TAV. 3.91 *Numero di reclami nel settore del gas naturale*

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	28.959	28.826
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	352	485
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	103.701	112.638
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	742	1.358
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	253	373
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	11.128	12.516
Multi-sito gas	11.172	11.461
TOTALE	156.407	167.675

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.92 Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	17,117	15.214
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	216	203
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	97.167	104.872
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.016	1.387
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	154	169
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	9,283	9.256
Multi-sito gas	8.110	11.052
TOTALE	133.063	142.153

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione scritte sono state 12.498 (Tav. 3.93), in aumento rispetto all'anno precedente (9,6%); significativo risulta essere il numero delle rettifiche richieste dai clienti domestici (83,6% del totale), sia del mercato libero che del mercato tutelato (pari, rispettivamente, al 63,9% e al 19,6%). Come negli anni precedenti, nel 2022 il fenomeno delle rettifiche di doppia fatturazione ha interessato un numero estremamente contenuto di casi (406), in ulteriore diminuzione rispetto al 2021 (-33,1%), soprattutto se si considera il numero complessivo di fatture annue; significative nell'anno, sul totale delle rettifiche di doppia fatturazione, le richieste pervenute dai clienti domestici del mercato libero (67,5%), come evidenziato nella tavola 3.94.

TAV. 3.93 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	2.552	2.455
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	29	19
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	6.726	7.992
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	233	209
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	5	63
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.046	1.075
Multi-sito gas	809	685
TOTALE	11.400	12.498

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.94 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2021	2022
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	16	23
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	6	1
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	449	274
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	19	5
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	4	3
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	46	42
Multi-sito gas	67	58
TOTALE	607	406

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

I casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore gas che nel 2022 hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un indennizzo sono stati 16.271, in diminuzione del 9% rispetto all'anno precedente (Tav. 3.95); come per il settore elettrico, anche per il settore gas il maggiore numero di indennizzi è attribuibile al mancato rispetto degli standard per le risposte ai reclami dei clienti (95,4%). Il segmento di mercato che, nel complesso, registra il più alto numero di indennizzi è quello relativo ai clienti domestici del mercato libero, che incide per il 64,51%.

Nell'anno sono stati erogati indennizzi per i clienti gas per un ammontare complessivo di oltre 698.000 euro (Tav. 3.96), in diminuzione rispetto allo scorso anno (-11%). Analogamente al settore elettrico (si veda il Capitolo 2 del presente Volume 1), anche per quanto riguarda gli indennizzi automatici erogati direttamente in bolletta nel mercato del gas naturale, il 95,5% degli indennizzi è stato erogato per il mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti.

TAV. 3.95 *Numero di indennizzi da erogare per mancato rispetto di standard specifici nel 2022 nel settore del gas naturale*

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA				
Domestici	2.764	174	5	2.943
Condomini con uso domestico	64	4	1	69
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO				
Domestici	10.073	353	71	10.497
Condomini con uso domestico	106	4	1	111
Attività di servizio pubblico	65	4	0	69
Usi diversi	1.221	48	17	1.286
Multi-sito gas	1.188	103	5	1.296
TOTALE	15.481	690	100	16.271

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.96 *Indennizzi automatici erogati (in euro) nel settore del gas naturale nel 2022*

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA				
Domestici	116.375	7.075	225	123.675
Condomini con uso domestico	2.625	125	25	2.775
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO				
Domestici	439.890	14.690	3.275	457.855
Condomini con uso domestico	4.350	150	25	4.525
Attività di servizio pubblico	2.975	175	0	3.150
Usi diversi	49.050	1.750	550	51.350
Multi-sito gas	51.900	3.550	150	5.560
TOTALE	667.165	27.515	4.250	698.930

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

Il segmento di mercato che ha beneficiato maggiormente del pagamento degli indennizzi automatici è quello dei clienti domestici del mercato libero (65,5%); a seguire, i clienti domestici del mercato tutelato (17,7%). I clienti del mercato libero (clienti domestici, condomini a uso domestico, attività di servizio pubblico e usi diversi) risultano essere i destinatari del 74% del totale degli indennizzi.

Per quanto riguarda i reclami dei clienti per le forniture gas, i principali argomenti oggetto di reclamo sono stati, nel 46,7% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; per il 16%, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi relativi); nel 14,6% dei casi, il mercato, come le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate. Nell'8,3% dei casi i reclami hanno riguardato la morosità e la sospensione, nel 5,9% dei casi la misura, nel 2,9% le connessioni, i lavori e la qualità tecnica, nell'1,7% la qualità commerciale, nell'1,3% il bonus sociale e nel 2,5% hanno riguardato altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti. Lo 0,1% dei reclami, infine, è stato relativo a ulteriori tematiche non di competenza dei venditori.

Per quanto riguarda i temi oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti hanno inoltrato alle aziende per le forniture gas, l'argomento principale è stato, nel 47,9% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che ne consegue (i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi); per il 19%, le richieste hanno riguardato le vicende del contratto (recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro, perfezionamento e costi relativi); nel 10,2% dei casi, il mercato, come le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate. Il 5,6% delle richieste ha riguardato le connessioni, i lavori e le problematiche relative alla qualità tecnica; nel 3,3% dei casi hanno avuto a oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione. Nel 2,2% dei casi le richieste hanno riguardato tematiche relative alla misura, nell'1,9% il bonus sociale, nell'1,6% la qualità commerciale. Il 7,9% delle richieste di informazioni ha riguardato altri argomenti residuali non ricompresi nelle categorie precedentemente elencati e lo 0,4% tematiche non di competenza dei venditori.

Standard e indennizzi per i clienti *dual fuel*

Nel 2022 i venditori hanno dichiarato un numero di clienti con contratti *dual fuel* pari a 1.384.514. Tali clienti hanno inviato 35.362 reclami scritti, in aumento del 27,6% rispetto all'anno precedente, e 51.315 richieste di informazioni scritte, anch'esse in aumento dell'86,5% rispetto all'anno precedente. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 2.548 (52,8%) e 28 (-59,4%) (Tav. 3.97).

Complessivamente, per i clienti con contratti *dual fuel*, i casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo automatico in bolletta per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita sono stati 2.172 (Tav. 3.98). Il 93,4% dei casi di mancato rispetto è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti oltre gli standard in vigore. Anche per quanto riguarda gli importi riconosciuti ai clienti per indennizzi automatici (Tav. 3.99), la prevalenza dei casi è connessa al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami (93,5%); in misura minore pesano le rettifiche di fatturazione (5,9%) e le rettifiche di doppia fatturazione (0,6%). Nel complesso, al segmento di clienti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 82.475 euro.

TAV. 3.97 *Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative a clienti dual fuel*

ISTANZA	2021	2022
Reclami	27.714	35.362
Richieste di informazione	27.511	51.315
Rettifiche di fatturazione	1.667	2.548
Rettifiche di doppia fatturazione	69	28

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.98 *Numero di indennizzi da erogare a clienti dual fuel per mancato rispetto di standard specifici nel 2022*

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD	NUMERO
Risposta ai reclami	2.028
Rettifiche di fatturazione	133
Rettifiche di doppia fatturazione	11
NUMERO DI INDENNIZZI TOTALE	2.172

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.99 *Indennizzi automatici erogati a clienti dual fuel nel 2022*

MOTIVAZIONE	EURO
Risposta ai reclami	77.100
Rettifiche di fatturazione	4.875
Rettifiche di doppia fatturazione	500
INDENNIZZI TOTALI	82.475

Fonte: ARERA, su dati dichiarati dagli operatori.

Gli argomenti che hanno generato reclami di diretta responsabilità delle aziende di vendita per i clienti *dual fuel* più frequentemente hanno riguardato: per il 46,1% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi; nel 16,1% dei casi, le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste dal contratto e applicate; nel 16% dei casi, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi). Questi tre argomenti rappresentano il 78,2% del totale dei reclami. A seguire, i reclami relativi alla morosità e alla sospensione sono stati il 7,2%, mentre quelli relativi alla misura il 5,3%. Nel 2,9% dei casi, i reclami hanno riguardato le connessioni, i lavori e la qualità tecnica, nel 2,4% la qualità commerciale, nel 2% dei casi il bonus sociale e nel 2% altri argomenti residuali, non riconducibili alle categorie precedenti.

Per quanto riguarda gli argomenti oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti *dual fuel* hanno inoltrato alle aziende di vendita, l'argomento principale (39,5% dei casi) è stato la fatturazione e tutto ciò che ne consegue (consumi e corrispettivi fatturati, autolettura, periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, effettuazione di pagamenti e rimborsi); per il 19% dei casi, le richieste hanno riguardato le vicende del contratto (recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro, perfezionamento e costi relativi); per il 7,8%, argomenti relativi al mercato, quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni

economiche proposte dal venditore in sede di offerta, rispetto a quelle previste in contratto e applicate. Nel 4,7% dei casi, le richieste in argomento hanno interessato la qualità commerciale, nel 4,5% le connessioni, i lavori e problematiche relative alla qualità tecnica, nel 2,3% informazioni su morosità e sospensione, nell'1,1% tematiche relative alla misura, nell'1,6% il bonus sociale. Il 19,5% delle richieste di informazioni ha riguardato altri argomenti non ricompresi nelle categorie precedentemente elencate.

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita del gas naturale

Poiché la regolazione della qualità commerciale dei servizi telefonici è comune ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale, l'esposizione e l'analisi dei relativi indicatori di qualità è unica ed è stata inserita nel paragrafo "Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica" del Capitolo 2 di questo Volume, al quale si rimanda.



CAPITOLO

4



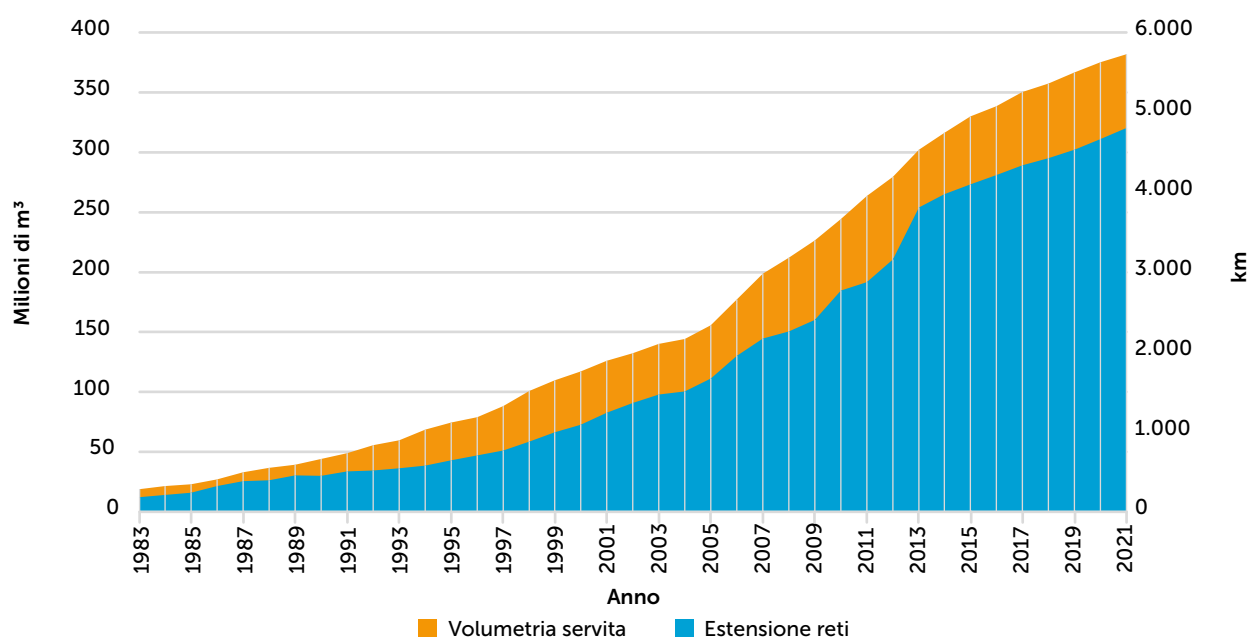
**STRUTTURA, PREZZI
E QUALITÀ NEL SETTORE
DEL TELECALORE**

Struttura del mercato

Stato di diffusione del servizio

Per motivi storici i sistemi di teleriscaldamento sono molto comuni in alcuni Paesi del Nord-Est Europa (Islanda, Bielorussia, Lettonia, Danimarca, ecc.). In Italia la diffusione è limitata, con un *trend* che risulta tuttavia storicamente crescente, a partire dall'installazione dei primi impianti negli anni '70, in termini sia di volumetria servita sia di estensione delle reti di distribuzione dell'energia termica (Fig. 4.1). Tra il 2000 e il 2021 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso medio annuo del 5,9%, passando da 117,3 a 381,8 milioni di metri cubi. Nello stesso lasso di tempo l'estensione delle reti è più che quadruplicata, passando da 1.091 km nel 2000 a 4.805 km nel 2021.

FIG. 4.1 Evoluzione della volumetria allacciata e dell'estensione delle reti (volumetria in $M(m^3)$, estensione delle reti in km)



Fonte: Annuario AIRU¹ 2022.

L'incremento nell'estensione delle reti registrato nell'anno 2021, pari a 138 km, è risultato tuttavia inferiore al valore medio degli anni più recenti, 185 km annui del periodo 2011-2021. La volumetria allacciata è cresciuta con intensità ancora minore, circa l'1,8%, a fronte di una media del 4,2% dello stesso periodo.

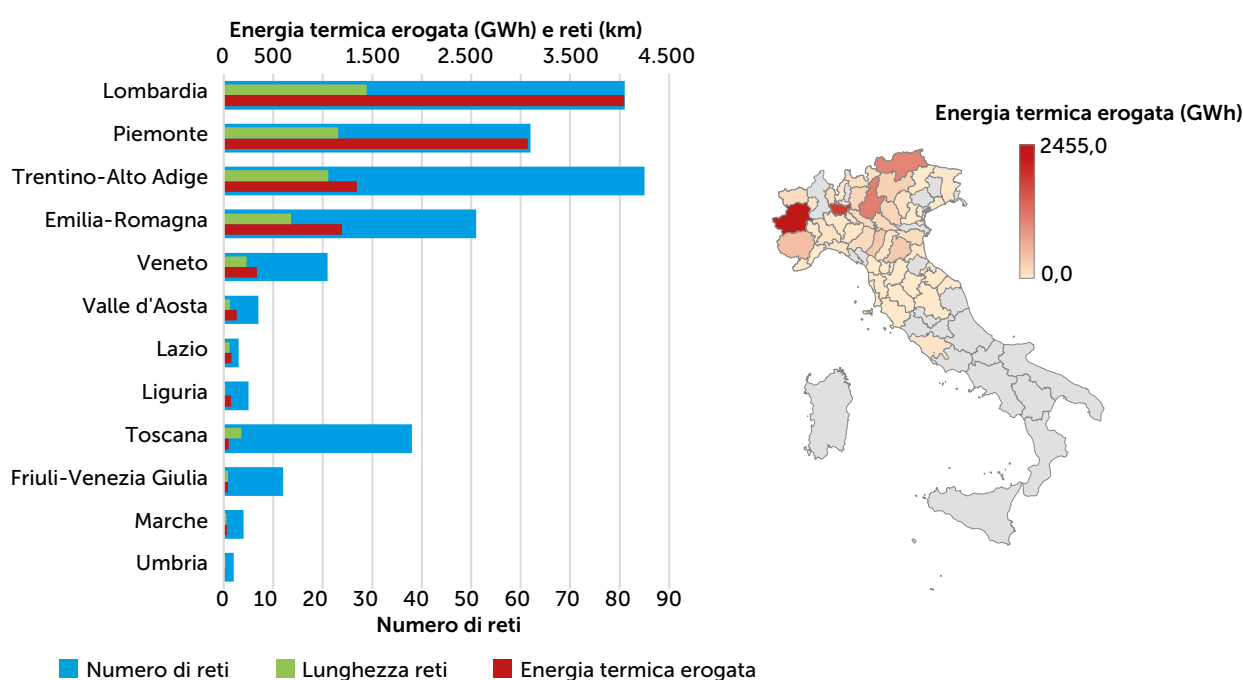
La diffusione del servizio rimane concentrata principalmente nell'Italia settentrionale e centrale, dove la maggiore domanda di calore per il riscaldamento degli edifici, insieme all'elevata densità abitativa, consen-

¹ AIRU è l'Associazione italiana riscaldamento urbano, associazione nazionale che raggruppa i maggiori operatori del settore del teleriscaldamento.

tono di giustificare i rilevanti investimenti infrastrutturali necessari per assicurare la fruizione del servizio agli utenti.

Le 5 regioni del Nord – Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Emilia-Romagna e Veneto – rappresentano, da sole, il 96% dell'energia termica erogata da sistemi di teleriscaldamento. La dimensione delle reti in queste regioni risulta abbastanza eterogenea. In Piemonte, a titolo esemplificativo, un numero di reti più limitato (comprendente quella della città metropolitana di Torino, la più estesa d'Italia) distribuisce oltre il doppio dell'energia rispetto alle reti montane localizzate in Trentino-Alto Adige.

FIG. 4.2 Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2021 (numero di reti, estensione ed energia termica erogata in GWh)



Fonte: ARERA.

Caratteristiche dell'offerta

Nel 2021 le centrali termiche al servizio di reti di telecalore hanno prodotto 12.331 GWh termici, 7.185 GWh elettrici e 129 GWh frigoriferi (Tav. 4.1). Rispetto al precedente anno 2020 il calore erogato all'utenza è notevolmente cresciuto (9,0%); in misura minore, ma comunque decisa, è cresciuta anche la fornitura di energia frigorifera (4,2%). Anche i quantitativi di elettricità prodotta dalle centrali al servizio di reti di telecalore e immessa nella rete elettrica nazionale sono aumentati in modo significativo (15,9%).

TAV. 4.1 *Produzione di energia termica nel 2021 (in GWh)*

VEETTORE	PRODUZIONE LORDA	PRODUZIONE NETTA ^(A)	INCREMENTO RISPETTO AL 2020
Energia termica	12.331	10.061	9,0%
Energia elettrica	7.185	6.741	15,9%
Energia frigorifera	129	122	4,2%

(A) Energia al netto di perdite di rete e autoconsumi di centrale.

Fonte: Annuario AIRU 2022.

Tra le fonti energetiche utilizzate per il funzionamento degli impianti di telecalore (Tav. 4.2) il gas naturale si è confermato anche nel 2021 la fonte energetica nettamente prevalente; con il 72,1% del consumo energetico complessivo ha anzi guadagnato altri punti percentuali rispetto all'anno precedente, anche a causa dell'abbandono dell'utilizzo del carbone. Le fonti energetiche rinnovabili nel loro insieme coprono la quota rimanente (26% circa del totale). Il contributo principale è fornito in particolare dai rifiuti (15,4%) e dalle bioenergie (biomasse, biogas e bioliquidi, al 9,5%), mentre le altre fonti energetiche forniscono un contributo nel complesso marginale.

TAV. 4.2 *Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore*

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	ANNO 2011		ANNO 2020		ANNO 2021	
	tep	%	tep	%	tep	%
Gas naturale	1.179.913	75,9%	1.301.500	69,2%	1.506.534	72,1%
Energia da rifiuti	195.813	12,6%	297.528	15,8%	320.755	15,4%
Bioenergie ^(A)	98.577	6,3%	194.522	10,3%	198.550	9,5%
Carbone	45.576	2,9%	28.393	1,5%	-	-
Gasolio e olio combustibile	6.046	0,4%	1.705	0,1%	1.443	0,1%
Geotermia	10.933	0,7%	24.402	1,3%	29.312	1,4%
Recuperi da processo industriale	2.322	0,1%	4.710	0,3%	5.535	0,3%
Sole	-	-	82	0,0%	84	0,0%
Energia primaria da rete elettrica ^(B)	15.589	1,0%	28.246	1,5%	26.657	1,3%
TOTALE fossili	1.247.124	80,2%	1.359.844	72,3%	1.534.634	73,5%
TOTALE rinnovabili	307.645	19,8%	521.243	27,7%	554.235	26,5%
TOTALE	1.554.769	100,0%	1.881.088	100,0%	2.088.869	100,0%

(A) Dal 2013 oltre alle biomasse comprendono anche biogas e bioliquidi.

(B) Consumi del Sistema elettrico nazionale per energia elettrica prelevata dalla rete.

Fonte: Annuario AIRU 2022.

Relativamente all'incidenza delle differenti tecnologie di generazione sui quantitativi complessivi di energia termica prodotta, si conferma una netta prevalenza degli impianti di cogenerazione di elettricità e calore, con una quota di produzione pari al 66,7% del totale (Tav. 4.3).

TAV. 4.3 Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore nel 2021 (in GWh)

TECNOLOGIA	FOSSILI	RINNOVABILI	TOTALE	QUOTA
Cogenerazione	6.422,7	1.802,0	8.224,7	66,7%
Produzione semplice	2.803,6	820,0	3.623,6	29,4%
Rinnovabili dirette	-	317,5	317,5	2,6%
Pompe di calore	-	100,8	100,8	0,8%
Recupero	-	63,9	63,9	0,5%
TOTALE	9.226,4	3.104,2	12.330,5	100%

Fonte: Annuario AIRU 2022.

Se si considera, invece, la capacità di produzione di energia termica (Tav. 4.4), si riscontra una forte incidenza delle caldaie, le quali sono tuttavia spesso utilizzate solo per coprire le punte di domanda e per la funzione di riserva.

TAV. 4.4 Capacità di generazione installata per tecnologia

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2020		POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2021	
	ELETTRICA MW _e	TERMICA MW _t	ELETTRICA MW _e	TERMICA MW _t
Centrali termoelettriche	-	1.147	-	1.155
Impianti di cogenerazione ^(A)	819	961	808	919
Impianti di termovalorizzazione dei rifiuti	-	608	-	685
Produzione semplice a bioenergie ^(B)	-	452	-	459
Impianti di cogenerazione a bioenergie	89	254	88	248
Impianti a geotermia	-	156	-	156
Pompe di calore	-	50	-	52
Recupero da processo industriale	-	51	-	78
Solare termico	-	2	-	2
Caldaie di integrazione e riserva	-	5.591	-	5.533
TOTALE	908	9.272	897	9.287

(A) Impianti dedicati alimentati a combustibili fossili.

(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi.

Fonte: Annuario AIRU 2022.

Per quanto concerne l'energia frigorifera, la produzione può essere effettuata attraverso i gruppi frigoriferi installati nelle centrali termiche e la successiva distribuzione attraverso reti di teleraffrescamento (trasporto di acqua fredda) oppure con la produzione in loco, presso l'utenza, grazie a gruppi frigoriferi alimentati dal calore delle reti di teleriscaldamento. Nel primo caso i gruppi frigoriferi possono essere del tipo "a compressione di vapore", alimentati da energia elettrica (tipicamente prodotta da cogeneratori presenti nella stessa centrale termica) e/o "ad assorbimento", alimentati con calore disponibile in centrale (anche in questo caso tipicamente di origine cogenerativa, o di recupero). Nel caso di produzione presso la sottostazione d'utenza vengono utilizzati esclusivamente gruppi frigoriferi ad assorbimento alimentati dalla rete di teleriscaldamento, utilizzando quindi lo stesso vettore termico fornito per soddisfare i fabbisogni di riscaldamento, produzione di acqua calda sanitaria o pro-

cessi industriali. La prima soluzione ha come principale vantaggio la flessibilità di utilizzo della fonte energetica (elettricità e/o calore) disponibile o appositamente prodotta in centrale, mentre la seconda soluzione consente di evitare gli investimenti e gli oneri di gestione e manutenzione derivanti da un'apposita infrastruttura di teleraffrescamento (tipicamente posata in parallelo alla rete di teleriscaldamento).

La tavola 4.5 riporta i valori di capacità di produzione frigorifera delle diverse macchine attualmente installate nei sistemi di telecalore, suddivise per tipologia e posizione di installazione.

TAV. 4.5 Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2021 (in MW)

TIPOLOGIA GRUPPI FRIGORIFERI	INSTALLATI IN CENTRALE	INSTALLATI PRESSO L'UTENTE	TOTALE
A compressione	74,0	-	74,0
Ad assorbimento	28,1	102,4	130,5
TOTALE	102,1	102,4	204,5

Fonte: Annuario AIRU 2022.

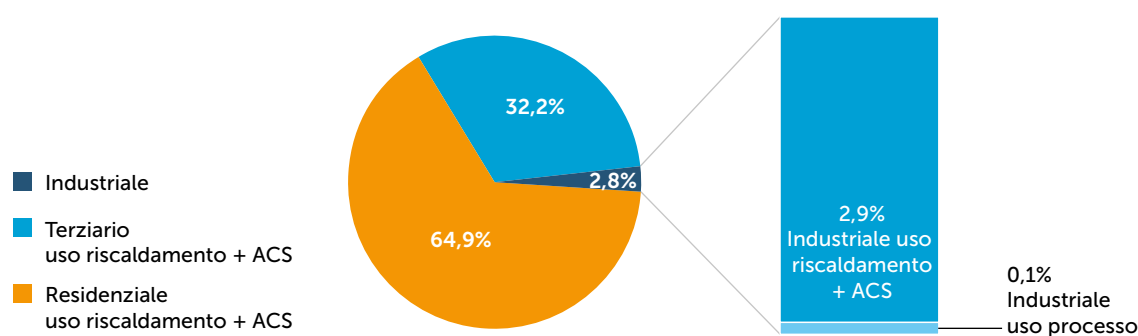
Il mix produttivo dei sistemi di telecalore ha consentito, nonostante la fisiologica dispersione termica delle reti di distribuzione, un significativo risparmio energetico e di emissioni di gas climalteranti rispetto all'utilizzo di sistemi di produzione separata di elettricità e calore, quali, per esempio, centrali termoelettriche e caldaie (quantificati dall'AIRU in 0,56 Mtep di fonti fossili risparmiate e 2,01 Mt di CO₂ non emesse nell'anno 2021).

Caratteristiche della domanda

L'energia distribuita dalle reti di telecalore è utilizzata principalmente per gli usi di climatizzazione ambientale (riscaldamento e raffrescamento) e produzione di acqua calda a uso igienico-sanitario, mentre è solo marginale l'utilizzo in processi industriali. Come evidenziato dalla figura 4.3, una quota significativa del mercato è costituita da utenze di tipo residenziale e terziario (rispettivamente il 64,9% e il 32,2% del totale), mentre la domanda del settore industriale rimane marginale (2,8%), ancor più se ci si riferisce ai soli usi di processo (0,1%). I sistemi di telecalore non sono infatti in genere utilizzati per l'alimentazione di grandi processi industriali, anche perché tali processi spesso richiedono temperature di fornitura superiori a quelle di esercizio delle reti di telecalore.

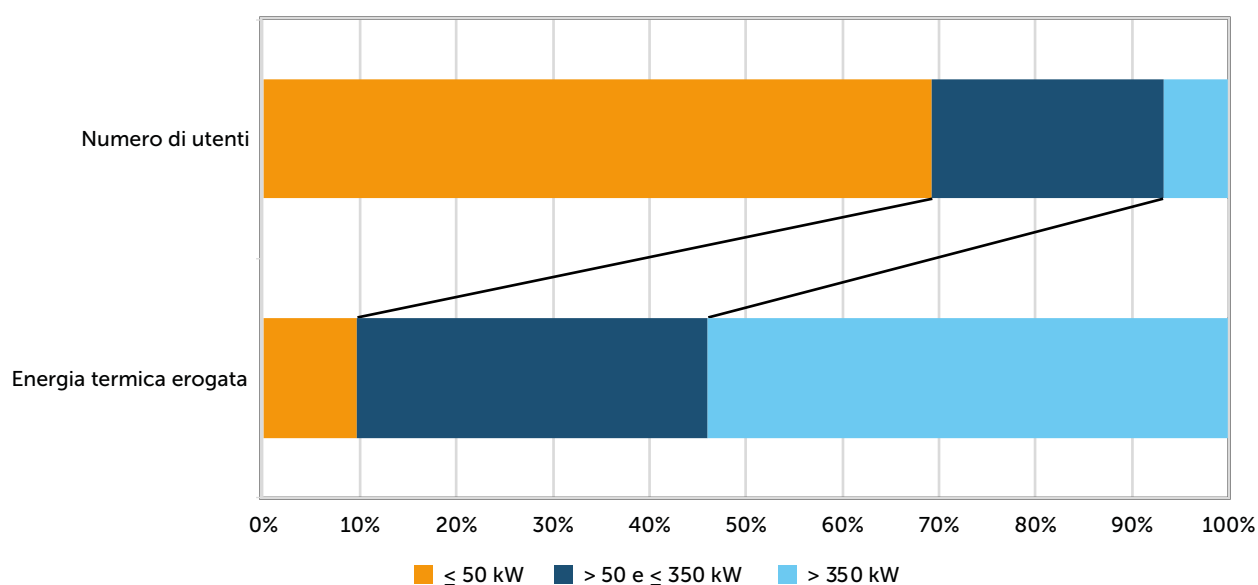
Per quanto concerne le caratteristiche degli utenti, il settore del telecalore, come evidenziato nella figura 4.4, è caratterizzato dalla presenza di un numero rilevante di utenti di dimensioni relativamente ridotte. Il 69% degli utenti presenta una potenza contrattuale non superiore a 50 kW, mentre il 24% ha una taglia maggiore di 50 e fino a 350 kW e solo il 7% ha una taglia superiore a 350 kW. Gli utenti di maggiori dimensioni, nonostante siano relativamente poco numerosi, rappresentano una quota cospicua dei consumi complessivi (oltre il 50%).

FIG. 4.3 Calore erogato all'utenza nel 2021, distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo



Fonte: Annuario AIRU 2022.

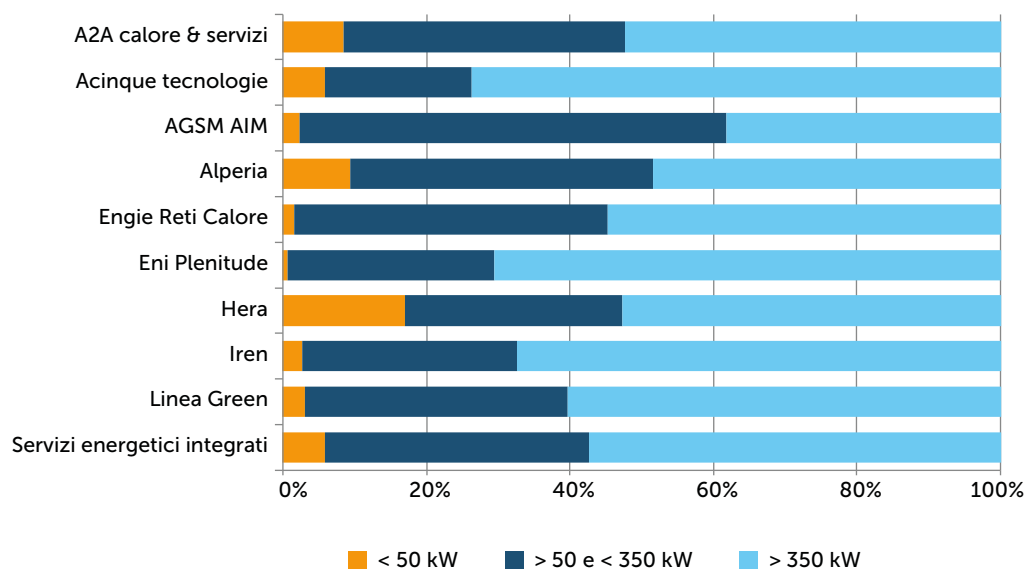
FIG. 4.4 Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2021 in funzione della classe dimensionale degli utenti



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021.

La ripartizione delle differenti classi di utenti sul totale dell'energia termica fornita può variare sensibilmente tra i diversi operatori (la figura 4.5 evidenzia la distribuzione dei 10 più grandi operatori del settore). Tale eterogeneità è dovuta primariamente alle caratteristiche del territorio servito: nelle aree a elevata densità abitativa vi è una forte prevalenza di grandi condomini, mentre in altre aree, in particolare in quelle montane e rurali, vi è una maggiore diffusione di utenze con una o poche unità abitative.

FIG. 4.5 Calore erogato nel 2021 dai 10 maggiori operatori (presentati in ordine alfabetico), ripartito per classe dimensionale dell'utente

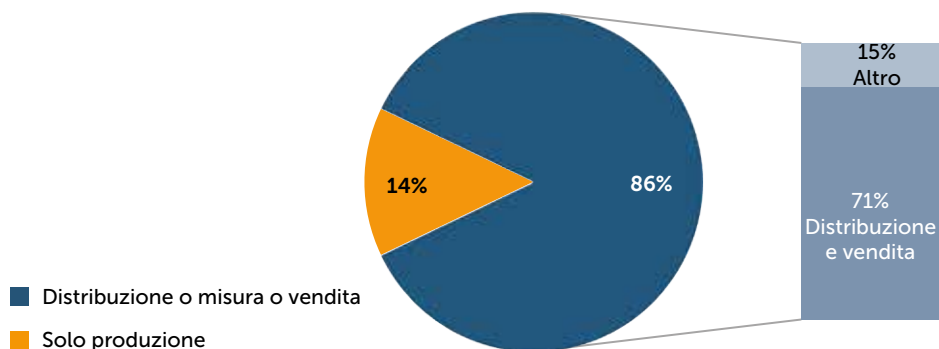


Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021.

Operatori del servizio di telecalore

Il numero di imprese iscritte alle anagrafiche dell'Autorità, in quanto operanti su reti di telecalore regolate ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, è pari a 258². Di queste, l'86% si occupa di attività strettamente legate all'esercizio delle reti e alla fornitura dell'energia termica alle utenze (distribuzione e/o misura e/o vendita) mentre la quota rimanente si occupa solo di produzione di energia termica. Come evidenzia la figura 4.6, alla prima categoria appartengono perlopiù soggetti verticalmente integrati che svolgono sia l'attività di distribuzione, sia quella di vendita.

FIG. 4.6 Numero di operatori del settore classificati per attività svolta (maggio 2023)



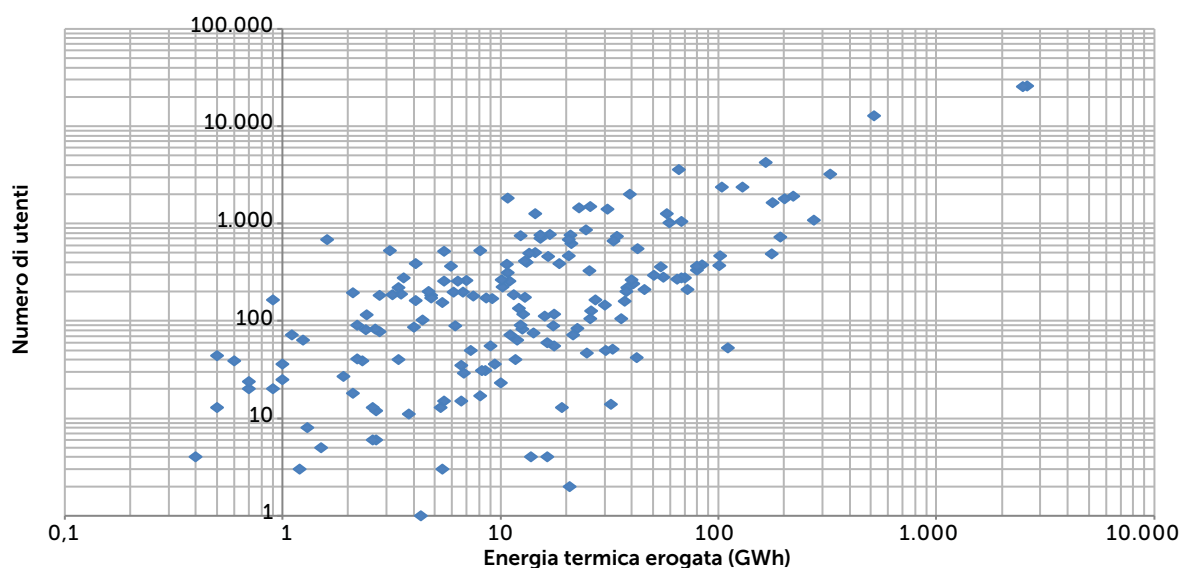
Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

² Dati relativi allo stato delle anagrafiche al momento della scrittura del rapporto (maggio 2023).

Gli operatori del telecalore presentano un'ampia eterogeneità, in relazione sia al numero di utenti serviti sia all'energia termica complessivamente erogata (Fig. 4.7). L'elevata variabilità dell'energia erogata, anche a parità del numero di utenti, dipende principalmente dal diverso contesto in cui operano gli esercenti; nelle aree a minore densità abitativa l'utenza è caratterizzata da piccoli edifici, non di rado villette monofamiliari, mentre nelle principali aree urbane vi è una maggiore presenza di condomini o supercondomini, corrispondenti a decine (in alcuni casi centinaia) di unità immobiliari.

Un'ulteriore caratteristica del settore del telecalore è l'elevata concentrazione del mercato. Gli esercenti di maggiori dimensioni (30 operatori con potenza convenzionale superiore a 50 MW)³ servono una quota significativa del mercato (oltre il 70% degli utenti, corrispondenti a più dell'80% dell'energia termica fornita).

FIG. 4.7 *Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata e del numero di utenti serviti nel 2021 (assi in scala logaritmica)*

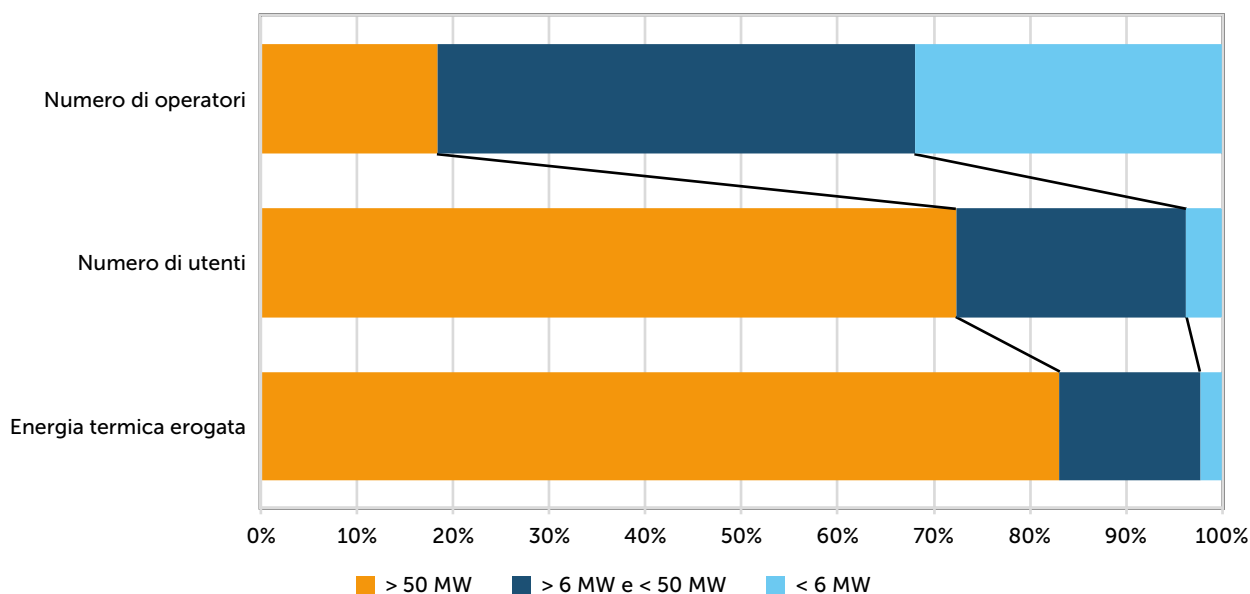


Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021⁴.

3 Gli esercenti, ai sensi del TUD (Testo unico di classificazione dimensionale degli esercenti, allegato B alla delibera 26 ottobre 2021, 463/2021/R/tr), sono suddivisi in 3 classi dimensionali: esercenti di maggiori dimensioni (potenza convenzionale > 50 MW), esercenti di medie dimensioni (> 6 MW e ≤ 50 MW) e micro-esercenti (≤ 6 MW).

4 I dati si riferiscono all'insieme delle comunicazioni rese nel 2021 dagli esercenti all'Autorità ai sensi della RQCT, per un totale di 175 soggetti che hanno erogato nel 2021 energia termica per 10.580 GWh a 129.537 utenti.

FIG. 4.8 *Rappresentatività delle tre classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, numero di utenti ed energia termica erogata nel 2021*



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021.

Prezzi del servizio

Il quadro normativo attualmente in vigore per il settore del telecalore (nello specifico, il decreto legislativo n. 102/2014) assegna all’Autorità il potere di definire il prezzo di erogazione del servizio esclusivamente nel caso in cui sia previsto un obbligo di allacciamento degli utenti alle reti da parte di comuni o regioni. Tale casistica non è stata riscontrata, ad oggi, in ambito nazionale, pertanto il prezzo di fornitura del servizio è definito liberamente da ciascun esercente, anche sulla base delle caratteristiche del proprio sistema di telecalore, dell’utenza e del territorio servito.

Prezzi di fornitura del teleriscaldamento

A partire dall’ultimo trimestre 2021 si è verificata una crescita significativa dei prezzi del servizio di teleriscaldamento. L’Autorità, a fronte di tale criticità, con la delibera 1° marzo 2022, 80/2022/R/tlr, ha avviato un’indagine conoscitiva, con l’obiettivo, tra l’altro, di individuare le cause dell’incremento dei prezzi e valutare la necessità di eventuali modifiche alla regolazione del settore.

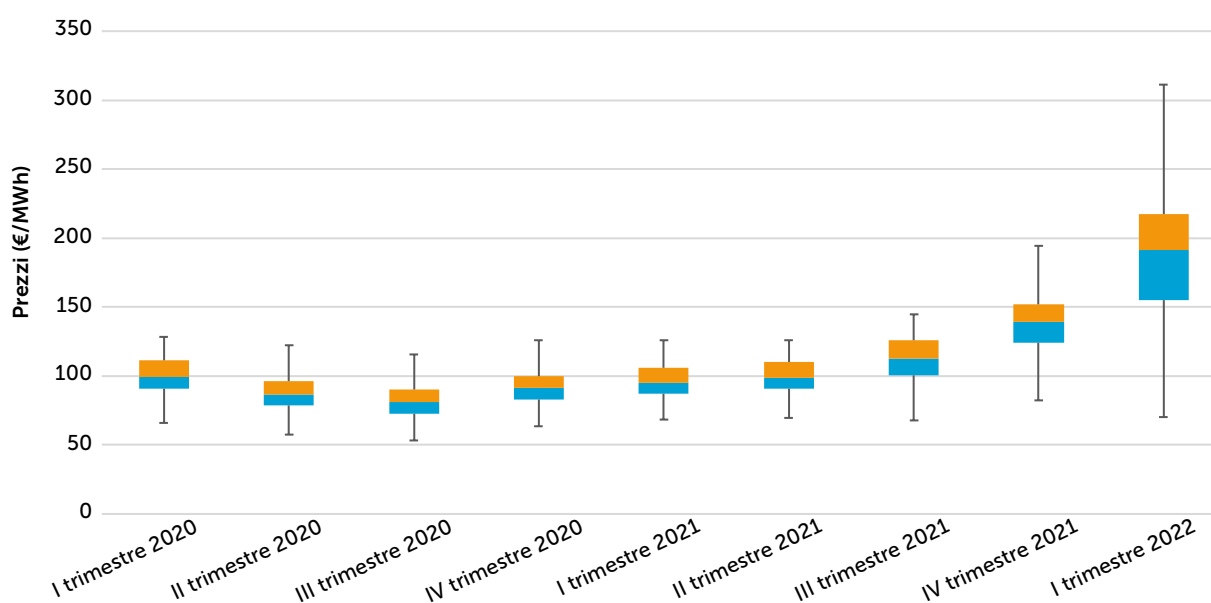
Nell’ambito dell’indagine⁵ è stato analizzato l’andamento dei prezzi e dei costi del servizio di teleriscaldamento per il periodo compreso fra il 1° gennaio 2020 e il 31 marzo 2022, tramite una specifica raccolta dati che ha riguardato gli esercenti di maggiori dimensioni del settore (a cui corrisponde oltre l’80% dei volumi del mercato).

⁵ Per un’analisi di maggiore dettaglio degli esiti dell’indagine conoscitiva si veda l’allagato A alla delibera 2 novembre 2022, 547/2022/R/tlr.

Nella figura 4.9 è evidenziata la distribuzione dei prezzi medi applicati dagli esercenti nel periodo considerato (*boxplot*⁶ dell'intero campione analizzato). Il valore mediano dei prezzi applicati presenta un significativo rialzo a partire dal secondo semestre 2021, passando da un valore minimo di 81 €/MWh nel terzo trimestre 2020 a un massimo di 191 €/MWh registrato nel primo trimestre 2022.

Dall'analisi dei dati raccolti è emerso che l'incremento dei prezzi registrato nel settore è derivato dall'ampio utilizzo del prezzo del gas naturale come riferimento per l'aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio.

FIG. 4.9 Evoluzione dei prezzi (IVA ed eventuale credito d'imposta incluso) dal 2020

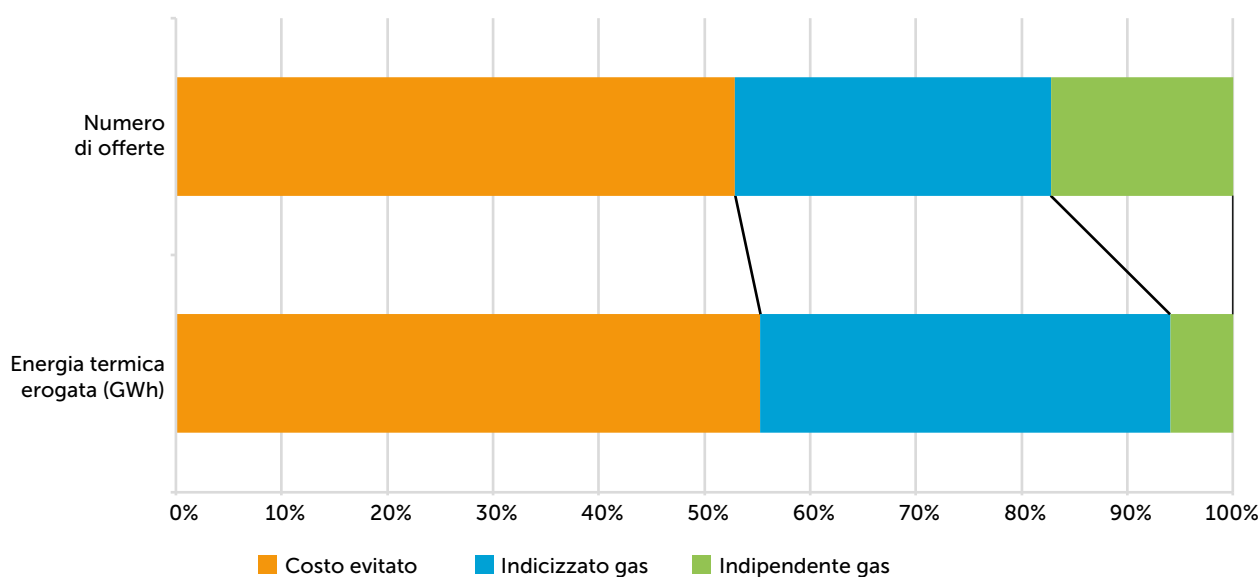


Fonte: ARERA, Indagine conoscitiva sui prezzi del teleriscaldamento.

Come evidenziato nella figura 4.10, se si considera l'energia erogata, in oltre il 90% dei casi il prezzo è aggiornato con riferimento all'andamento delle quotazioni del gas naturale; in particolare il prezzo per il 55% delle offerte commerciali è determinato con l'obiettivo di riflettere il costo che l'utente avrebbe sostenuto utilizzando una caldaia alimentata a gas naturale (il cosiddetto "costo evitato"), mentre in un ulteriore 35% circa è comunque prevista una forma di indicizzazione all'andamento del prezzo del gas naturale.

⁶ Il *boxplot* è un grafico che descrive in modo sintetico la distribuzione di una popolazione di dati attraverso alcune variabili statistiche. La scatola (*box*) è delimitata dal 1° quartile (Q1, in basso) e dal 3° quartile (Q3, in alto) e divisa a metà dal 2° quartile (o mediana, Q2: separazione tra la campitura azzurra e quella arancione), rappresentando dunque nel complesso la posizione del 50% della popolazione. Ai suoi estremi si trovano i baffi (*whisker*), inferiore e superiore, che rappresentano insieme la distribuzione dell'altro 50% della popolazione: i loro estremi indicano infatti, rispettivamente, il valore minimo e quello massimo (escludendo solo eventuali valori considerati anomali, i c.d. *outlier*).

FIG. 4.10 Offerte commerciali per tipologia di definizione e aggiornamento del prezzo, con riferimento al grado di dipendenza dal gas naturale



Fonte: ARERA, Indagine conoscitiva sui prezzi del teleriscaldamento.

In linea teorica, la correlazione tra il prezzo di acquisto del gas e il prezzo del servizio di teleriscaldamento può essere giustificata da diversi fattori.

In primo luogo, come discusso nel precedente paragrafo intitolato "Caratteristiche dell'offerta", il gas naturale rappresenta la principale fonte energetica per la produzione di calore nei sistemi di teleriscaldamento e, pertanto, variazioni del prezzo del gas possono incidere in modo significativo sui costi complessivi del servizio. Il prezzo del servizio di teleriscaldamento viene spesso aggiornato sulla base dell'andamento delle quotazioni del gas, proprio per consentire la copertura del rischio derivante dalla volatilità del costo del combustibile.

Va inoltre considerato che il prezzo del gas costituisce un riferimento importante per il settore del teleriscaldamento, anche per dinamiche di mercato, in quanto, per assicurare la competitività del servizio, gli operatori del teleriscaldamento devono applicare dei prezzi comparabili alle alternative disponibili.

L'utilizzo del prezzo del gas come riferimento per la determinazione delle condizioni economiche del servizio di teleriscaldamento ha tuttavia determinato, nel periodo oggetto dell'indagine, un significativo incremento dei margini nelle reti caratterizzate dall'utilizzo di fonti energetiche con bassi costi variabili (rifiuti e geotermia), con potenziali extraprofiti per gli operatori del settore.

Nell'ambito dell'indagine conoscitiva sono inoltre emerse alcune potenziali criticità per quanto concerne le modalità di calcolo del costo evitato.

Gli operatori, per la determinazione del costo evitato, fanno in genere riferimento a una formula sviluppata dall'AIRU nel contesto di uno studio ricognitivo del 1996 sulle tariffe applicate dai gestori delle reti di teleriscaldamento e poi riproposta nelle "Linee guida per la determinazione del prezzo di vendita del calore, distribuito a mezzo di reti di teleriscaldamento" del 2006. La formula, volta a ottenere l'equivalenza tra il prezzo del calore

ottenuto attraverso la combustione di gas naturale e il prezzo del calore da teleriscaldamento, presenta la seguente struttura generale:

$$P = k_1 \cdot k_2 \cdot \frac{P_G}{PCI \cdot \eta} \cdot \text{conv} \cdot t$$

dove:

- P è il prezzo del servizio di teleriscaldamento;
- k_1 è il coefficiente di perequazione dei costi di gestione. Il servizio di teleriscaldamento presenta dei costi di manutenzione per l'utente inferiori rispetto a quelli di una caldaia a gas;
- k_2 è il coefficiente per prestazioni aggiuntive e sconti commerciali; il parametro consente di personalizzare il prezzo applicato all'utente per tenere conto di ulteriori prestazioni rispetto alla mera fornitura di energia termica o di eventuali sconti riconosciuti all'utente;
- P_G è il prezzo di acquisto del gas naturale; in genere è utilizzato come riferimento il prezzo del servizio di maggior tutela per i consumatori domestici, comprensivo di accise e addizionali regionali;
- PCI è il potere calorifico inferiore del gas naturale. Il parametro è finalizzato a determinare il quantitativo di energia contenuto in un metro cubo standard di gas naturale;
- η è il rendimento medio stagionale della caldaia a gas naturale. Il parametro tiene conto delle perdite di trasformazione della caldaia per la produzione di energia termica;
- conv è la costante di conversione dell'energia in kWh (da kcal o da MJ). Il parametro serve esclusivamente per convertire l'unità di misura e determinare un prezzo dell'energia termica espresso in €/kWh (o €/MWh);
- t è il coefficiente di perequazione tra le aliquote IVA applicabili al settore del gas e a quello del teleriscaldamento. Per gli utenti residenziali del servizio di teleriscaldamento è prevista una aliquota ridotta pari al 10%⁷. Il parametro incrementa il prezzo del servizio di teleriscaldamento per ottenere l'equivalenza dei costi, anche in presenza di aliquote IVA differenti nei due settori.

Nonostante molti operatori facciano riferimento alla medesima formula (talvolta semplificata o con piccole modifiche) per il calcolo del costo evitato, il valore di alcuni dei parametri adottati risulta piuttosto differenziato.

Uno dei parametri più rilevanti, che presenta anche significativi margini di discrezionalità, è il rendimento medio stagionale della caldaia a gas. Nella definizione del parametro si può infatti fare riferimento, per esempio, alle prestazioni medie del parco caldaie installato o, all'estremo opposto, ai rendimenti (ben maggiori) delle caldaie più efficienti disponibili sul mercato.

In linea teorica gli esercenti, per assicurare la competitività delle proprie offerte commerciali, dovrebbero prendere come riferimento il rendimento delle più efficienti, indicativamente pari, per le caldaie a condensazione, ad almeno il 90%⁸. Dalle informazioni fornite nell'indagine conoscitiva risulta tuttavia che gli esercenti adottano tuttora, per la definizione dei listini prezzi, rendimenti significativamente inferiori, compresi in genere tra il 75% e l'85%⁹. Tali valori, più rappresentativi del parco caldaie installato che delle caldaie attualmente disponibili sul mercato, comportano una potenziale sovrastima del costo evitato.

⁷ In seguito all'indagine conoscitiva, in analogia a quanto previsto per il gas naturale, l'aliquota IVA sul teleriscaldamento è stata temporaneamente ridotta al 5%.

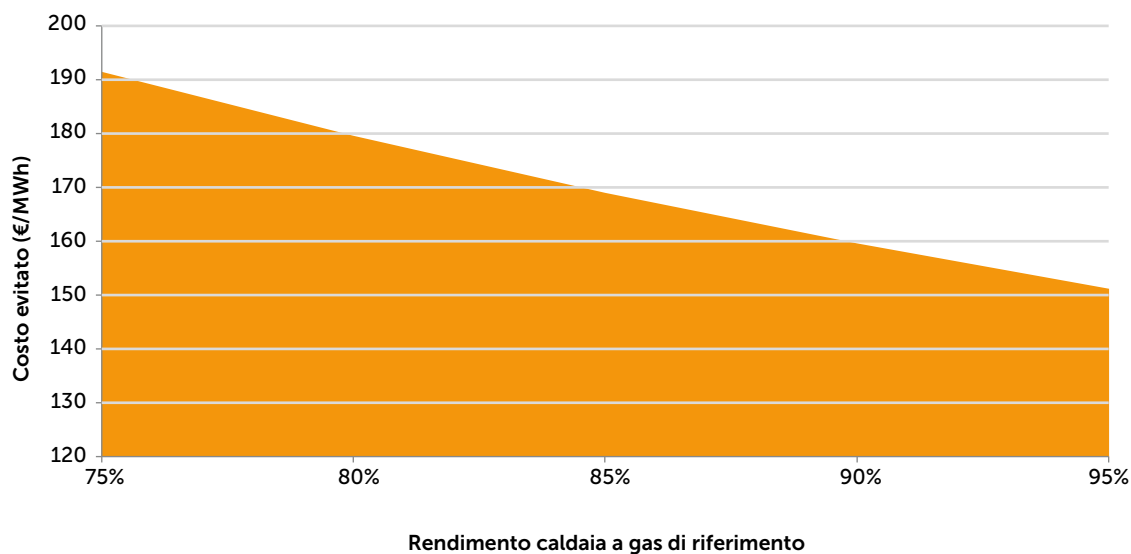
⁸ Il DM 26 giugno 2015 (c.d. requisiti minimi degli edifici) indica, alla tabella 8 dell'allegato 1, appendice A, un rendimento medio delle caldaie a combustibile gassoso pari al 95% per funzionamento in riscaldamento e pari all'85% per la produzione di acqua calda a uso igienico-sanitario (quest'ultima ha un impatto tipicamente ben inferiore).

⁹ Vi sono casi in cui la scelta è anche inferiore, fino al 65%.

La scelta del valore del rendimento della caldaia, come evidenziato nella figura 4.11, può avere un impatto significativo sulla determinazione del costo evitato.

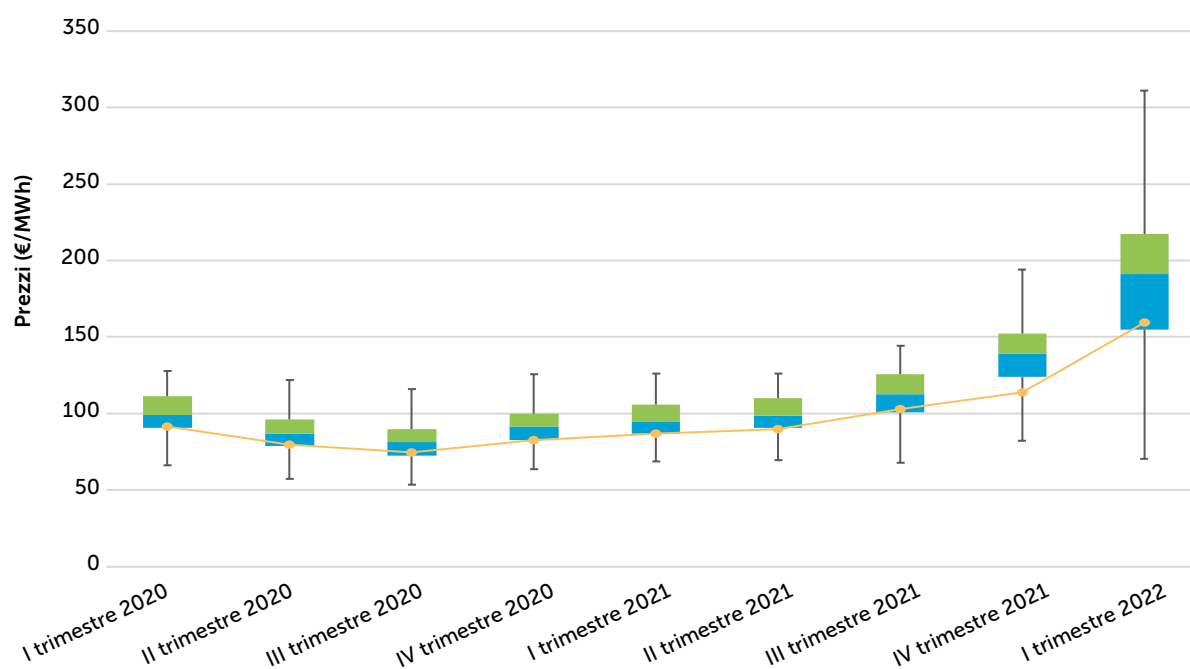
Per cercare di sopperire alle criticità sopra evidenziate, nell'indagine conoscitiva l'Autorità ha svolto l'esercizio di migliorare la formula di calcolo e definire un valore realistico per i diversi coefficienti, determinando così un costo evitato rappresentativo di un utente tipo del teleriscaldamento. Nella figura 4.12 è effettuato un confronto tra tale valore e la distribuzione dei prezzi medi applicati dagli operatori.

FIG. 4.11 *Analisi di sensitività del costo evitato al variare del rendimento della caldaia nel primo trimestre 2022*



Fonte: ARERA, Indagine conoscitiva sui prezzi del teleriscaldamento.

FIG. 4.12 Distribuzione dell'intero campione dei prezzi analizzati applicati dagli operatori a confronto con la stima di un costo evitato di riferimento (linea gialla)



Fonte: ARERA, Indagine conoscitiva sui prezzi del teleriscaldamento.

Il confronto effettuato ha una valenza indicativa, in quanto il risultato è influenzato dalle ipotesi per il calcolo del costo evitato di riferimento e, nel caso in cui la comparazione riguardi tariffe definite dagli esercenti con struttura binomia e trinomia, anche dalle caratteristiche dell'utente.

Le differenze tra il costo evitato di riferimento e i prezzi applicati dagli esercenti sono tuttavia abbastanza significative, specialmente a partire dal quarto trimestre 2021, periodo di forte incremento delle quotazioni del gas naturale.

La presenza di un differenziale sistematico tra il prezzo applicato da un esercente e il costo di erogazione del servizio equivalente tramite caldaia a gas può essere dovuto a criticità nel corretto funzionamento del mercato dei servizi di climatizzazione, sia nella fase *ex ante*, antecedente alla stipula del contratto di fornitura del teleriscaldamento, che nella fase *ex post*, successiva all'attivazione del servizio.

Nella fase *ex ante* la principale criticità è legata alla difficoltà, per l'utente, di comparare i prezzi del teleriscaldamento con il prezzo di servizi di climatizzazione alternativi. Il prezzo del teleriscaldamento si riferisce infatti all'energia termica utile prelevata dall'utente, mentre nel caso di servizi alternativi il cliente acquista un dato quantitativo di combustibile (o elettricità) che viene successivamente trasformato in energia termica dall'impianto di sua proprietà. Per effettuare un confronto corretto tra i costi di fornitura dei diversi servizi sarebbe necessario disporre di specifiche competenze tecnico-economiche in merito alle caratteristiche degli impianti, in modo da valutare e tenere in considerazione, tra l'altro, le perdite di trasformazione.

Per quanto concerne la concorrenza *ex post*, va considerato che il passaggio a un servizio di climatizzazione alternativo comporta rilevanti costi di investimento, stante la necessità di installare un nuovo impianto per la produzione di energia termica. Tali costi possono costituire una barriera significativa all'uscita dal mercato del teleriscaldamento, con un conseguente rafforzamento del potere di mercato dell'esercente.

Per superare le criticità evidenziate, l'Autorità, con la segnalazione 15 novembre 2022, 568/2022/I/tlr, ha posto all'attenzione di Governo e Parlamento l'opportunità di modificare il quadro normativo nel settore del teleriscaldamento, prevedendo l'introduzione di un regime di tariffe regolate per il settore del teleriscaldamento.

La definizione di tariffe regolate *cost reflective*, in particolare, consentirebbe contestualmente di superare le criticità riscontrate nel funzionamento del mercato e di assicurare l'equità dei prezzi del servizio. Nei sistemi di teleriscaldamento caratterizzati da minori costi di produzione di energia termica sarebbe inoltre possibile trasferire parte dei benefici agli utenti, con positive ricadute economiche e sociali. La garanzia, per gli esercenti, di recuperare i costi sostenuti e di ottenere un adeguato tasso di remunerazione del capitale investito potrebbe assicurare un contesto favorevole per un ulteriore sviluppo del settore, anche in presenza di una riduzione dei prezzi del servizio.

Prezzi di fornitura del teleraffrescamento

Il numero di operatori del telecalore che offrono il servizio di teleraffrescamento è ancora ridotto, pari al 12% circa del totale (peraltro, in questi casi, il servizio viene tipicamente offerto su porzioni limitate rispetto all'area servita dalle reti di teleriscaldamento).

Secondo le informazioni disponibili all'Autorità, il prezzo di erogazione di questo servizio è nella totalità dei casi determinato sulla base della metodologia del costo evitato. La tecnologia di riferimento è generalmente costituita da un sistema di raffrescamento alimentato da energia elettrica (gruppi frigoriferi a compressione di vapore), anche se non mancano casi in cui la tecnologia alternativa presa a riferimento è costituita da un generatore ad assorbimento a fiamma diretta (alimentato a gas naturale).

Con dinamiche analoghe al caso del teleriscaldamento, nella formula per la determinazione del prezzo con il metodo del costo evitato le variabili più rilevanti sono il rendimento dell'impianto alternativo di riferimento e le ipotesi per la determinazione del prezzo dell'elettricità (o del gas), in relazione alle quali si registrano sensibili differenze tra i diversi operatori. Per quanto riguarda il prezzo dell'elettricità, la maggior parte degli operatori fa riferimento ai prezzi del servizio di tutela pubblicati dall'Autorità; in alternativa, vengono utilizzati i prezzi medi dell'energia come risultanti dalle bollette dei singoli utenti.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio

L'Autorità, nell'ambito della regolazione della qualità tecnica (RQTT¹⁰), ha imposto agli operatori del settore una serie di obblighi informativi rilevanti per la sicurezza e la continuità del servizio. Di seguito sono riportate le analisi dei dati di 176 operatori, riferiti a 325 reti e all'anno di esercizio 2021.

Sicurezza del servizio

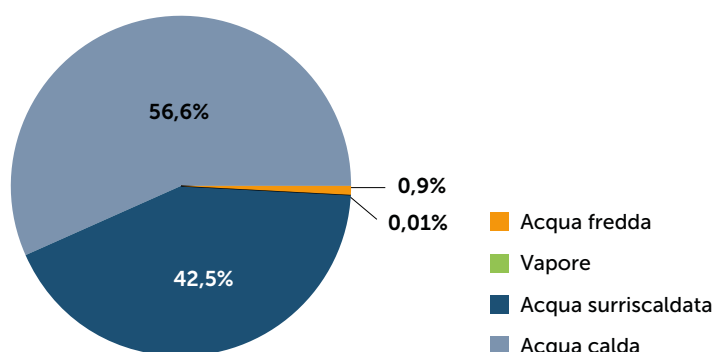
La tipologia di fluido utilizzato dagli operatori per la distribuzione dell'energia termica rappresenta un elemento fondamentale delle reti di telecalore per valutarne le caratteristiche e le norme tecniche applicabili (posa, gestione e manutenzione). Il fluido termovettore più diffuso risulta essere l'acqua calda (acqua mantenuta in pressione a una temperatura non superiore a 110 °C), utilizzata nel 57% circa dei tratti di rete (Fig. 4.13).

L'acqua surriscaldata (con temperature che, almeno in alcune condizioni operative¹¹, superano i 110 °C nella tubazione di mandata) è il secondo vettore più diffuso nel settore per il trasporto di energia termica, utilizzato nel 43% circa dell'estensione totale delle reti. I sistemi di telecalore che utilizzano questo fluido termovettore sono tipicamente quelli con maggiore estensione spaziale, in quanto tale fluido è intrinsecamente più adatto a distribuire grandi quantità di energia termica e a farlo su maggiori distanze (maggiore densità energetica per unità di massa d'acqua trasportata).

A differenza di altri paesi, in Italia il vapore risulta essere sostanzialmente inutilizzato quale fluido termovettore nelle reti di telecalore, anche a causa delle maggiori complessità operative e dei maggiori rischi per la sicurezza.

L'acqua fredda, infine, viene utilizzata in poco meno dell'1% dei tratti di rete, quasi sempre in tubature (di tele-raffrescamento) posate in parallelo a quelle per il trasporto di calore (ad acqua calda o acqua surriscaldata) e in un'area più limitata rispetto a quella servita dal teleriscaldamento.

FIG. 4.13 Estensione delle reti per tipologia di fluido termovettore nel 2021



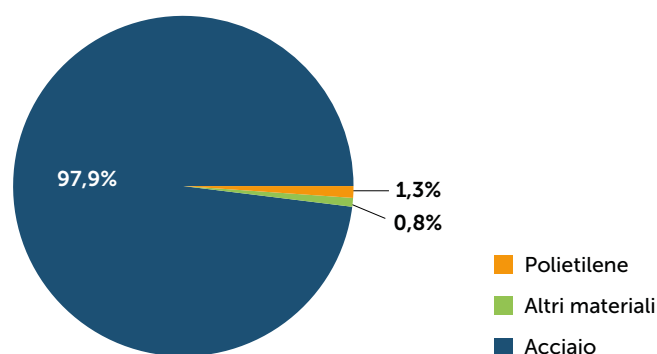
Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2021.

¹⁰ L'RQTT è la regolazione della qualità tecnica dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2021 31 dicembre 2023, allegato A alla delibera 17 dicembre 2019, 548/2019/R/tr.

¹¹ Le temperature più elevate, nel rispetto dei vincoli tecnici, sono tipicamente raggiunte nel periodo invernale e nei momenti di maggiore domanda da parte delle utenze (di primo mattino, all'avvio del termostato di riscaldamento ambientale), in quanto consentono di trasportare un maggiore quantitativo di energia a parità di portata di fluido.

Come mostra la figura 4.14, il materiale largamente più utilizzato per la realizzazione dell'anima delle tubature di telecalore è l'acciaio, che rappresenta quasi il 98% dell'estensione totale delle reti. La quota rimanente è costituita da tratti di vecchie reti ancora operative (alcune di queste realizzate in ghisa) e altri materiali che hanno iniziato a essere utilizzati solo recentemente. Tra questi ultimi, in particolare, si citano le tubature in polietilene (1,3% dell'estensione totale) che, con particolari accorgimenti costruttivi, iniziano a essere utilizzate nel settore, soprattutto per la semplicità e rapidità di posa, almeno in tratti dal diametro contenuto e progettati per operare a temperature non troppo alte (con riferimento alle categorie di fluido termovettore sopra citate: acqua calda o acqua fredda).

FIG. 4.14 Estensione delle reti per materiale della tubatura nel 2021

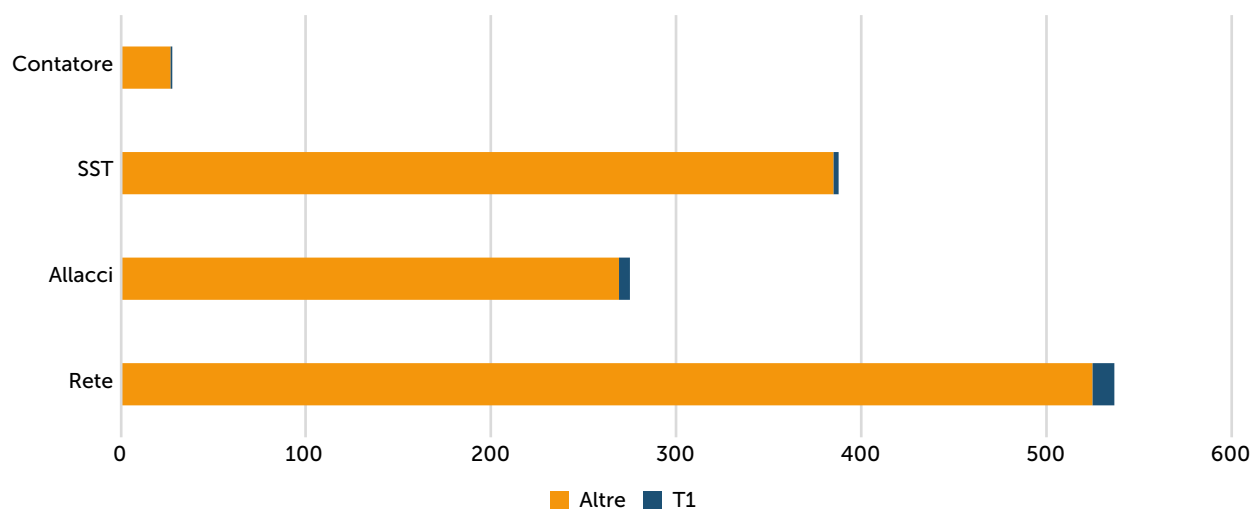


Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2021.

La sicurezza delle reti è garantita dalla loro integrità, ovvero l'assenza di perdite incontrollate di fluido termovettore, che può causare danni diretti o indiretti a cose e persone. L'Autorità, a partire dal 2021, ha previsto l'obbligo di eseguire l'analisi del fluido termovettore su tutte le reti di telecalore, nel rispetto delle prescrizioni della normativa tecnica¹², con l'obiettivo primario di preservare nel tempo i componenti di rete (tubature, sistemi di pompaggio, valvole e scambiatori di calore).

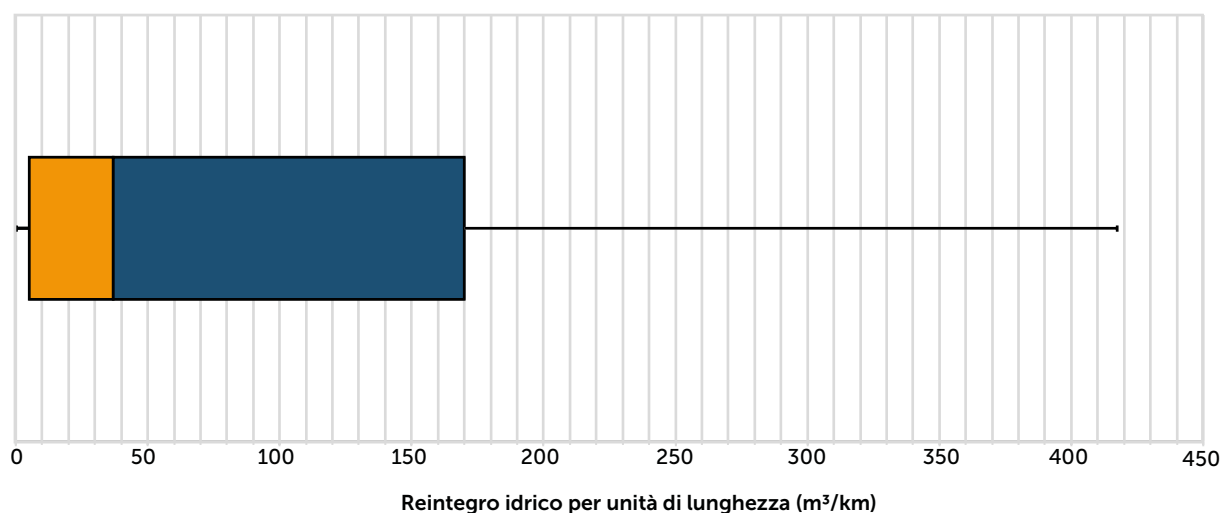
Le ispezioni degli impianti di distribuzione di energia termica hanno permesso di individuare, nel 2021, 386 dispersioni di fluido termovettore su un totale di 1228 dispersioni localizzate (anche grazie a segnalazione di terzi e attività diverse dalle ispezioni di rete). La figura 4.15 evidenzia che il numero più alto di dispersioni è stato localizzato sulla rete (oltre 500), seguito dalle perdite sulle sottostazioni (SST, quasi 400), sulle derivazioni per l'allacciamento (quasi 300) e, infine, sui contatori di energia termica degli utenti (poco meno di 30). La stessa figura evidenzia, con la parte delle barre in colore blu, che solo 22 dispersioni di fluido (il 2% del totale) sono state classificate di massima pericolosità ai sensi della RQTT ("T1", secondo la normativa tecnica), e che queste si sono verificate con maggiore frequenza sulle reti (12 su 22).

¹² Il riferimento è, in particolare, alla UNI/PdR 93.2:2020 – Linee guida per le caratteristiche e la qualità del fluido termovettore delle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

FIG. 4.15 Numero di dispersioni di fluido localizzate sulle reti nel 2021

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2021.

Lo stato delle reti di teleriscaldamento può essere valutato anche indirettamente, attraverso il monitoraggio, con le dovute accortezze¹³, dei valori dei quantitativi di reintegro del fluido termovettore. Nella figura 4.16 è indicato il quantitativo di reintegro per km di rete servita nell'anno 2021. L'elevata eterogeneità dell'indicatore (il 50% delle reti presenta reintegri compresi tra circa 5 m³/km e 170 m³/km, con una mediana di 37 m³/km) può essere spiegata dalla differente età delle reti di teleriscaldamento. Le reti più datate sono spesso caratterizzate, in particolare, da un certo numero di micro-fratture dovute allo stress meccanico subito nel tempo (elevato numero di cicli di riscaldamento-raffreddamento).

FIG. 4.16 Boxplot di un indicatore relativo alla quantità di reintegro idrico delle reti nel 2021

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2021.

13 Il quantitativo di reintegro dipende non solo dalle perdite di rete ma anche da altri fattori, come il riempimento di condutture nuove o sottoposte a manutenzione.

Dal 2021, per effetto dell'entrata in vigore della RQTT, le segnalazioni di emergenze¹⁴ e incidenti¹⁵ sulle reti di telecalore devono essere inviate al CTI¹⁶, che svolge un ruolo di supporto all'Autorità per approfondire, oltre al numero, le caratteristiche e le dinamiche di questi eventi. La finalità è quella di utilizzare tali informazioni per valutare la necessità di affinamenti al quadro delle prescrizioni nei confronti degli operatori, rendendo così sempre più affidabile e sicuro il servizio di telecalore.

Nell'anno 2021 è stato comunicato dagli operatori un solo incidente e nessuna emergenza sulle reti di telecalore presenti sul territorio nazionale.

Continuità del servizio

Le interruzioni nel settore del telecalore in genere non comportano un'immediata percezione di un disservizio da parte dell'utente, a causa della presenza di una notevole inerzia termica degli impianti e delle strutture degli edifici. L'Autorità ha pertanto previsto l'obbligo di registrare esclusivamente le interruzioni "di lunga durata", in grado di determinare un reale disagio per l'utente (la soglia è stata individuata in 4 ore nel periodo invernale e 8 ore nel periodo estivo).

I dati comunicati dagli operatori ai sensi della RQTT, relativi all'anno 2021, hanno fornito per la prima volta informazioni dettagliate sul periodo dell'anno, la parte di impianto coinvolta, il preavviso o meno degli utenti e la causa che ha generato le interruzioni. Su una popolazione di poco più di 1.000 interruzioni lunghe, si evidenzia in generale una media di circa 32 utenti coinvolti e una durata di circa 14 ore.

Di seguito viene presentata una descrizione delle interruzioni più dettagliata, sulla base delle successive figure 4.17 (numero di interruzioni), 4.18 (numero medio di utenti coinvolti) e 4.19 (durata media).

Con riferimento al periodo, si evidenzia che le interruzioni avvenute in inverno (periodo più critico per il fabbisogno di riscaldamento ambientale) rappresentano quasi il 60% del totale; esse appaiono simili alle estive in termini sia di numero di utenti coinvolti (34 contro 29) sia di durata (12 ore contro 17; si evidenzia, al proposito, che la maggiore durata di quelle estive è influenzata dalla diversa definizione di interruzione lunga: 8 ore anziché 4).

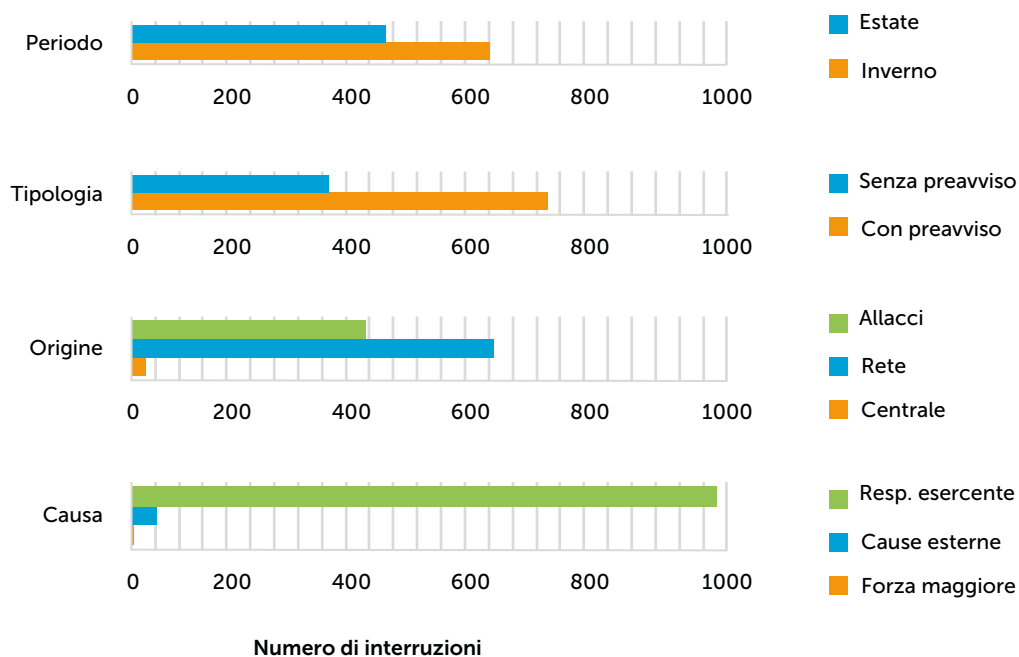
Per quanto concerne la tipologia, circa il 68% delle interruzioni è avvenuto con preavviso (oltre 2 su 3).

14 Definite dalla RQTT come eventi che producano effetti gravi e/o di vaste proporzioni per la sicurezza e/o per la continuità del servizio; inclusa l'interruzione senza preavviso di almeno il 20% degli utenti della rete, per almeno 24 ore.

15 Definiti dalla RQTT come dispersioni di fluido dagli impianti di distribuzione che provochino il decesso o lesioni gravi di persone o danni a cose quantificati in almeno 5.000 euro.

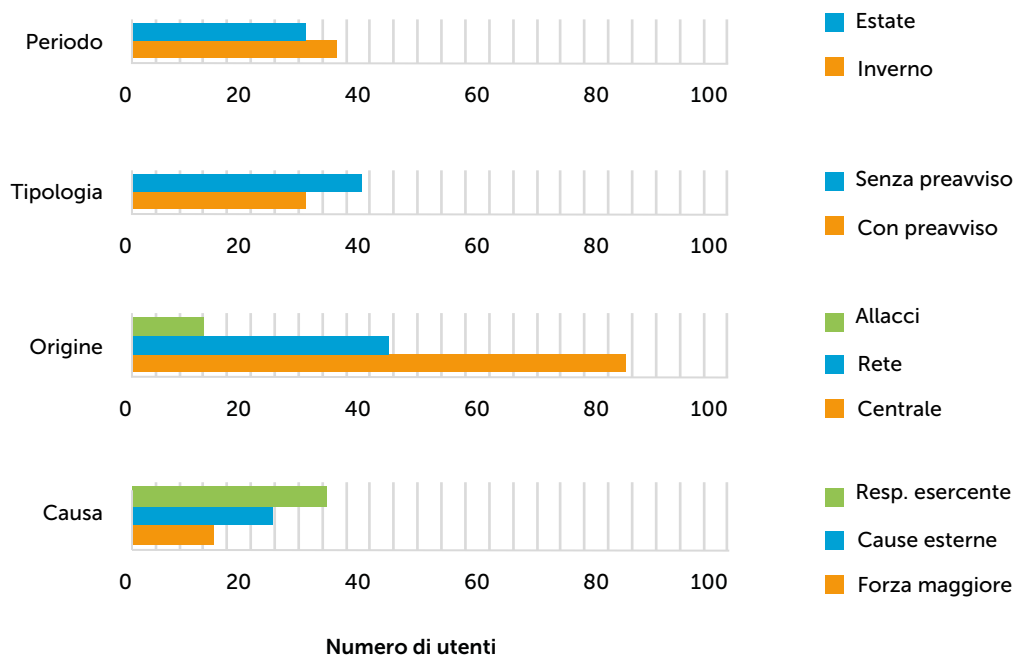
16 Il CTI è il Comitato termotecnico italiano energia e ambiente.

FIG. 4.17 Numero di interruzioni del servizio lunghe sulle reti registrate nel 2021, per tipologia

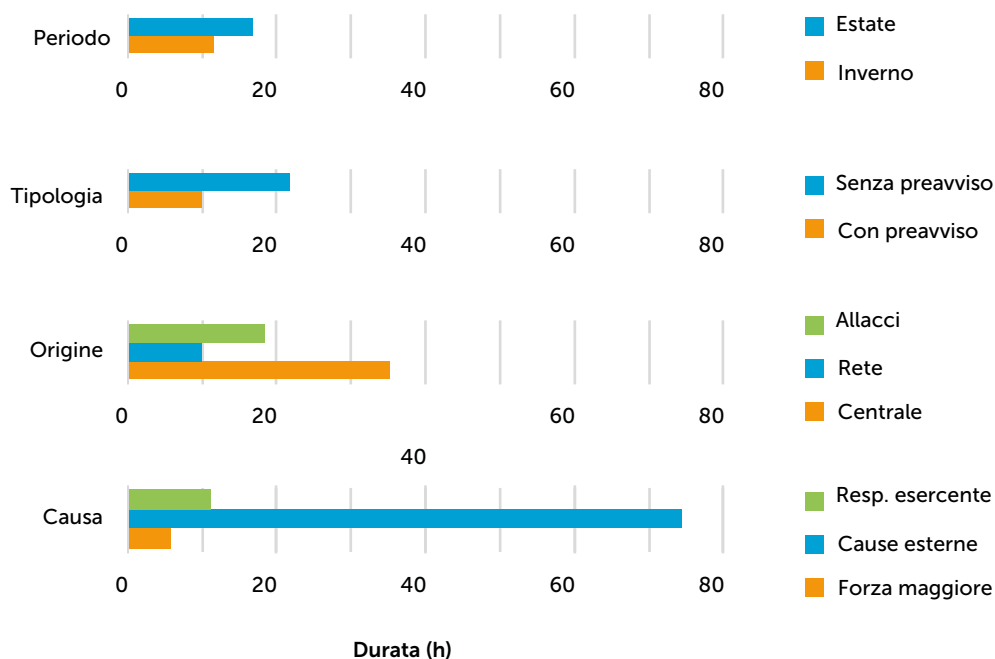


Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2021.

FIG. 4.18 Numero medio di utenti coinvolti nelle interruzioni lunghe nel 2021



Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2021.

FIG. 4.19 Durata media delle interruzioni lunghe registrate nel 2021, per tipologia

Fonte: ARERA, Raccolta dati sulla qualità tecnica nel 2021.

L'origine delle interruzioni è stata nel 38% dei casi sugli allacciamenti, nel 59% dei casi sulla rete e in meno del 3% dei casi sulle centrali di produzione. Le interruzioni originate negli allacciamenti hanno coinvolto, per ovvi motivi, molti meno utenti (in media 12, contro 43 sulla rete e 83 sulla centrale¹⁷); questa caratteristica risulta tuttavia compensata da una durata più lunga (18 ore, contro 10 sulla rete e 35 sulla centrale¹⁷).

In merito, infine, alla causa, emerge che quasi il 96% delle interruzioni è risultata legata a responsabilità dell'esercente, in quanto non dovuta a cause esterne (4%) o di forza maggiore (casi trascurabili, non visualizzabili nel grafico in figura 4.17). Le interruzioni per responsabilità dell'esercente hanno coinvolto in media un numero di utenti più elevato (33, contro 24 per le cause esterne e 14 per cause di forza maggiore) e una durata limitata (11 ore in media, contro 74 per le cause esterne e 6 per cause di forza maggiore).

Qualità commerciale del servizio

Il settore del telecalore, prima dell'entrata in vigore della Regolazione della qualità commerciale, presentava una scarsa diffusione delle Carte dei servizi e, più in generale, di standard orientati a disciplinare la qualità delle prestazioni rese dal gestore del servizio all'utente in quanto, a differenza degli altri settori regolati dall'Autorità, non era previsto uno schema generale di riferimento normativo in materia di Carte dei servizi, finalizzato a garantire standard minimi di qualità commerciale.

¹⁷ La durata media delle interruzioni in centrale, escludendo un singolo evento nel quale il riavvio dell'impianto ha richiesto addirittura un mese, scende a sole 7 ore (l'influenza sulla media di tale evento anomalo è elevato a causa di un numero limitato di interruzioni in centrale).

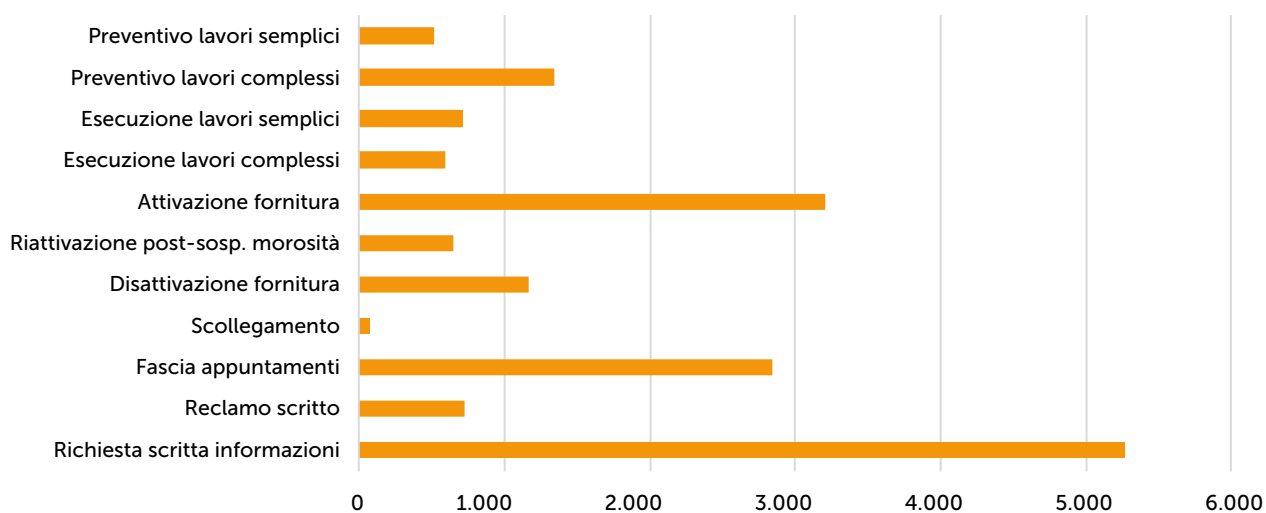
Con l'entrata in vigore della Regolazione, l'Autorità ha previsto specifici obblighi informativi in capo agli esercenti, al fine di monitorare la qualità del servizio e il rispetto degli standard minimi previsti. Le analisi riportate nel seguito del paragrafo, relative all'anno 2021, sono riferite a 175 operatori (30 di maggiori dimensioni, 88 di medie dimensioni e 57 micro-esercenti).

Numero di prestazioni

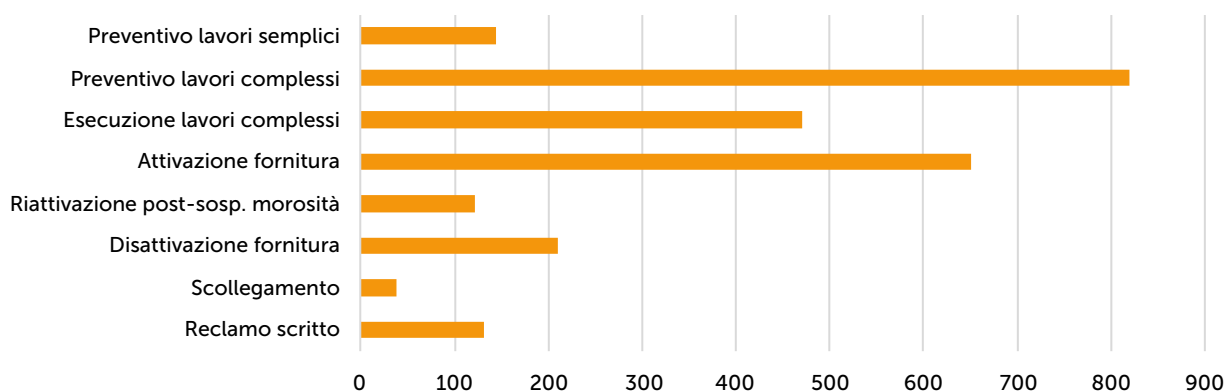
Per quanto riguarda gli esercenti di maggiori dimensioni, la figura 4.20 mostra che le prestazioni più richieste sono risultate ancora le richieste scritte di informazioni (più di 5.000), le attivazioni della fornitura e gli appuntamenti (per esempio, per l'esecuzione di prestazioni che richiedono la presenza dell'utente). Per contro, sono estremamente contenute le richieste di scollegamento dalla rete (appena 75).

La disciplina della RQCT richiede agli esercenti di medie dimensioni di comunicare informazioni relative a un set ridotto di prestazioni di qualità commerciale. Dalla figura 4.21 emerge, per ogni tipologia di prestazione, un numero di richieste notevolmente inferiore; il dato riflette, in primo luogo, ovviamente, il minore numero di utenti serviti da questo tipo di operatori (circa 1/3). Tra le prestazioni più frequenti emerge un numero consistente di attivazioni del servizio e di preventivi ed esecuzione di lavori complessi, questi ultimi, in proporzione, anche in numero più elevato rispetto agli operatori più grandi. Si evidenzia anche per questi operatori il numero molto limitato di scollegamenti (38).

FIG. 4.20 Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2021



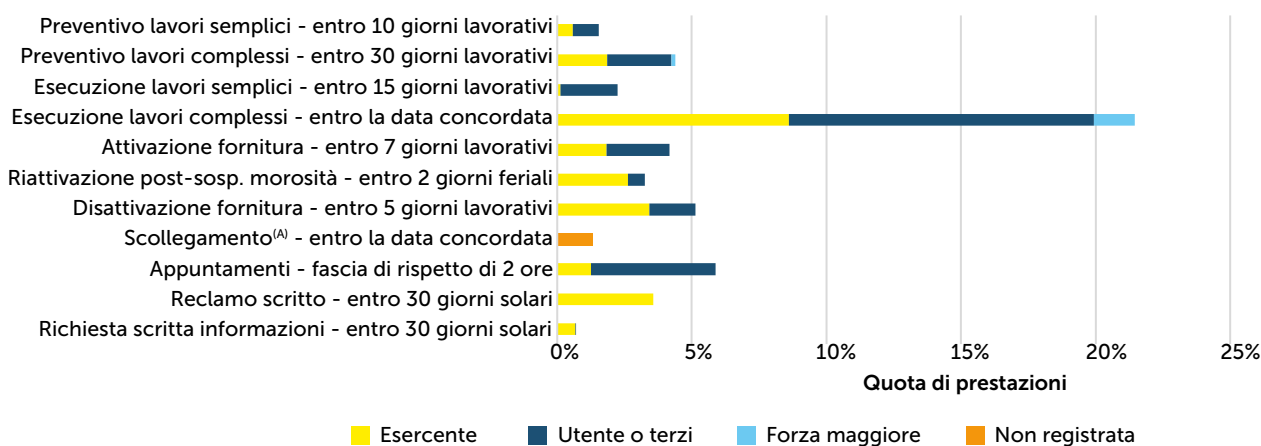
Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021.

FIG. 4.21 Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2021

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021.

Tempo di esecuzione delle prestazioni

Tra gli obblighi informativi all'Autorità, è richiesto agli operatori di comunicare annualmente informazioni sul rispetto degli standard previsti dalla RQCT¹⁸ e, nel caso di superamento dei termini, le relative motivazioni, suddivise tra causa di forza maggiore, causa dell'utente o di terzi e causa di responsabilità dell'esercente. L'analisi dei dati ha confermato che gli standard imposti dall'Autorità sono in genere rispettati.

FIG. 4.22 Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di maggiori dimensioni nel 2021

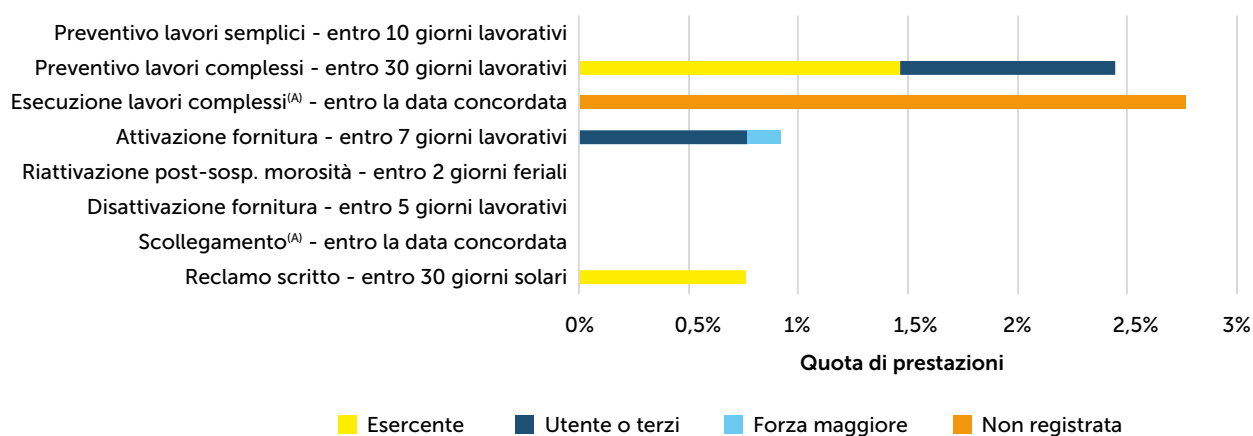
(A) Causa del mancato rispetto non richiesta (responsabilità dell'esercente non identificabile).

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021.

Per gli esercenti di maggiori dimensioni la percentuale di prestazioni eseguite oltre i tempi previsti per cause imputabili all'esercente (barra gialla nella figura 4.22) è in genere inferiore al 5%. Solamente nel caso di esecuzione di lavori complessi (attività che richiede spesso autorizzazioni e una serie di lavori, con annessa disponibilità di materiali) la quota di responsabilità dell'esercente per il mancato rispetto dello standard arriva quasi al 9% delle prestazioni richieste.

18 La RQCT è la regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2022-31 dicembre 2025, allegato A alla delibera 23 novembre 2021, 526/2021/R/tr.

FIG. 4.23 Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2021



(A) Causa del mancato rispetto non richiesta (responsabilità dell'esercente non identificabile).

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2021.

Anche nel caso degli esercenti di medie dimensione (Fig. 4.23) non emergono particolari criticità. Il mancato rispetto degli standard per cause imputabili all'esercente non ha superato in nessun caso il 2% delle prestazioni erogate.

Misura dell'energia termica

Nell'ambito di una specifica raccolta dati sull'attività di misura, finalizzata al monitoraggio della qualità del servizio in attesa della piena applicazione della relativa disciplina regolatoria (gli obblighi di comunicazione del TIMT¹⁹ si applicano a partire dal 2023), è stato chiesto agli operatori di comunicare alcune informazioni sulle caratteristiche del parco misuratori installati presso gli utenti e sulle prestazioni di qualità commerciale eseguite sugli stessi misuratori.

I dati utilizzati nel presente paragrafo si riferiscono a un campione di 84 operatori per un totale di 179 reti e oltre 112.000 contatori di fornitura dell'energia termica agli utenti.

Caratteristiche del parco misuratori

Le soluzioni tecniche e gestionali adottate dai diversi operatori per la gestione del servizio di misura risultano in genere abbastanza eterogenee. Come mostra la figura 4.24 i misuratori, nella maggioranza dei casi (circa il 65%), sono collocati a monte dello scambiatore di calore, ma è comunque presente un numero significativo di casi in cui il misuratore (33%) è installato sul circuito dell'impianto termico d'utenza (lato "secondario")²⁰.

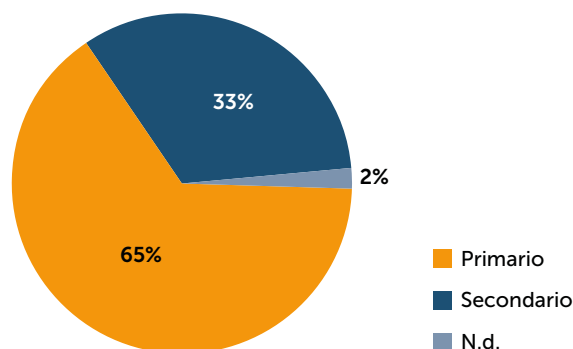
19 Il TIMT è il Testo integrato di regolazione della misura nei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2022-31 dicembre 2024, allegato A alla delibera 17 novembre 2020, 478/2020/R/tr.

20 La casistica è applicabile alla tipica fornitura di energia termica tramite telecalore "indiretta" (attraverso scambiatori di calore). Si precisa che nei (limitati) casi di fornitura "diretta" di energia all'utente con il fluido termovettore di rete la distinzione tra misuratore posto al primario o al secondario non è applicabile (vi è un unico circuito idraulico).

Se si considera l'età degli apparecchi, il parco misuratori risulta essere piuttosto moderno, con oltre il 60% delle reti dove la loro età media non supera i 6 anni (Fig. 4.25). La bassa età media del parco misuratori dovrebbe ridurre il rischio di malfunzionamento degli apparecchi, con positive ricadute sulla qualità del servizio di misura.

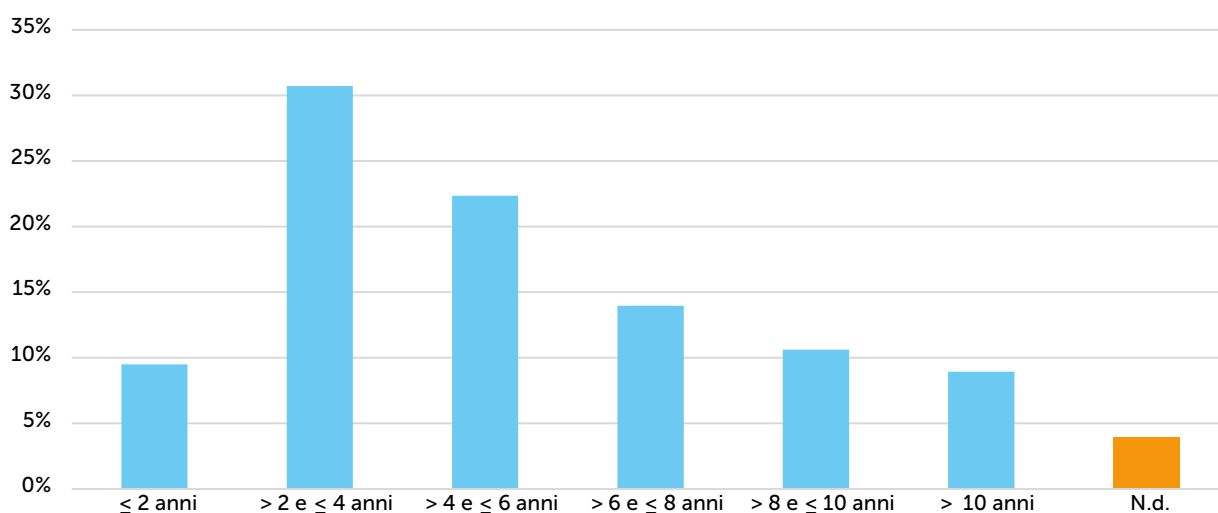
La giovane età media dei misuratori si accompagna anche a una elevata incidenza di apparecchi conformi ai requisiti della direttiva MID²¹ (pari a circa il 90% del totale nell'anno 2021). La direttiva prevede, tra l'altro, il rispetto di precise caratteristiche costruttive per garantire la precisione degli strumenti e la corretta registrazione del dato di misura.

FIG. 4.24 Posizione di installazione dei contatori di fornitura dell'energia termica agli utenti nel 2021



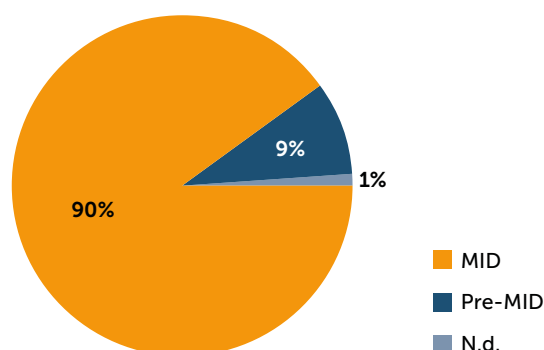
Fonte: ARERA, Raccolta dati di misura nel 2021.

FIG. 4.25 Posizione di installazione dei contatori di fornitura dell'energia termica agli utenti nel 2021



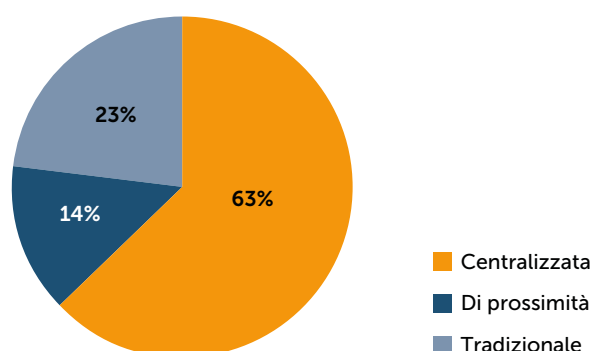
Fonte: ARERA, Raccolta dati di misura nel 2021.

²¹ In Italia è stato il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22 a garantire il primo recepimento della direttiva 2004/22/CE (MID – *Measuring Instruments Directive*), cui sono seguiti successivi aggiornamenti e integrazioni.

FIG. 4.26 Diffusione della marcatura MID (CE-M) sui misuratori del telecalore nel 2021

Fonte: ARERA, Raccolta dati di misura nel 2021.

Altrettanto significativa è la diffusione di misuratori leggibili da remoto, nel 2021 pari al 77% del totale. Tra i misuratori teleletti, il 63% permette una lettura centralizzata (senza la necessità dell'uscita degli addetti) mentre la quota rimanente usa la lettura di prossimità (sistemi *walk by* o *drive by*).

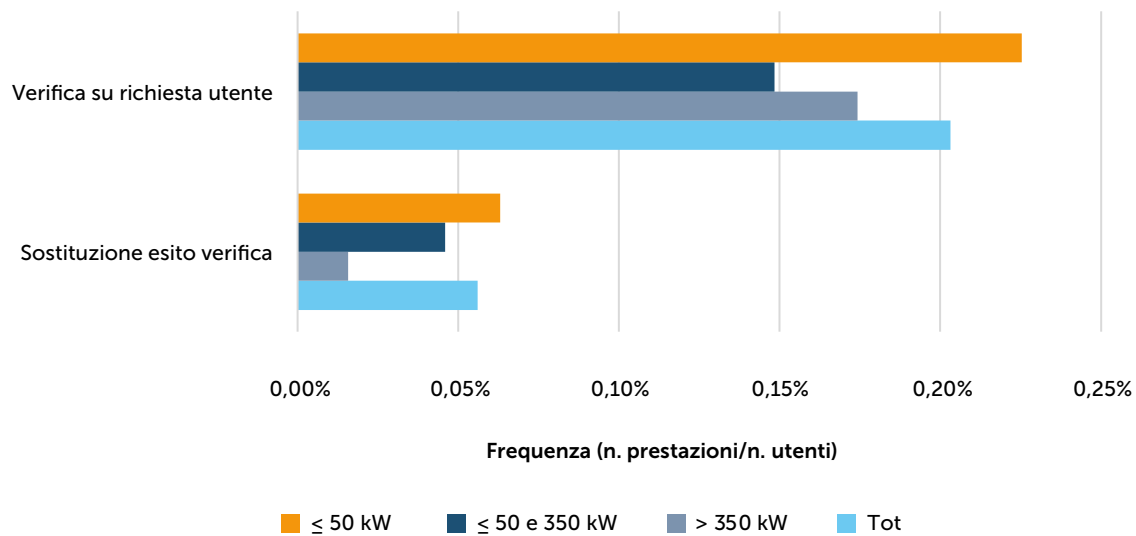
FIG. 4.27 Metodo di lettura dei misuratori del telecalore nel 2021

Fonte: ARERA, Raccolta dati di misura nel 2021.

In materia di telelettura, si precisa che l'Autorità, con l'ultimo aggiornamento del TIMT, ha previsto l'obbligo di installazione, dal 1° luglio 2023, di soli misuratori teleletti.

Verifica dei misuratori

Nella figura 4.28 è indicato il rapporto, per ciascuna tipologia di utenza, tra le richieste di verifica/sostituzione dei misuratori e il numero complessivo degli utenti.

FIG. 4.28 *Frequenza delle verifiche e delle sostituzioni dei misuratori per tipologia di utente nel 2021*

Fonte: ARERA, Raccolta dati di misura nel 2021.

L'incidenza delle richieste di verifica del misuratore risulta relativamente contenuta (in media appena lo 0,2% degli utenti in un anno). Ancora minore è l'incidenza dei casi in cui il misuratore è risultato guasto o malfunzionante (evento che riguarda poco più dello 0,05% degli utenti in un anno).



CAPITOLO

5



**STATO DEI SERVIZI
IDRICI**

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica

A partire dall'anno 2018, l'Autorità ha introdotto una specifica regolazione in materia di qualità tecnica del servizio idrico integrato (SII)¹ con l'intento di promuovere un continuo miglioramento della qualità del servizio erogato alle utenze del servizio idrico integrato. Per ottenere tale risultato, il modello introdotto prevede, da un lato, la corresponsione di indennizzi automatici agli utenti finali che subiscono un disservizio in termini di continuità del servizio di acquedotto – misurato sulla base di tre indicatori ai quali sono associati standard specifici² –, dall'altro, l'erogazione di premi o penali alle gestioni in funzione del conseguimento o meno degli obiettivi fissati per alcuni indicatori ai quali sono associati standard generali di qualità, denominati "macro-indicatori"³.

L'accesso al citato meccanismo "premi-penalità" è subordinato al preliminare raggiungimento di alcuni requisiti di base, denominati "prerequisiti", che attengono ai seguenti profili: i) disponibilità e affidabilità dei dati comunicati, in particolare di quelli relativi alla misura; ii) conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita; iii) conformità alla normativa sulla gestione delle acque reflue. In caso di mancato conseguimento di tali requisiti, è previsto che gli Enti di governo dell'ambito, d'intesa con i rispettivi gestori, formulino all'Autorità una specifica istanza che identifichi gli impegni assunti e le tempistiche necessarie per il raggiungimento dei medesimi requisiti.

Il modello di regolazione prevede che ciascun macro-indicatore di qualità tecnica sia affiancato da uno o più indicatori cosiddetti "semplici", che svolgono una funzione di supporto nelle valutazioni delle *performance* di qualità conseguite da ciascuna gestione, e istituisce precisi obblighi di registrazione e di rendicontazione di tutte le grandezze necessarie.

Dalla data di avvio della regolazione della qualità tecnica sono state svolte due specifiche rilevazioni dedicate alla raccolta dei principali dati sugli aspetti infrastrutturali e sulla qualità tecnica del servizio idrico integrato. La più recente si è conclusa in data 30 aprile 2022 e ha avuto ad oggetto la raccolta dei dati tecnici consuntivi relativi agli anni 2020 e 2021, come prospettato dalla delibera 15 marzo 2022, 107/2022/R/idr. Allo stato attuale, sono in corso le attività istruttorie da parte degli uffici dell'Autorità volte a portare a conclusione il secondo ciclo di applicazione del meccanismo incentivante, che prevede l'attribuzione dei premi e delle penalità a ciascuna gestione sulla base delle *performance* conseguite cumulativamente al termine dell'anno 2021⁴.

Una prima elaborazione sullo stato del servizio relativo all'anno 2021 è stata mostrata nel Volume 1 della *Relazione Annuale 2021*. Nel presente contributo, si intende rappresentare un ulteriore approfondimento sugli aspetti tecnici e infrastrutturali prendendo come riferimento i più recenti dati a disposizione, risalenti, come sopra specificato, al 2021, in una veste aggiornata rispetto a quanto già emerso nella scorsa *Relazione Annuale*,

1 Delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, recante "Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (ROTI)".

2 I tre indicatori considerano: i) la durata massima della singola sospensione programmata, che non deve essere superiore alle 24 ore (standard specifico S1); ii) il tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile, che non deve eccedere le 48 ore (standard specifico S2); iii) il tempo minimo di preavviso per interventi che comportano la sospensione della fornitura, che non deve essere inferiore alle 48 ore (standard specifico S3).

3 Nello specifico, sono stati introdotti tre macro-indicatori per valutare aspetti attinenti al servizio di acquedotto (macro-indicatori M1, M2 e M3), un macro-indicatore relativo al servizio di fognatura (macro-indicatore M4) e due indicatori associati al servizio di depurazione delle acque reflue (macro-indicatori M5 e M6).

4 Gli esiti del primo ciclo di applicazione del meccanismo incentivante (riferito agli anni 2018 e 2019) sono pubblicati nella delibera 26 aprile 2022, 183/2022/R/idr, e sono illustrati nel Volume 1 della *Relazione Annuale 2021*.

dal momento che il campione di analisi è stato ulteriormente ampliato con il contributo di alcuni gestori che hanno trasmesso i propri dati al di fuori della finestra temporale fissata. Tali dati sono posti a confronto con i dati raccolti nelle fasi di avvio del procedimento che ha condotto alla pubblicazione della RQTI, nello specifico con i dati relativi all'anno 2016 (cosiddetto "anno base") e, in talune specifiche residuali condizioni, al 2017.

Come già rilevato nella scorsa *Relazione Annuale*, sembra emergere un avanzamento nel processo di miglioramento complessivo per gli indicatori di qualità tecnica individuati dall'Autorità e una lieve ma stabile crescita del numero di gestori per i quali viene svolta periodicamente dagli Enti di governo dell'ambito la ricognizione dei dati infrastrutturali e di qualità, anche con riferimento alle gestioni localizzate nell'area geografica del Sud e delle Isole.

L'analisi si completa, infine, di un approfondimento specifico sugli interventi pianificati per conseguire gli obiettivi di qualità tecnica definiti per il quadriennio 2020-2023, individuati sulla base delle criticità rilevate sul territorio, volti a consolidare il percorso di miglioramento che il settore sembra avere intrapreso, e sugli effetti delle politiche nazionali e comunitarie a sostegno della promozione degli investimenti nel servizio idrico integrato.

Servizio di acquedotto

Come più sopra anticipato, al fine del monitoraggio della qualità del servizio di acquedotto, la regolazione della qualità tecnica individua i seguenti macro-indicatori:

- il macro-indicatore "M1 – Perdite idriche", introdotto con lo scopo di perseguire il principio euro-unitario della *water conservation*;
- il macro-indicatore "M2 – Interruzioni del servizio", cui è associato l'obiettivo di mantenimento della continuità nell'erogazione del servizio all'utenza;
- il macro-indicatore "M3 – Qualità dell'acqua erogata", volto a garantire la tutela delle utenze dal punto di vista delle caratteristiche qualitative della risorsa idropotabile.

Sono inoltre individuati tre prerequisiti, che rappresentano i requisiti minimi per l'accesso al meccanismo incentivante della RQTI, relativi a:

- la disponibilità e l'affidabilità dei dati di misura, al fine di garantire una adeguata attendibilità dei dati utili al calcolo del macro-indicatore M1;
- la conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita agli utenti, secondo quanto previsto dal decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31 e s.m.i., in relazione al macro-indicatore M3;
- la disponibilità e l'affidabilità dei dati di qualità tecnica, la cui verifica è posta in capo ai competenti Enti di governo dell'ambito, con lo scopo di assicurare una adeguata attendibilità dei dati che rientrano nel calcolo di ciascuno dei citati macro-indicatori.

In relazione alla continuità del servizio erogato, la RQTI individua, inoltre, tre indicatori ai quali sono associati opportuni standard specifici, con la previsione di assegnare indennizzi automatici alle utenze che si trovino nella condizione di un mancato rispetto dei medesimi da parte del gestore.

Nel seguito saranno mostrate le principali evidenze emerse con riferimento ai dati relativi agli indicatori sopra menzionati.

Perdite idriche

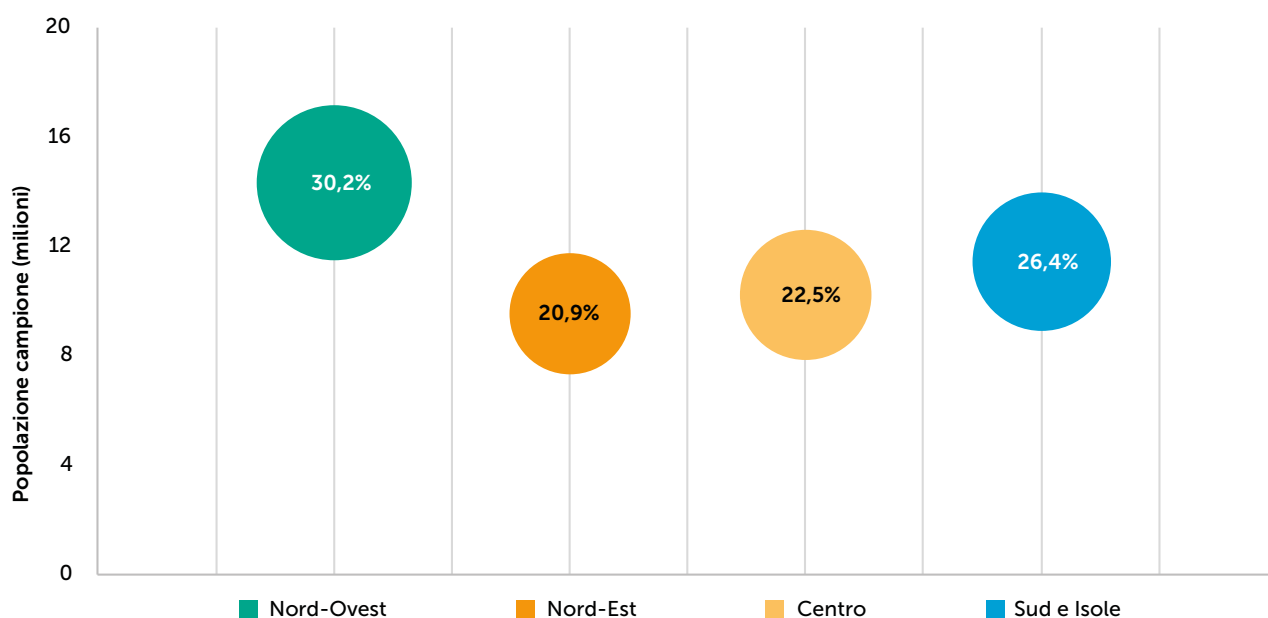
Nella regolazione della qualità tecnica introdotta dall’Autorità, le perdite idriche vengono misurate sulla base di due indicatori “semplici” che compongono il citato macro-indicatore M1, così definiti:

- M1a – “Perdite idriche lineari”, ottenuto dal rapporto tra il volume medio giornaliero delle perdite idriche totali e la lunghezza complessiva della rete di acquedotto nell’anno considerato⁵;
- M1b – “Perdite idriche percentuali”, definito come il rapporto tra il volume delle perdite idriche totali e il volume complessivo in ingresso nel sistema di acquedotto.

In funzione dei valori assunti dai citati indicatori è possibile quantificare il livello di perdita idrica attribuibile al territorio gestito (anche in termini di classi di appartenenza) e, al contempo, individuare l’obiettivo di contenimento delle perdite (ovvero di mantenimento di bassi tenori di perdite, per le gestioni già performanti).

Le analisi mostrate nel seguito riguardano un campione composto da 163 gestioni che servono circa 49,0 milioni di abitanti, con una copertura pari all’84,6% della popolazione residente italiana e una distribuzione tra le diverse aree geografiche come illustrato nella figura 5.1: il 30,2% della popolazione rappresentata è servita da gestioni che operano nel Nord-Ovest; il 20,9% e il 22,5% è rappresentata da gestioni operanti rispettivamente nelle regioni del Nord-Est e nel Centro; il 26,4% nell’area Sud e Isole. Si precisa che il campione non include i gestori che svolgono il solo servizio di captazione, trattamento e/o adduzione (c.d. gestori grossisti), in analogia con l’impostazione adottata nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

FIG. 5.1 Macro-indicatore M1 – Perdite idriche: distribuzione della popolazione del campione per area geografica



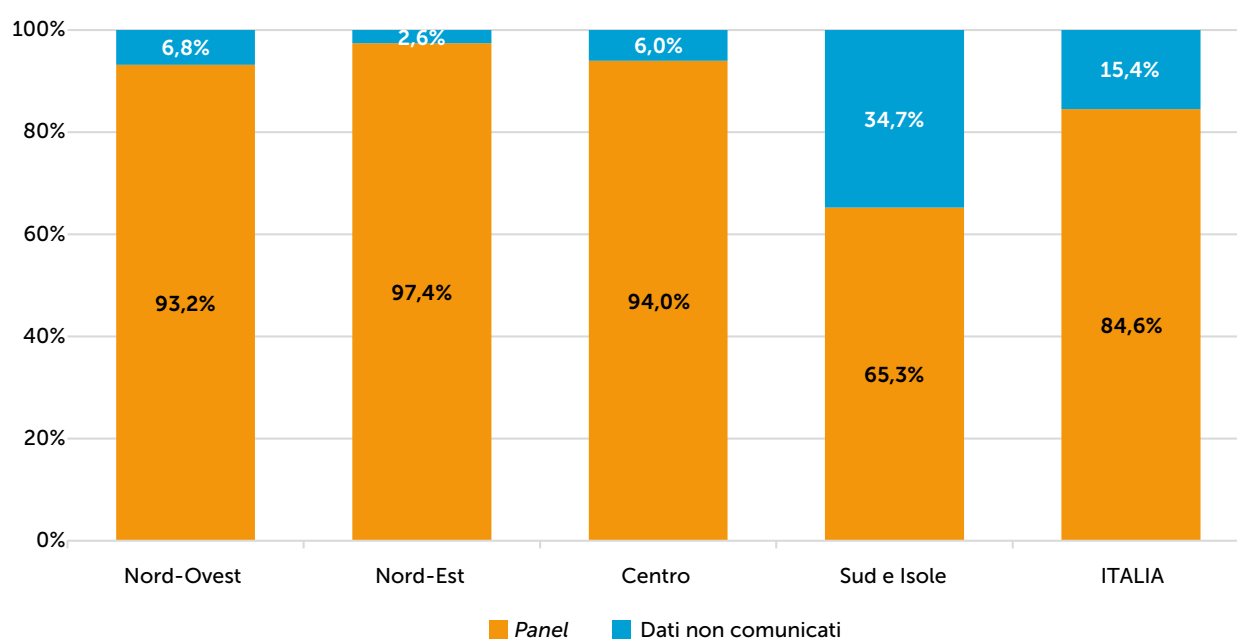
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta “Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)” (delibera 107/2022/R/idr).

⁵ Si rammenta che, con la delibera 30 dicembre 2021, 639/2021/R/idr, la formula di determinazione dell’indicatore M1a è stata modificata al fine di ottemperare alla pronuncia del Consiglio di Stato n. 2672/2021, introducendo – all’interno della lunghezza complessiva della rete – anche l’estensione lineare delle condotte di allaccio. Al contempo, sono state riformulate le classi di appartenenza del macro-indicatore M1 – “Perdite idriche” per la definizione del pertinente obiettivo. Alla luce di ciò, i valori relativi all’M1a sono stati rideterminati, con effetto retroattivo anche sui dati precedentemente comunicati, a partire dall’anno 2016, che costituisce il punto di partenza stabilito dall’RQTI.

Rispetto al campione considerato nell'ambito della precedente *Relazione Annuale*, si nota un lieve incremento, all'interno del campione, delle gestioni operanti nell'area Sud e Isole.

Il campione analizzato (Fig. 5.2), in analogia con quanto già osservato nella precedente *Relazione Annuale*, risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori che si attesta intorno a valori compresi tra il 93% e il 97% della popolazione ivi residente), mentre raggiunge il 65% per l'area comprensiva del Sud e delle Isole, in costante aumento rispetto ai dati disponibili per le precedenti ricognizioni. Le regioni con il minore grado di ottemperanza alla raccolta dati in argomento sono la Calabria, il Molise e la Sicilia.

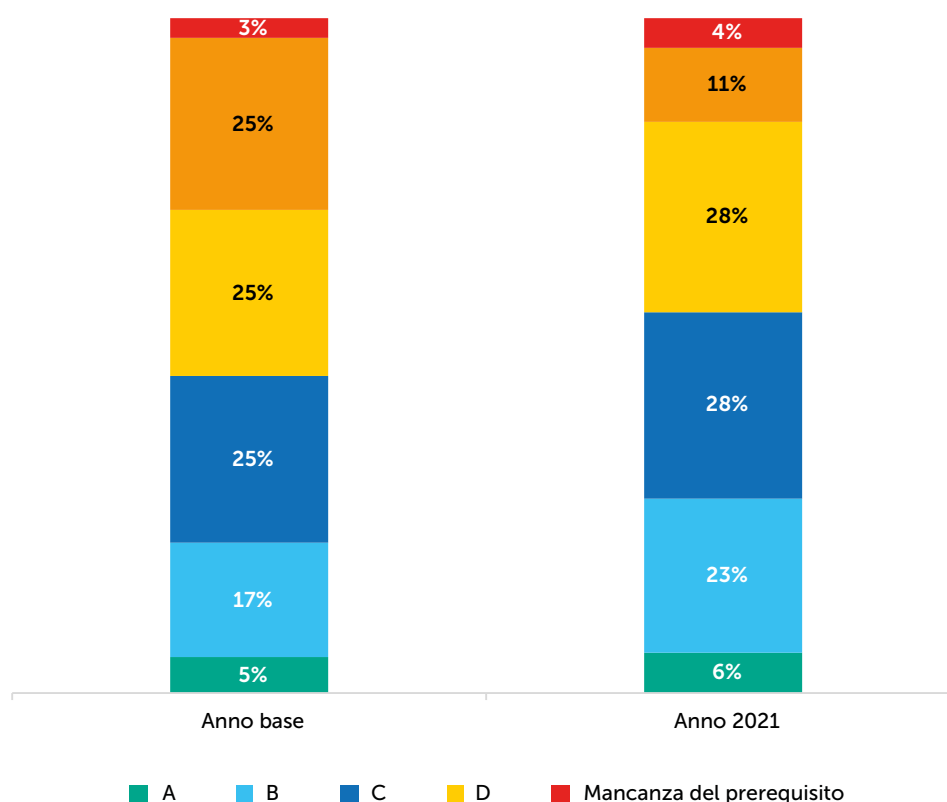
FIG. 5.2 Macro-indicatore M1: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/ldr).

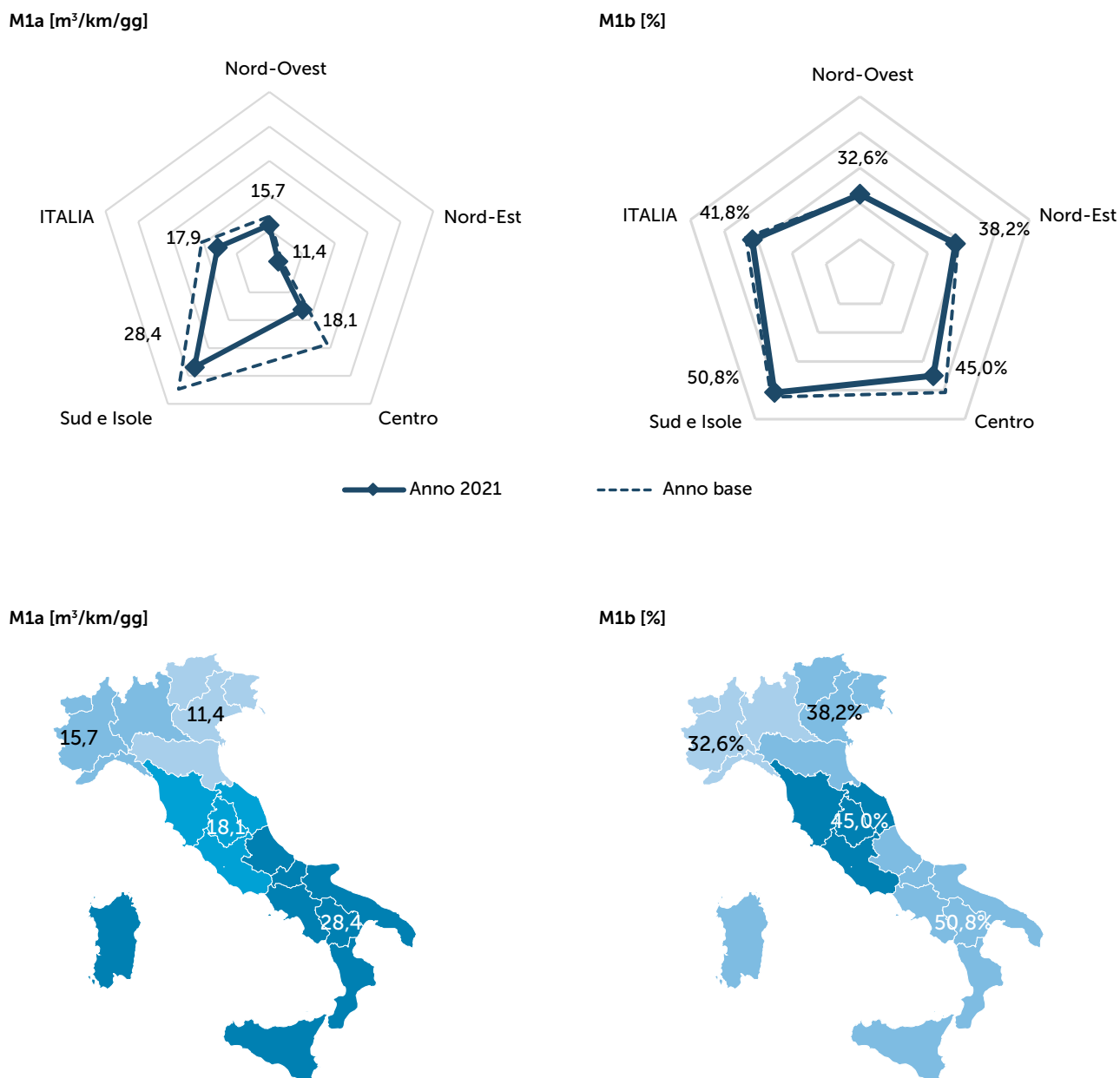
Rispetto alla rilevazione condotta con riferimento all'anno base, si registra un significativo miglioramento, confermando il *trend* di costante avanzamento dei progressi in termini di riduzione delle perdite idriche: la popolazione servita da gestori che si collocano nella classe di eccellenza (classe A) oppure nella classe B, infatti, mostra un incremento a fronte di una contrazione delle gestioni che si posizionano nella classe peggiore (classe E). Si evidenzia, infine, un lieve incremento della popolazione il cui servizio è gestito da soggetti che presentano il mancato conseguimento dei prerequisiti relativi alla disponibilità e affidabilità dei dati (4% della popolazione servita), riconducibile alla presenza – nel nuovo *panel* di riferimento – di alcuni operatori caratterizzati da carenze in tal senso.

FIG. 5.3 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

A livello nazionale, per il campione analizzato, le perdite idriche lineari sono risultate mediamente pari a 17,9 m³/(km x gg) e le perdite percentuali mediamente pari al 41,8%, mostrando una lieve flessione rispetto ai dati registrati nell'anno base (anno in cui sono stati mediamente rilevati valori rispettivamente pari a 20,3 m³/(km x gg) – a valle delle modifiche apportate alla formula di calcolo dell'indicatore M1a – e al 43,7%). Per il macro-indicatore in analisi, si osserva una lenta ma costante riduzione dei livelli di perdita idrica. I ritardi nel conseguimento di apprezzabili miglioramenti in questo ambito, come già rilevato nella precedente *Relazione Annuale*, potrebbero essere riconducibili con buona probabilità alla sospensione delle attività svolte nei cantieri nel periodo compreso tra il 2020 e il 2021 a causa della pandemia da Covid-19, che ha impedito la realizzazione di parte degli interventi previsti (Fig. 5.4), oltre alla già menzionata circostanza di avere inserito nel campione nuove gestioni con criticità specifiche.

FIG. 5.4 Valori medi di M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali, per area geografica


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT) 2022" (delibera 107/2022/R/idr).

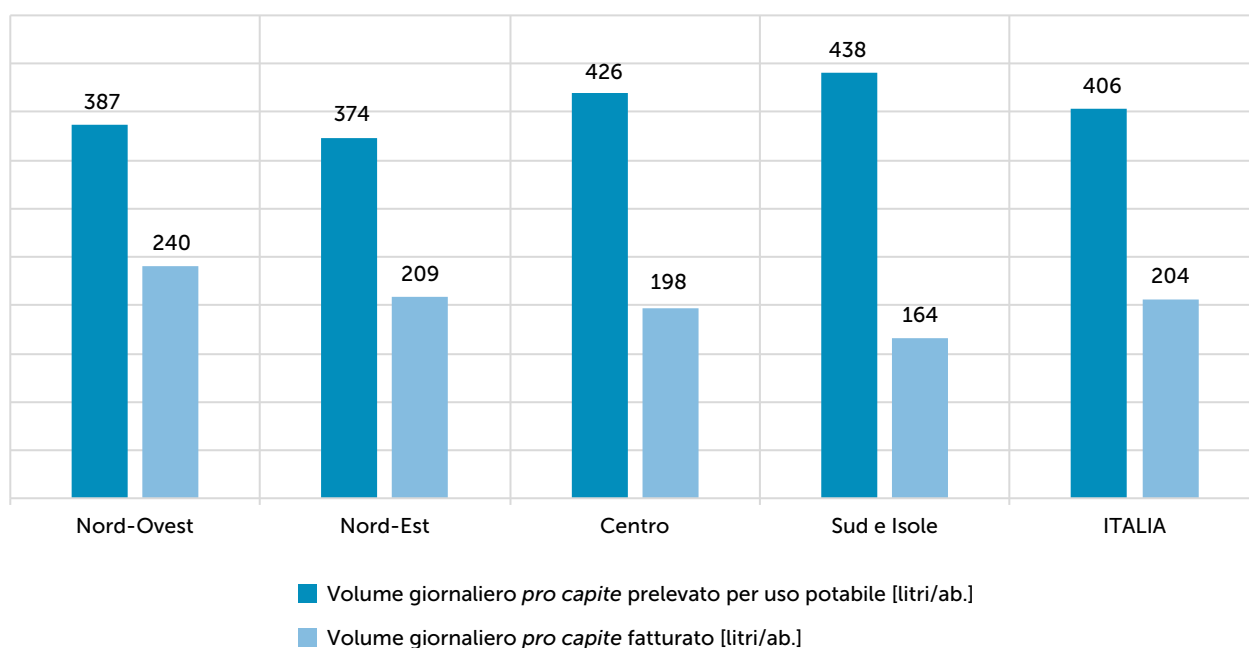
In merito ai valori medi registrati dai due indicatori semplici nelle differenti aree geografiche del Paese, si osserva tuttora il fenomeno del *Water Service Divide*, già segnalato nelle precedenti rilevazioni, con dati che mostrano un peggioramento via via crescente passando dalle aree localizzate al Centro-Nord del Paese a quelle situate nel Centro-Sud e nelle Isole.

Come mostrato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, il dato medio nazionale relativo al volume *pro capite* prelevato a uso potabile⁶ si attesta su valori superiori a 400 litri/(ab x gg), a fronte di un volume medio fatturato

6 Volumi in ingresso nei sistemi di acquedotto, inclusi quelli destinati a tipologie d'utenza diverse dal domestico, prelevati direttamente dall'ambiente o importati da altri soggetti. Nell'analisi non sono stati inclusi i gestori che si occupano del solo trasporto della risorsa.

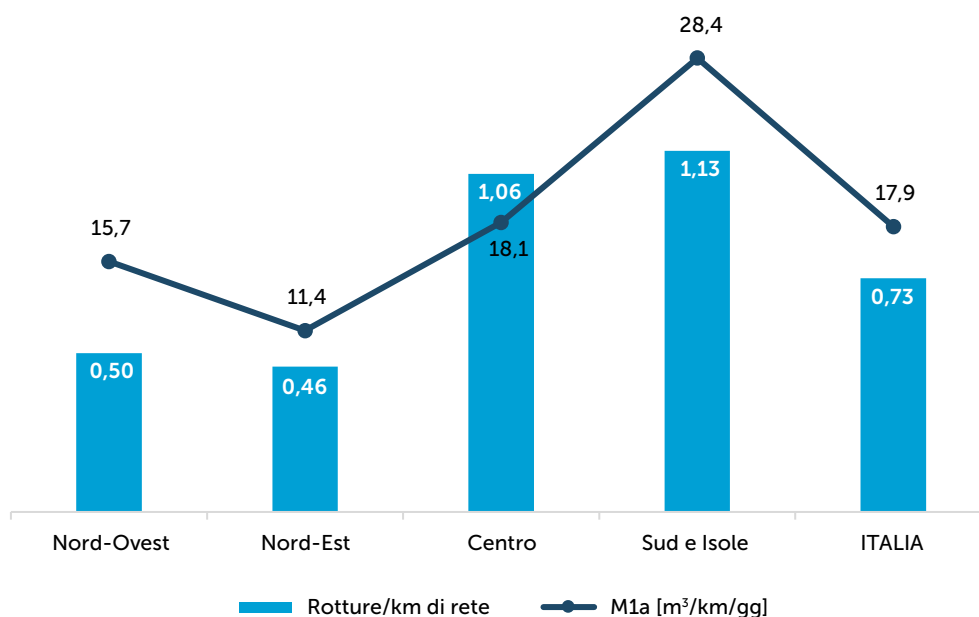
alle utenze di circa 200 litri/(ab x gg), con un *gap* via via crescente passando dai gestori del Nord, ai gestori del Centro, ai gestori del Sud e Isole (Fig. 5.5). Occorre comunque specificare che la quota di consumo non fatturato non corrisponde per intero alle perdite idriche, dal momento che comprende anche i consumi autorizzati (per esempio, lavaggi di reti, se misurati) non fatturati.

FIG. 5.5 Volumi medi giornalieri pro capite prelevati e fatturati



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

A livello nazionale, è stato registrato un numero medio di rotture pari a 0,73/km di rete, sostanzialmente in linea con il dato medio rilevato con la precedente ricognizione, pur in presenza delle già riferite differenze rinvenibili a livello locale, evidenziando inoltre una correlazione positiva tra i valori medi rilevati per l'indicatore M1a e il numero di rotture per lunghezza di rete (Fig. 5.6).

FIG. 5.6 Numero di rotture per km di rete, confronto con M1a – Perdite idriche lineari, per area geografica

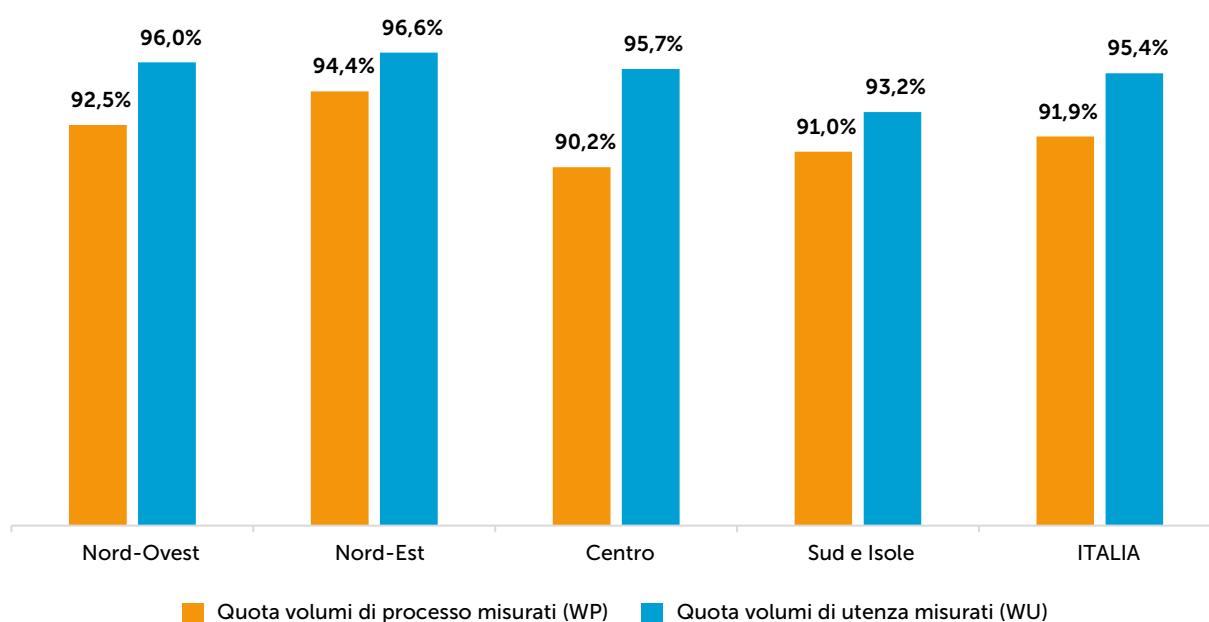
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Misura di processo e di utenza

La regolazione della qualità tecnica prevede che l'attendibilità e l'affidabilità dei dati impiegati per la determinazione del macro-indicatore M1 – Perdite idriche siano verificate, per ciascuna gestione, mediante l'adozione di uno specifico prerequisito. In particolare, determinati i principali volumi circolanti nelle reti, negli impianti e consegnati alle utenze – da utilizzarsi per la definizione del bilancio idrico della gestione –, occorre individuare il livello di misurazione dei medesimi e porre a confronto le *performance* di misura ottenute con le soglie stabilite dalla regolazione⁷. Nel caso di mancato raggiungimento di tali soglie, il prerequisito sui dati di misura non risulta soddisfatto e il macro-indicatore M1 è considerato temporaneamente al di fuori del meccanismo di premi e penalità introdotto dall'RQTI, previa motivata istanza avanzata dall'Ente di governo dell'ambito.

Con riferimento all'anno 2021, si sono registrati elevati tassi di misurazione dei volumi, con riferimento sia alla misura di processo che alla misura di utenza, essendo stati conseguiti livelli medi nazionali pari rispettivamente a 91,9% e 95,4% (Fig. 5.7). Le gestioni che non hanno raggiunto una o entrambe le soglie minime previste per il citato prerequisito sui dati di misura sono state complessivamente quindici. Il confronto con i dati relativi all'anno base sui medesimi indicatori mostra un incremento medio nazionale della quota di volumi di processo misurati (WP) del 2% e, al contrario, una riduzione – seppure lieve – della quota di volumi di utenza misurati (WU) dello 0,6%. Il dato in controtendenza registrato in relazione al parametro WU potrebbe essere riconducibile alle difficoltà di lettura diretta dei misuratori parzialmente o non accessibili, durante il periodo della pandemia da Covid-19, come segnalato in più occasioni dagli operatori preposti a tali attività.

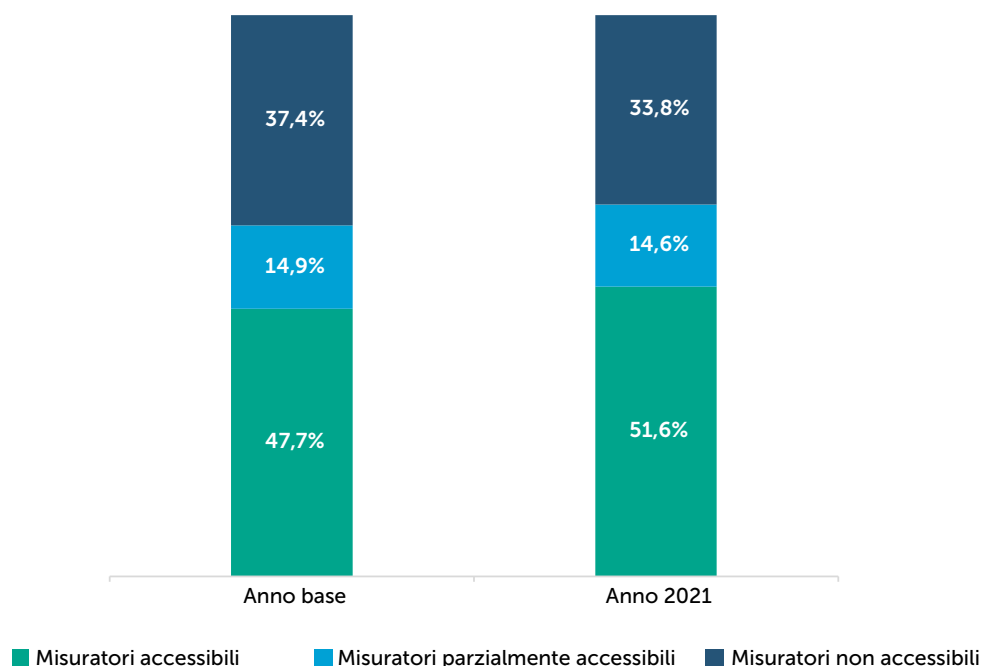
⁷ Tale prerequisito prevede che almeno il 70% dei volumi di processo totali sia oggetto di misurazione e che almeno il 90% dei volumi di utenza totali derivi dalla lettura di un misuratore installato presso l'utenza. Si rammenta che, come definito nell'allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 218/2016/R/idr, recante "Regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato a livello nazionale" (TIMSII), i volumi di processo sono costituiti dai principali volumi circolanti nelle reti e negli impianti, includendo i volumi scambiati con altri gestori, mentre i volumi di utenza si riferiscono ai volumi consegnati alle utenze finali.

FIG. 5.7 Quota di volumi di processo e di utenza misurati sui volumi totali per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT) 2022" (delibera 107/2022/R/ldr).

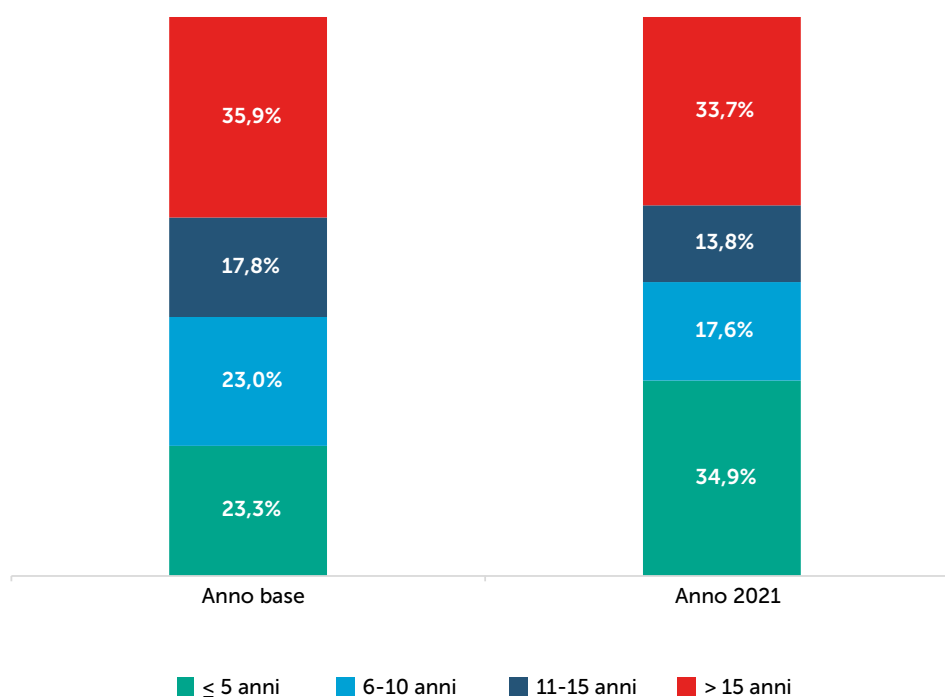
In relazione alla diffusione dei misuratori presso le utenze finali, pur avendo già indicato nelle precedenti *Relazioni Annuali* livelli molto buoni di installazione, per l'anno 2021 si registra un ulteriore lieve incremento, tale da portare il tasso di utenze dotate di misuratore dal 98,1% (valore registrato per l'anno base) al 98,9%. Rispetto all'anno 2016, si registra inoltre un incremento nel tasso di utenze dotate di misuratori accessibili agli operatori, come mostrato nella figura 5.8, anche se questo aspetto non è stato sufficientemente esteso da bilanciare il sopra citato calo di misurazione dei volumi di utenza rilevato con riferimento ai medesimi anni. L'incremento nei tassi di accessibilità ai misuratori d'utenza da parte degli operatori potrebbe essere riconducibile, tra l'altro, agli interventi di sostituzione massiva dei contatori che già da qualche anno sono stati pianificati e posti in essere in vaste aree del territorio, in ottemperanza ai dettami del decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2017, n. 93⁸, relativo ai controlli sugli strumenti di misura. Tali attività costituiscono un'occasione per l'installazione anche di misuratori di tipo *smart* oppure di modifica delle allocazioni degli strumenti tradizionali in posizioni maggiormente favorevoli alle operazioni di lettura esterne.

8 In particolare, il decreto ministeriale n. 93/2017 stabilisce una periodicità della verifica degli strumenti di misura dell'acqua pari a 10 anni in caso di misuratori meccanici e a 13 anni per quelli statici, prevedendo, altresì, che tali obblighi possano essere derogati nell'ambito dei provvedimenti di regolazione adottati dall'Autorità "anche in funzione di eventuali piani di miglioramento dei servizi di misura con sostituzione degli strumenti di misura esistenti e per coordinare i conseguenti adempimenti, evitare oneri sproporzionati per gli operatori e riflessi negativi sui livelli dei prezzi".

FIG. 5.8 *Suddivisione delle utenze in funzione del grado di accessibilità ai misuratori*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Coerentemente con le ultime rilevazioni svolte, l'età media del parco misuratori d'utenza risulta in diminuzione, tenuto conto dei numerosi investimenti posti in essere in tale ambito. Nella successiva figura 5.9, è mostrata la ripartizione dei misuratori d'utenza per classi di età, con riferimento all'anno base e all'anno di più recente rilevazione: dall'analisi dei dati si nota un incremento del numero di misuratori con età fino a 5 anni (che da circa il 23% è aumentata a circa il 35%) e una contestuale contrazione della classe costituita da misuratori più vecchi di 15 anni.

FIG. 5.9 *Suddivisione del numero di misuratori d'utenza per classi d'età*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

In tema di misura, è vigente dall'anno 2016 una regolazione specifica introdotta con la delibera 218/2016/R/idr, recante "Regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato a livello nazionale" (TIMSII). Al termine del 2021 l'Autorità ha concluso l'attività di aggiornamento e revisione del quadro regolatorio in materia, con la pubblicazione della delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr. Tra le novità introdotte, si richiama l'introduzione di alcuni nuovi indicatori da affiancare al macro-indicatore M1 nell'ambito delle valutazioni di *performance* oppure per scopi di monitoraggio, in sostituzione del precedente indicatore semplice G1.1 – "Quota di volumi misurati sui totali". Più nello specifico, sono stati introdotti i seguenti indicatori prestazionali, da utilizzarsi per la valutazione di affidabilità dei valori di M1:

- G1.1_{ut} definito come il rapporto tra i volumi consumati dagli utenti finali per i quali esiste un numero di letture validate pari a 2 per gli utenti finali con consumi medi annui fino a 3.000 m³ (ovvero pari a 3 per gli utenti finali con consumi medi annui superiori a 3.000 m³) e il volume complessivamente consumato dalle utenze;
- G1.1_{proc} rappresentato dal rapporto tra i volumi di processo rilevanti per il calcolo di M1 per i quali sono disponibili almeno 12 misure validate e i volumi di processo totali.

In aggiunta, sono stati inseriti i seguenti indicatori di diffusione delle tecnologie più innovative, da utilizzarsi a fini di monitoraggio:

- G1.2_{ut} definito come il rapporto tra i volumi consumati dagli utenti finali per i quali la misura è stata rilevata con modalità di telelettura da remoto (cosiddetta *smart*) e il volume complessivamente consumato dalle utenze;
- G1.2_{proc} rappresentato dal rapporto tra i volumi di processo rilevanti per il calcolo di M1 per i quali la misura è stata rilevata con modalità di telelettura da remoto (cosiddetta *smart*) e i volumi di processo totali.

I primi dati raccolti in relazione ai citati indicatori mostrano mediamente un sufficiente livello di partenza nel tasso di utenze per le quali sono state raccolte le misure in numero almeno pari a quello previsto dal TIMSII (G1.1_{ut} = 76,3%), evidenziando al contempo margini di miglioramento, atteso che l'indicatore include anche le letture validate provenienti da comunicazioni degli utenti stessi. Anche in merito ai volumi di processo, è possibile notare un significativo livello di presidio dei punti di misura rilevanti per il calcolo di M1 (G1.1_{proc} = 78,2%); tuttavia, anche in questo ambito sono auspicabili miglioramenti nel prossimo futuro.

Per quanto riguarda il tasso di diffusione delle tecnologie più innovative, si rileva, come atteso, un *gap* evidente tra l'applicazione di tali tecnologie ai fini della quantificazione dei volumi di utenza (G1.2_{ut} = 4,7%) e l'utilizzo delle medesime per la determinazione dei volumi di processo (G1.2_{proc} = 46,8%), dal momento che storicamente i dispositivi di telelettura sono stati più ampiamente utilizzati nei punti nodali delle infrastrutture idriche per i benefici che tali tecnologie apportano alla gestione delle medesime infrastrutture, nonché per la numerosità di punti da monitorare che generalmente risulta inferiore a quella dei punti di misura associati agli utenti finali.

Continuità del servizio

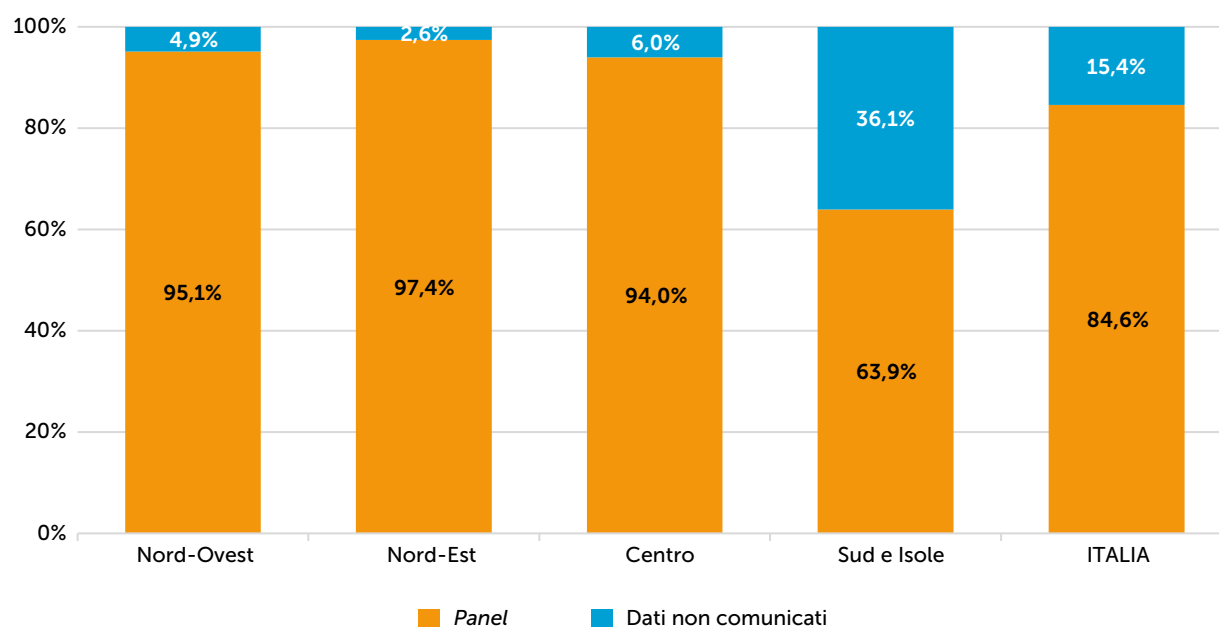
Al fine di promuovere attività volte a garantire un adeguato servizio dal punto di vista della continuità nell'erogazione della risorsa idrica, il modello di regolazione della qualità tecnica ha introdotto il macro-indicatore M2 – "Interruzioni del servizio". Esso è definito come sommatoria dei prodotti della durata di ciascuna interruzione⁹

⁹ L'RQTI definisce interruzione del servizio di acquedotto "la mancata fornitura del servizio, per un utente finale, alle condizioni minime di portata e carico idraulico definite dalla normativa vigente o, nei casi previsti, specificate nel contratto di utenza; sono ricomprese tutte le tipologie di interruzione, incluse quelle per razionamento idrico in condizioni di scarsità".

programmata e non programmata (di durata superiore all'ora) occorsa nell'anno e il numero di utenti finali interessati dalla medesima interruzione, rapportata al numero totale di utenti finali¹⁰ serviti dal gestore.

Con riferimento al citato macro-indicatore, il *panel* di riferimento per le analisi mostrate nel seguito (relative all'anno 2021)¹¹ è composto da 162 gestioni, che servono nel complesso circa l'85% della popolazione residente italiana (49,0 milioni di abitanti). La distribuzione della popolazione per area geografica si discosta di poco da quella mostrata nella figura 5.2 per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche. Considerando la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.10), l'area meno rappresentata risulta, come già evidenziato per il macro-indicatore M1, quella meridionale e insulare (63,9%), sebbene in graduale avvicinamento alla copertura media registrata per le altre aree del Paese (superiore al 90%).

FIG. 5.10 Macro-indicatore M2: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

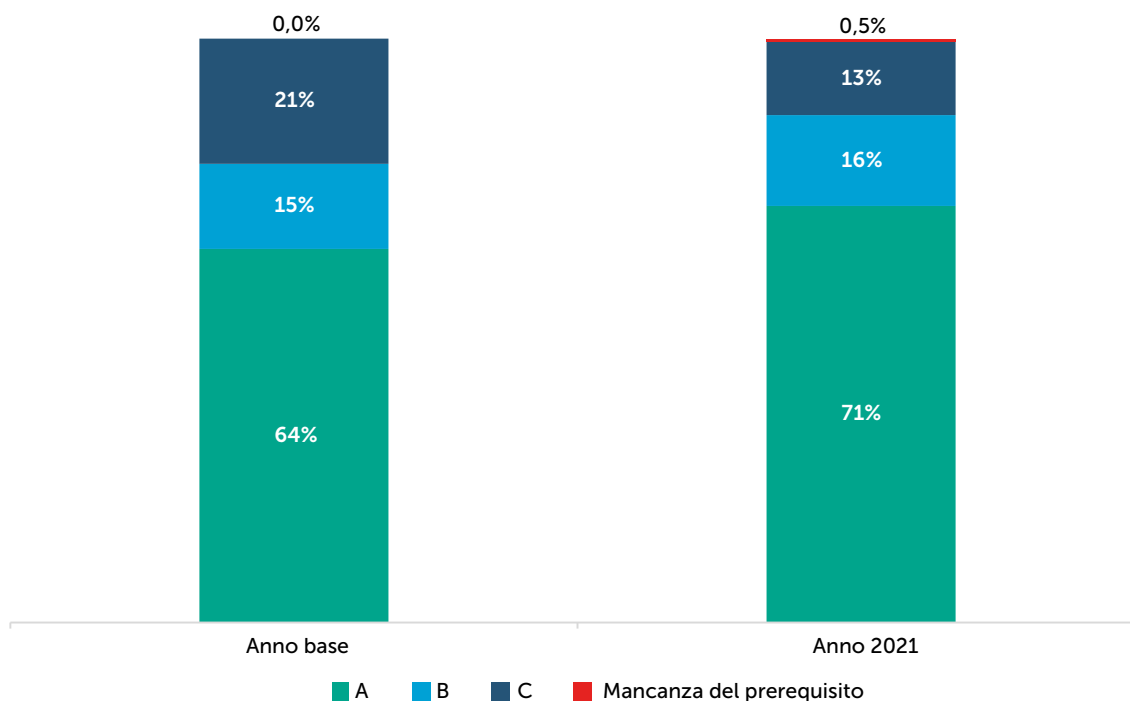
Osservando il posizionamento della popolazione all'interno delle classi individuate dall'RQTI per il macro-indicatore in argomento, si evidenzia che il 71% della popolazione è servito da gestori che hanno garantito una buona continuità del servizio di erogazione, posizionandosi in classe A (cui corrisponde una durata delle interruzioni inferiore alle 6 ore/anno per utente); il 16% della popolazione è servito da gestori che si collocano in classe B (caratterizzata da un livello di interruzioni inferiore a 12 ore/anno/utente); il 13% della popolazione è servito da operatori che si posizionano in classe C (cui corrisponde una durata media delle interruzioni del servizio per utente almeno pari a 12 ore all'anno). Si evidenzia, inoltre, una piccola percentuale di popolazione i cui gestori non hanno conseguito il prerequisito sulla disponibilità e affidabilità dei dati per la costruzione del macro-indicatore, non avendo ancora terminato le attività necessarie a rilevare le grandezze sottese al macro-indicatore,

¹⁰ Nel conteggio deve essere considerato, per le utenze condominiali, il numero di utenti indiretti sottesi, ai sensi dell'art. 9 dell'RQTI.

¹¹ Come più sopra specificato, i dati mostrati nelle analisi della presente *Relazione Annuale* differiscono da quelli proposti nella *Relazione Annuale 2021* per l'incremento del campione di riferimento. Si precisa inoltre che, nel campione relativo all'area geografica Sud e Isole, non è stata considerata una gestione specifica che presenta, per l'anno 2021, un valore di M2 assolutamente anomalo e non ancora sottoposto a istruttoria.

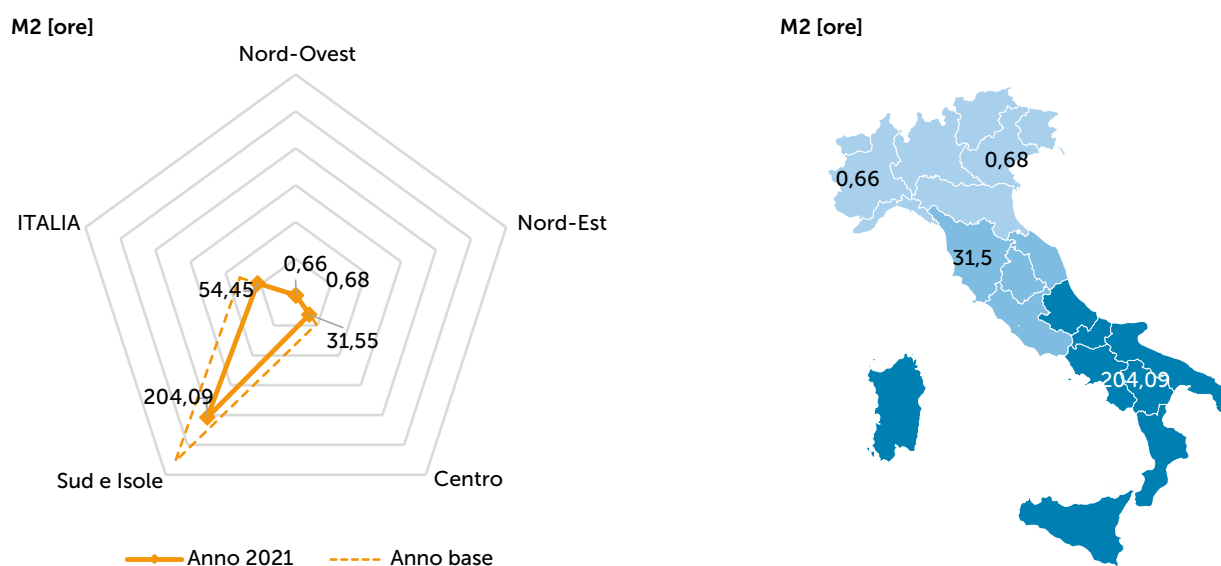
che richiedono la registrazione puntuale delle interruzioni occorse e delle rispettive utenze interessate (Fig. 5.11). Rispetto ai dati raccolti per l'anno base si rileva un progressivo miglioramento delle *performance* conseguite dai gestori.

FIG. 5.11 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio di acquedotto*



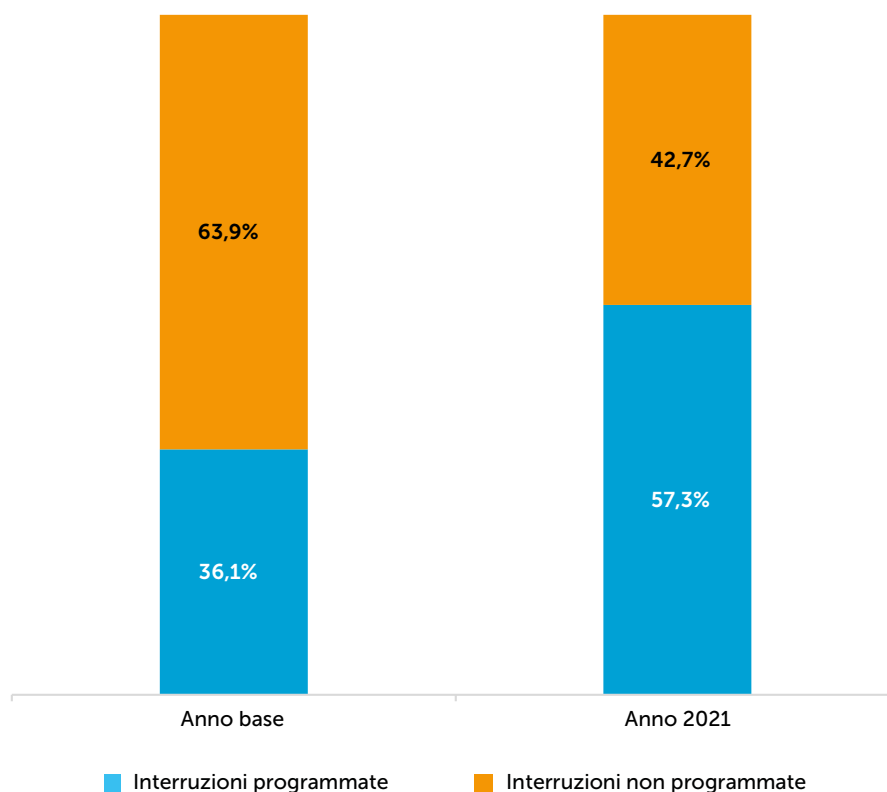
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Le maggiori difficoltà nel mantenimento di adeguati livelli di continuità del servizio sono localizzabili, come già evidenziato, nell'area meridionale e insulare (Fig. 5.12), per la quale è stato registrato un valore medio di interruzioni per utente all'anno pari a 204 ore, comunque in miglioramento rispetto ai dati comunicati per l'anno base. In tali realtà, i soggetti competenti hanno dichiarato che i risultati di miglioramento sono rallentati dall'elevata incidenza delle interruzioni programmate dovute alle "turnazioni", anche a seguito delle stagioni particolarmente siccitose che hanno caratterizzato gli anni più recenti. A ciò si aggiungono comunque le carenze delle infrastrutture a servizio di taluni territori, per i quali non risulta possibile l'alimentazione "H24". In relazione alle situazioni particolarmente critiche, occorre mantenere valida la richiesta di rafforzare il presidio dell'efficacia degli investimenti individuati nel programma degli interventi per contenere e superare le citate criticità.

FIG. 5.12 Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio acquedotto, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Dall'avvio della regolazione della qualità tecnica, si sta assistendo a una progressiva inversione nell'incidenza tra interruzioni cosiddette programmate e quelle non programmate, dove queste ultime derivano da segnalazioni al pronto intervento (o da avviso di telecontrollo/controllo interno) e sono riconducibili a situazioni di disagio o di pericolo tali da richiedere interventi non differibili nel tempo. Dai dati raccolti con riferimento all'anno 2021, in particolare, si evidenzia un tasso di interruzioni programmate pari al 57% sul totale delle interruzioni di durata superiore all'ora registrate, contro un valore riportato nella *Relazione Annuale 2020* pari al 36% del totale (Fig. 5.13).

FIG. 5.13 Interruzioni programmate e non programmate

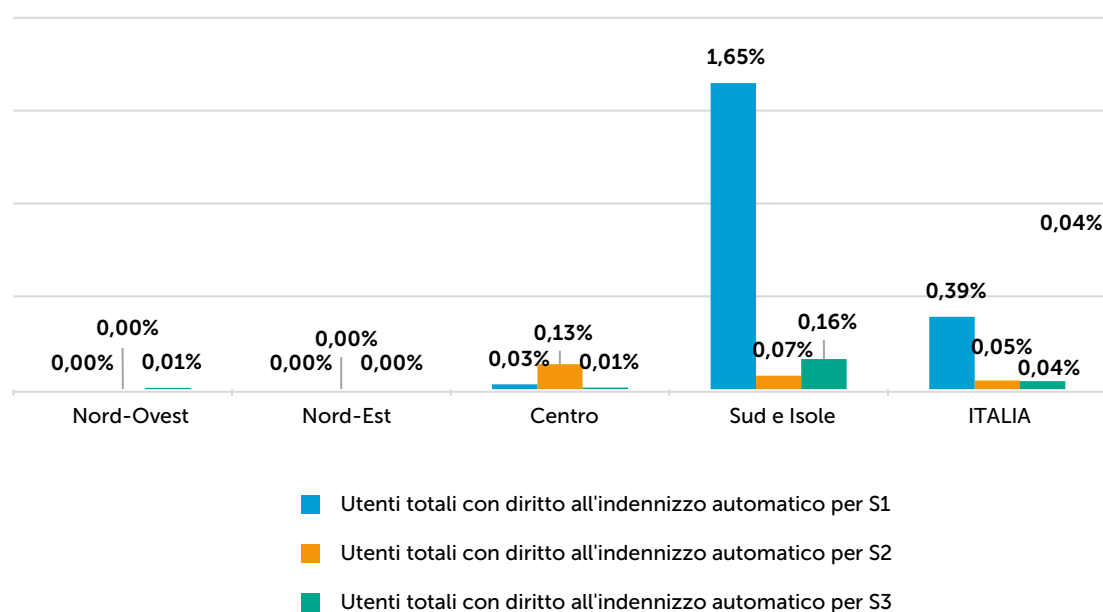
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

In relazione alla continuità del servizio di erogazione, l'RQTI ha previsto l'introduzione anche di tre indicatori semplici cui sono associati opportuni standard specifici, ossia livelli minimi di qualità per le prestazioni recate a ciascun singolo utente del servizio di acquedotto e ai quali è associato un obbligo di corresponsione di un indennizzo automatico alle utenze che abbiano subito un disservizio legato al mancato raggiungimento dei medesimi standard. Gli indicatori sono relativi a:

- la "Durata massima della singola sospensione programmata", che non deve superare le 24 ore (standard S1);
- il "Tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione idropotabile", che non deve essere superiore alle 48 ore (standard S2);
- il "Tempo massimo di preavviso per interventi programmati che comportano una sospensione della fornitura", che non può essere inferiore alle 48 ore (standard S3).

Nel corso dell'anno 2021 (Fig. 5.14), a livello medio nazionale, l'indicatore che ha registrato il maggiore numero di utenze totali (inclusi utenti indiretti) aventi diritto all'indennizzo automatico a causa del mancato rispetto del relativo standard specifico è la "Durata massima della singola sospensione programmata" (0,39% delle utenze totali servite). Per tale indicatore, soprattutto alcuni gestori collocati nell'area geografica meridionale e insulare, hanno rilevato le maggiori criticità, come già rilevato nelle analisi relative al macro-indicatore M2 mostrate in precedenza. I livelli medi nazionali, relativi alle quote di utenze aventi diritto all'indennizzo automatico a causa del mancato rispetto dei rispettivi standard specifici associati agli ulteriori due indicatori, sono risultati simili (circa 0,05%).

FIG. 5.14 Utenti finali con diritto all'indennizzo automatico per gli standard specifici di qualità tecnica per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

L'RQTI prevede che l'EGA possa stabilire, per il territorio di propria competenza, standard migliorativi per uno o più degli standard specifici definiti dalla regolazione, informando opportunamente le utenze mediante la Carta dei servizi. Dall'analisi compiuta è emerso che per il 34% della popolazione servita è garantito uno standard migliorativo per almeno uno dei tre standard specifici.

Qualità dell'acqua erogata

Come anticipato nei paragrafi che precedono, l'attività svolta dalle gestioni nell'erogazione del servizio di acquedotto viene valutata anche dal punto di vista dell'adeguatezza organolettica della risorsa consegnata alle utenze allacciate. Più nello specifico, nel modello di regolazione introdotto dall'Autorità è stato definito il macro-indicatore M3 – "Qualità dell'acqua erogata", con il quale vengono sottoposti ad analisi i seguenti aspetti:

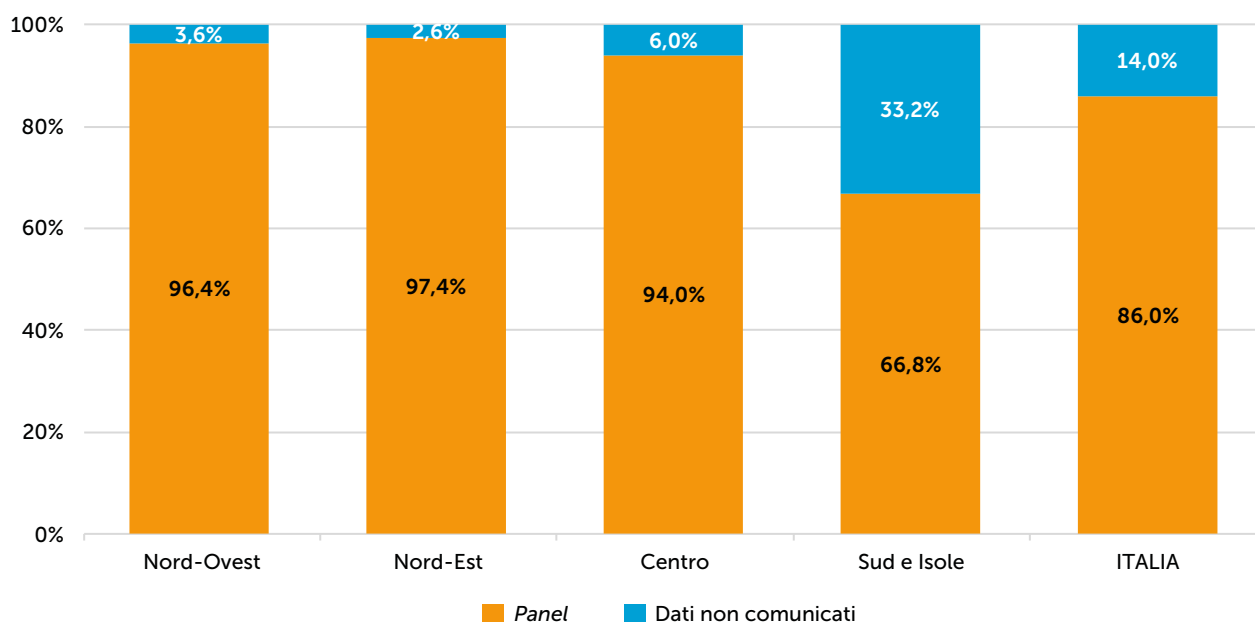
- la presenza e la magnitudo delle ordinanze di non potabilità emesse nel corso dell'anno dalle Autorità preposte (indicatore M3a), espresse in termini di utenze coinvolte¹² e durata di ciascuna ordinanza rispetto alle utenze complessive;
- il tasso di non conformità alla normativa in materia, determinato osservando sia il numero di campioni non conformi sul totale dei campioni interni effettuati (indicatore M3b), sia il numero di parametri non conformi rispetto al totale dei parametri analizzati (indicatore M3c).

Con riferimento al citato macro-indicatore, il *panel* di riferimento per l'anno 2021 è composto da 164 gestioni, che servono nel complesso circa l'86,0% della popolazione residente italiana (circa 49,8 milioni di abitanti). Come già osservato per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio, la distribuzione della popolazione per area geografica rispecchia sostanzialmente quella mostrata nella figura 5.2 per il macro-indicatore M1 – Perdite

¹² Incluse le utenze indirette sottese alle utenze condominiali.

idriche. Considerando la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.15), l'area meno rappresentata risulta, come già evidenziato per i due macro-indicatori M1 e M2, quella meridionale e insulare (66,8%), con buoni livelli di risposta per le aree del Nord e del Centro Italia (superiori al 90%).

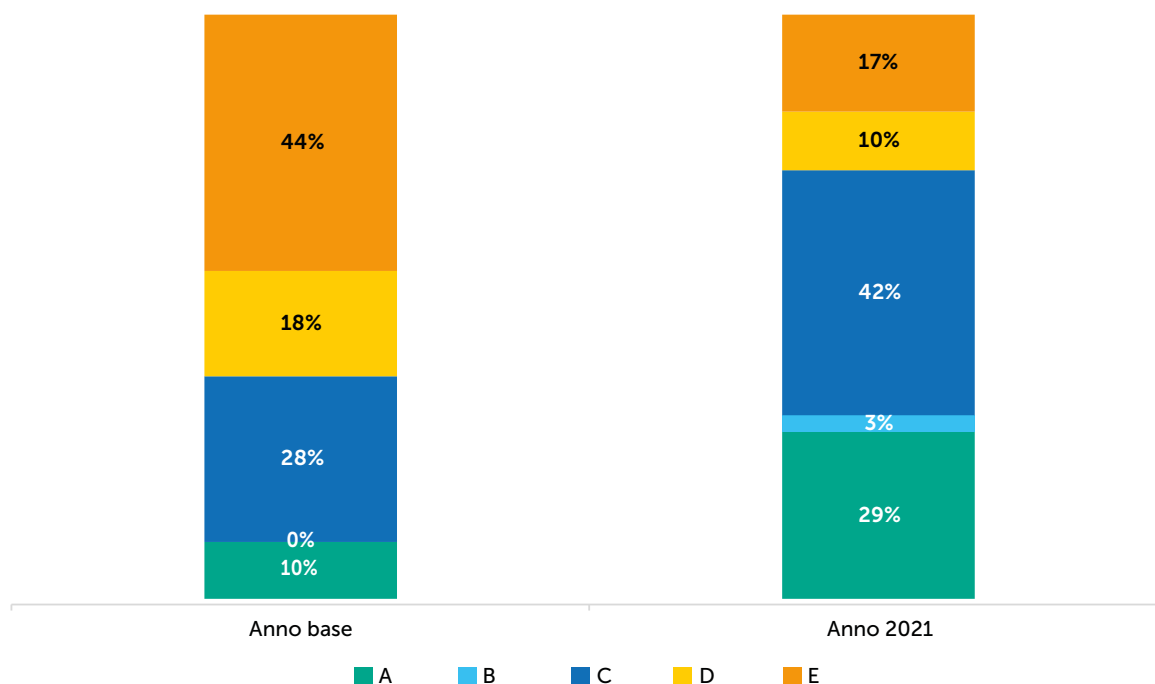
FIG. 5.15 Macro-indicatore M3: popolazione servita dai gestori del panel, per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Nella figura 5.16 è mostrato il confronto della distribuzione della popolazione servita dai gestori in funzione delle differenti classi individuate dall'RQT per il macro-indicatore M3, per gli anni 2021 e per l'anno di base. L'analisi dei dati relativi all'annualità più recente mostra che il 29% della popolazione si trova in condizioni ottimali (classe A, caratterizzata in particolare dall'assenza di ordinanze di non potabilità nell'anno in considerazione e da un tasso contenuto di campioni e parametri non conformi), il 45% del campione si colloca in una situazione intermedia (classi B o C, caratterizzate da un numero limitato di ordinanze di non potabilità, associato a un tasso non elevato di campioni e parametri non conformi), il 10% della popolazione è servita da gestori per i quali si riscontra un numero limitato di ordinanze di non potabilità unitamente però a un tasso elevato di campioni e parametri non conformi (classe D) e il restante 17% è servito da gestori per i quali si sono registrati impatti significativi in termini di numero e/o durata delle ordinanze di non potabilità nell'anno (classe E). È possibile evidenziare, nel complesso, buoni miglioramenti in relazione alla qualità dell'acqua erogata rispetto alla situazione iniziale relativa all'anno 2016.

FIG. 5.16 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata*

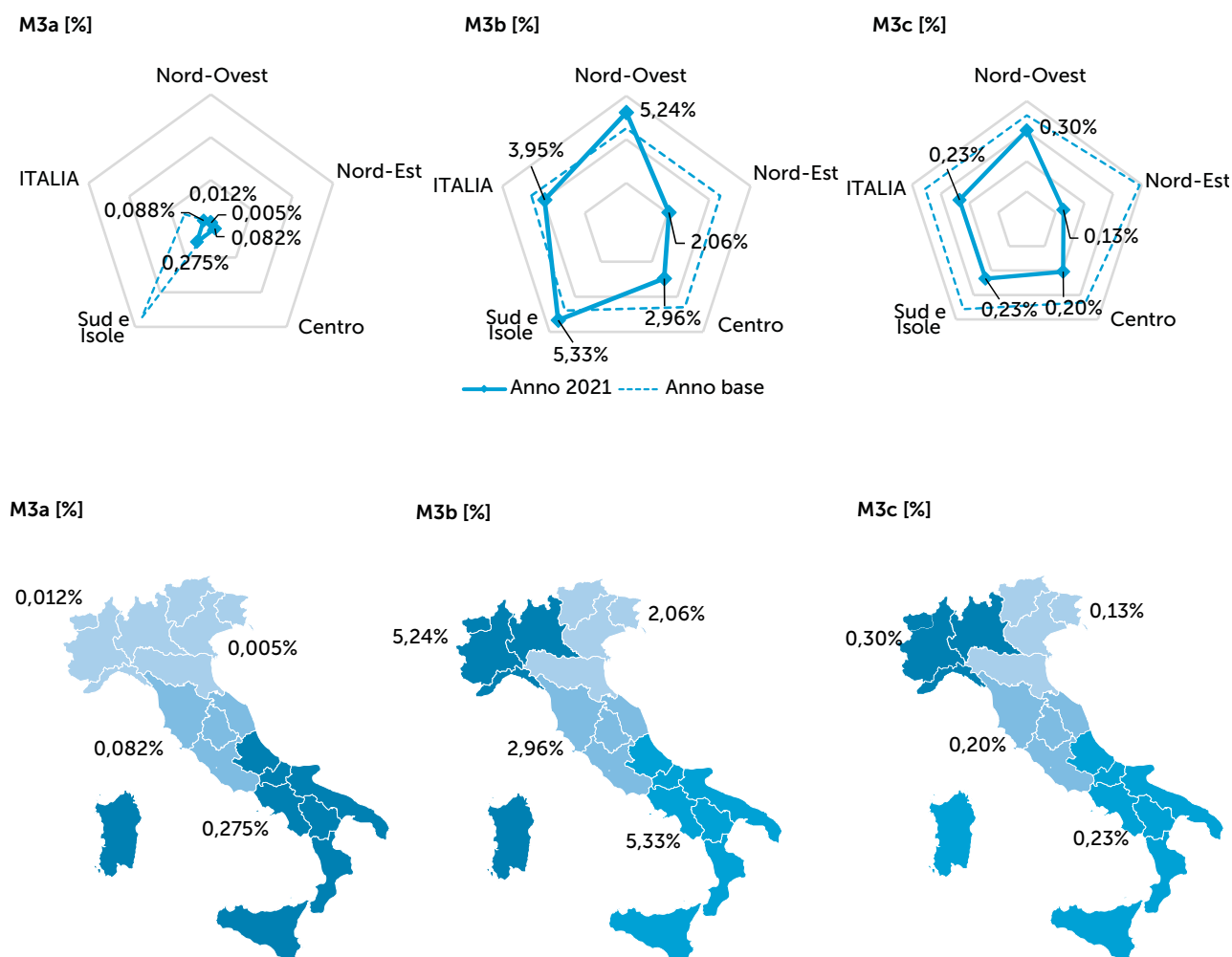


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

In merito ai prerequisiti associati al macro-indicatore M3, non si evidenziano particolari criticità, essendo presente una sola piccola gestione per la quale è stata dichiarata l'assenza sia del prerequisito attinente alla conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita, in termini di adempimento alle procedure di verifica della qualità dell'acqua stabilite dal decreto legislativo n. 31/2001, sia del prerequisito riferito alla disponibilità e affidabilità dei dati per la quantificazione del macro-indicatore.

Con riferimento al campione allargato relativo all'anno 2021, per l'indicatore M3a (incidenza delle ordinanze di non potabilità) si osserva un valore medio nazionale dello 0,088%, in deciso miglioramento rispetto al valore medio registrato per l'anno di base (0,323%); si notano inoltre valori medi del 3,95% per M3b (percentuale dei campioni non conformi) e dello 0,23% per M3c (percentuale dei parametri non conformi), anch'essi in diminuzione rispetto ai dati medi rilevati in fase di avvio della regolazione specifica (Fig. 5.17). Su base territoriale, in relazione all'anno 2021, si evidenziano valori di M3a più contenuti nel Nord e più critici nell'area meridionale. Per quanto concerne gli indicatori sul tasso di non conformità dei campioni (M3b e M3c), si notano segnali di miglioramento, in particolare per il Centro e il Nord-Est. Si evidenzia, tuttavia, un peggioramento nel dato medio dell'indicatore M3b rilevato nell'area Nord-Ovest, motivato da taluni gestori che hanno rilevato episodi di contaminazioni legate a parametri microbiologici ricompresi nella parte C dell'allegato 1 del DLgs n. 31/2001 (cosiddetti parametri indicatori, per i quali il DLgs n. 31/2001 prevede criteri di valutazione meno stringenti rispetto ai parametri di cui alle parti A e B, nel caso di manifestazione di eventuali non conformità).

FIG. 5.17 Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità, M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi e M3c – Tasso di parametri da controlli interni non conformi, per area geografica

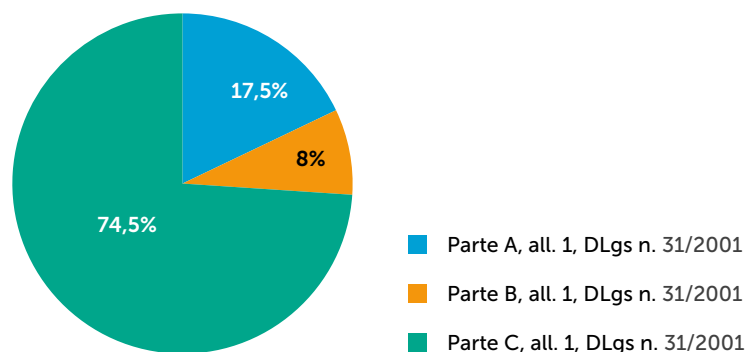


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

In relazione ai campioni che presentano non conformità ai limiti normativi di cui agli indicatori M3b e M3c, le valutazioni sono svolte prendendo come riferimento il DLgs n. 31/2001, che prevede una classificazione dei parametri oggetto di verifica in microbiologici, chimici e indicatori, suddividendoli rispettivamente nelle parti A, B e C¹³ dell'allegato 1 al medesimo decreto¹⁴. In relazione ai dati 2021, si osserva (Fig. 5.18) che l'incidenza maggiore di non conformità si rileva per i parametri indicatori (74%), mentre tassi inferiori di mancata conformità si sono registrati per i parametri microbiologici di cui alla parte A dell'allegato 1 (17%) e chimici (8%), sostanzialmente confermando la suddivisione rappresentata nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

¹³ In sintesi, nella parte A sono inclusi i parametri microbiologici Escherichia Coli e Enterococchi. Nella parte B sono elencati diversi parametri chimici, tra cui metalli, sottoprodotti di disinfezione, nitriti e nitrati, antiparassitari e idrocarburi policiclici aromatici. Nella parte C sono raggruppati parametri sia di tipo chimico sia di tipo microbiologico, cosiddetti "indicatori" della qualità dell'acqua, tra cui ferro, manganese, sodio, torbidità, colore, odore e sapore.

¹⁴ Recentemente è stato emanato il decreto legislativo n. 18/2023 che abroga il decreto legislativo n. 31/2001, in recepimento della direttiva 12 dicembre 2021, n. 2184 (rifusione della direttiva 98/83/CE). Gli effetti sui limiti maggiormente restrittivi di alcuni parametri e sulla gamma dei parametri da analizzare nel complesso, introdotti dalla nuova normativa, saranno cogenti, in Italia, a partire da gennaio 2026; per tale motivo, allo stato attuale, i riferimenti alla conformità normativa sulle acque potabili nell'ambito dell'RQTI sono tuttora al decreto legislativo n. 31/2001.

FIG. 5.18 Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B e C dell'allegato 1 al decreto legislativo n. 31/2001

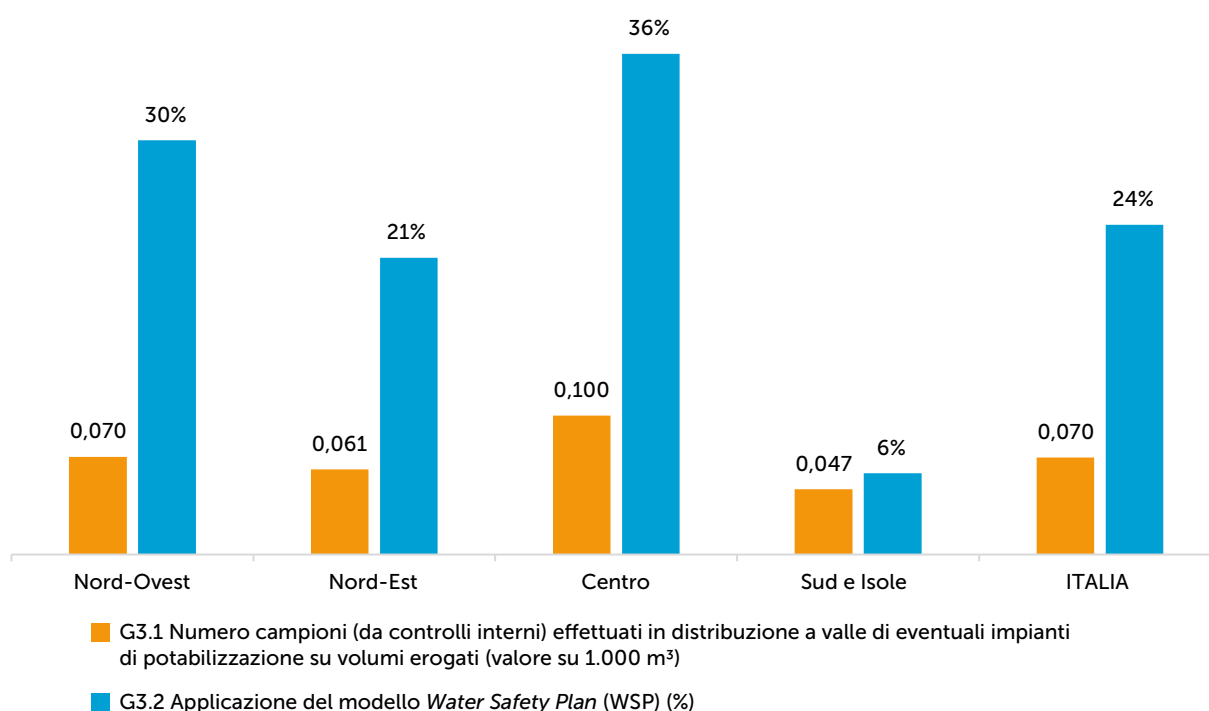
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Nell'ambito delle valutazioni svolte in materia di qualità dell'acqua erogata, nell'RQTI vengono presi in considerazione anche taluni indicatori semplici, tra cui la numerosità dei campioni svolti in distribuzione a valle di eventuali impianti di potabilizzazione rispetto ai volumi erogati e il tasso di applicazione dei Piani di sicurezza dell'acqua (ovvero *Water Safety Plans* (WSP)), introdotti in Italia dal decreto del Ministero della salute 14 giugno 2017 e ora rafforzati nel DLgs n. 18/2023. La novità legata a tali piani consiste nell'introduzione, nella gestione dei sistemi acquedottistici, di un approccio di tipo preventivo – fondato sull'analisi del rischio – in sostituzione dell'attuale metodologia di gestione di tipo reattivo.

In merito a tale aspetto, dalla ricognizione svolta è emerso che il numero di gestioni che hanno adottato, anche in modo parziale e/o solo su una porzione limitata del territorio servito, il modello *Water Safety Plan*, è in aumento, essendo passato da 27 gestioni rilevate per l'anno 2019 a 42 gestioni, cui corrisponde il 61% della popolazione servita complessivamente. In termini di utenze, l'applicazione del modello WSP è mediamente pari al 24% delle utenze servite, con differenze a carattere locale. Da ultimo, riguardo alla numerosità di campioni eseguiti dai gestori del *panel* analizzato, si evidenzia un valore medio nazionale del numero di campioni da controlli interni effettuati in distribuzione (a valle di eventuali impianti di potabilizzazione) pari a 0,07 ogni 1.000 metri cubi annui erogati¹⁵ (Fig. 5.19).

¹⁵ Si specifica che per i volumi erogati sono stati considerati i consumi fatturati in distribuzione (RW).

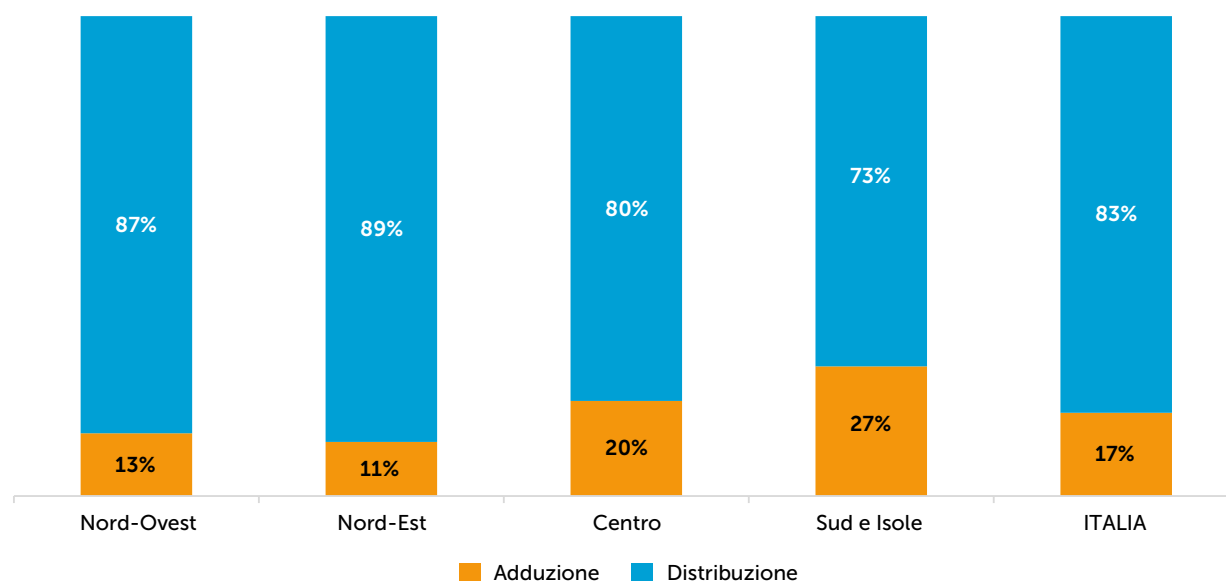
FIG. 5.19 Quota di utenti per i quali è stato applicato il Water Safety Plan e numerosità dei campioni rispetto ai volumi erogati, per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

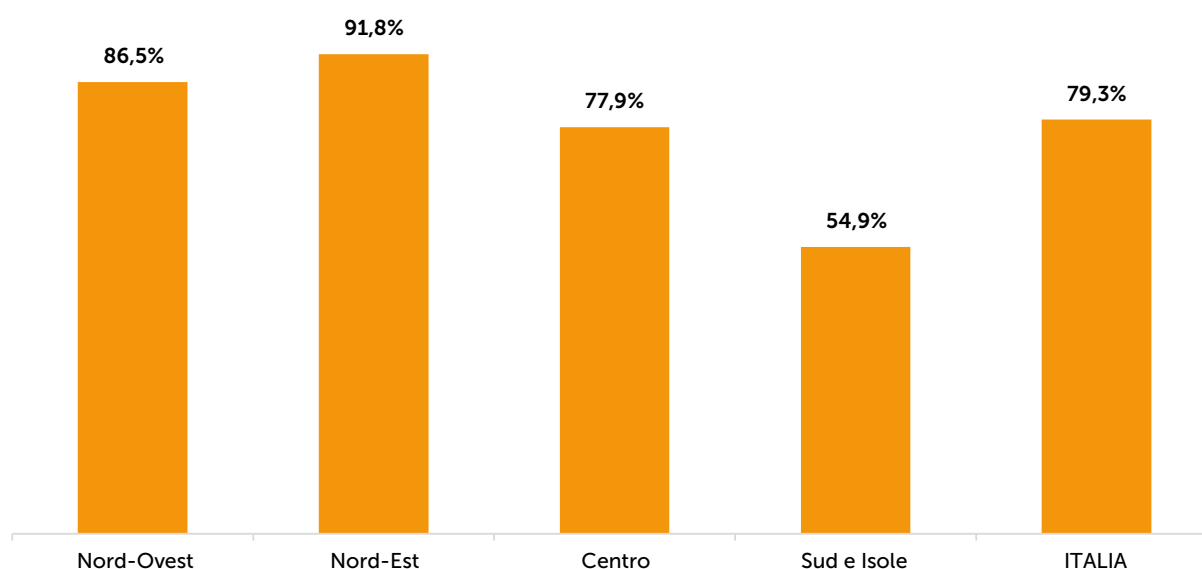
Altri aspetti infrastrutturali

Nel seguito verranno mostrati alcuni dati relativi ad aspetti di tipo infrastrutturale. In particolare, in relazione all'estensione delle reti di acquedotto, il *panel* di operatori considerato gestisce complessivamente 393.360 km di reti acquedottistiche. Tale dato considera sia le condotte per il trasporto della risorsa idrica dai punti di prelievo verso i centri di utilizzo (ovvero reti di "adduzione"), sia le condotte che dai punti di interconnessione con le adduttrici distribuiscono l'acqua fino ai punti di consegna alle utenze finali (ossia le reti di "distribuzione"). Sulla base dei dati raccolti, si conferma la rappresentazione mostrata nella *Relazione Annuale 2021* (Fig. 5.20), secondo la quale circa il 17% della lunghezza delle condotte principali può essere ricondotta alla classificazione delle infrastrutture di adduzione, mentre il restante 83% è rappresentata da condotte di distribuzione. A livello territoriale, si nota una netta prevalenza dell'estensione delle reti di distribuzione rispetto a quella riferita alle reti di adduzione, laddove le fonti di approvvigionamento sono in genere diffuse e più vicine ai luoghi di consumo. Nell'area meridionale del Paese dove sono presenti infrastrutture di trasporto di estensione significativa, si osserva, invece, un incremento dell'incidenza delle reti di adduzione.

FIG. 5.20 Incidenza delle reti di adduzione e di distribuzione sul totale della rete di acquedotto, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

A livello nazionale, poco meno dell'80% della lunghezza delle reti di adduzione e di distribuzione risulta georeferenziata, ovvero per tale porzione sono note e archiviate, in formato digitale, le coordinate di posa nonché talune caratteristiche tecniche come diametri e tipologia di materiale (Fig. 5.21). Il dato medio nazionale risulta in aumento rispetto a quanto registrato per l'anno di base (76%).

FIG. 5.21 Percentuale di reti di adduzione e distribuzione georeferenziate

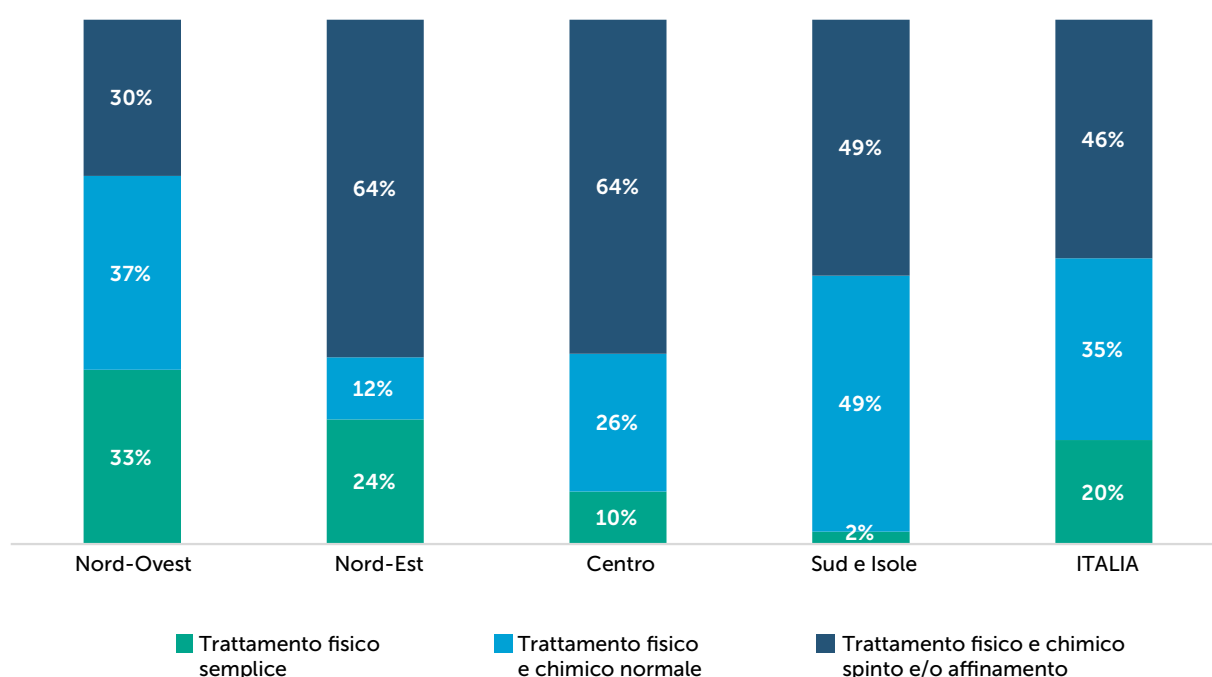
Fonte: ARERA, elaborazione su dati provenienti dalla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Sono tuttora in corso le attività volte ad accrescere la conoscenza delle reti, in particolare per quanto riguarda l'età di posa delle condotte, dal momento che permane un tasso significativo di condotte per le quali non è

nota l'età di posa (mediamente pari al 60% dell'estensione complessivamente considerata). Rispetto alla precedente rilevazione, non sono ancora rilevabili particolari miglioramenti in relazione al tasso di sostituzione delle condotte, che si è attestato a un valore di poco superiore allo 0,5%¹⁶. Anche in merito all'estensione delle reti di distribuzione distrettualizzate telecontrollate, il dato rilevato a livello medio nazionale per l'anno 2021 è risultato sostanzialmente in linea con quanto precedentemente individuato per l'anno 2019, avendo tuttora individuato un'incidenza media pari al 32%.

Per quanto riguarda gli interventi di potabilizzazione delle acque, dalle analisi svolte emerge che mediamente il 33% del volume immesso nelle reti di acquedotto è sottoposto a un trattamento di potabilizzazione. Più nello specifico, a livello nazionale, si nota una prevalenza al ricorso a trattamenti di tipo fisico e chimico "spinto" o di affinamento (ad esempio, ozonizzazione, assorbimento, filtrazione su membrana, osmosi inversa), seguito dall'adozione di trattamenti chimico-fisici meno spinti (ad esempio, coagulazione e flocculazione) e infine un ricorso meno marcato a trattamenti fisici "semplici" (come, per esempio, staccatura, sedimentazione, filtrazione) (Fig. 5.22).

FIG. 5.22 *Suddivisione dei volumi prelevati dall'ambiente, per tipologia di trattamento di potabilizzazione e per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Andando, infine, a esaminare i consumi di energia elettrica relativi alla filiera acquedottistica, che pesano per il 64% sui consumi totali del servizio idrico integrato, si riscontrano consumi unitari medi pari a 0,47 kWh per metro cubo immesso nel sistema di acquedotto, con variazioni poco significative tra le diverse aree territoriali, e in linea con il valore medio registrato nelle precedenti rilevazioni.

¹⁶ Il valore è espresso come rapporto tra la lunghezza delle reti principali sostituite nell'anno in considerazione rispetto all'estensione delle reti principali complessivamente gestite.

Servizio di fognatura

Il modello di regolazione della qualità tecnica prevede che, per il servizio di fognatura, le *performance* tecniche conseguite dai gestori siano misurate sulla base di un macro-indicatore denominato M4 – “Adeguatezza del sistema fognario”, costruito sulla combinazione dei seguenti indicatori semplici:

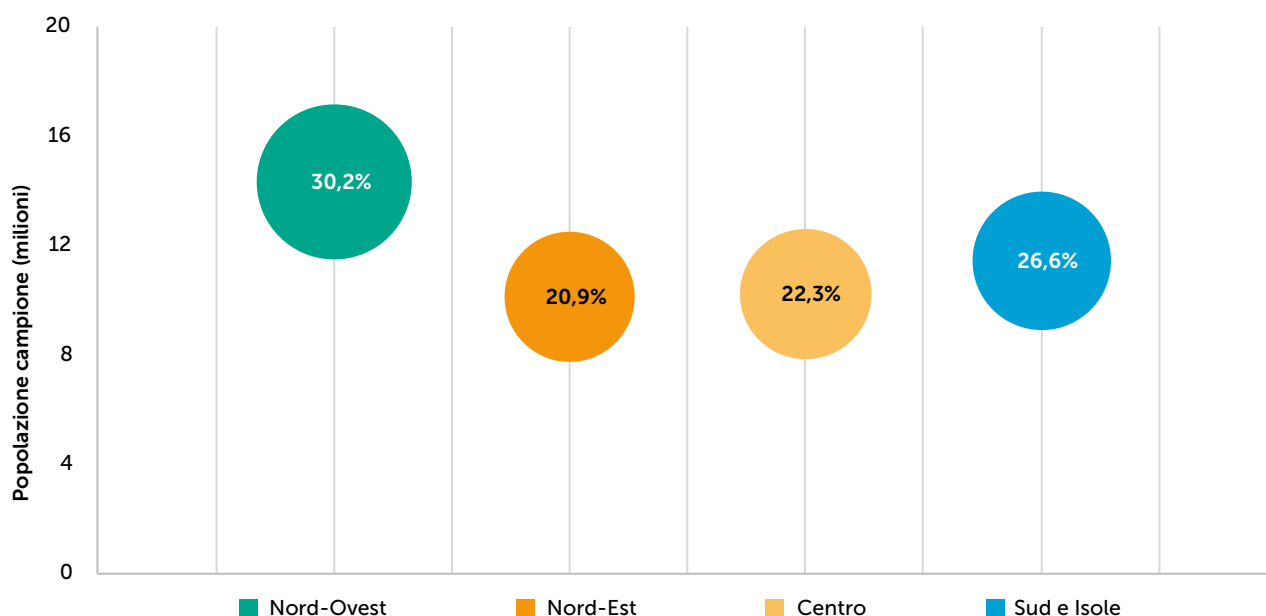
- M4a – “Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura”, ottenuto dal rapporto tra il numero di episodi di allagamento da fognatura mista o bianca e di sversamento di liquami da fognatura nera e la lunghezza di rete fognaria gestita;
- M4b – “Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena”, definito come il numero di scaricatori di piena non conformi alle normative attinenti ai rapporti di diluizione o anche ai dispositivi per trattenere i solidi sospesi, ove previste, e il numero complessivo di scaricatori gestito;
- M4c – “Controllo degli scaricatori di piena”, definito come il rapporto tra il numero di scaricatori di piena che non sono stati oggetto di ispezione nel corso dell’anno ovvero che non siano dotati di sistemi di rilevamento automatico dell’attivazione, rispetto al numero totale di scaricatori gestito.

Per il servizio fognario, l’accesso al meccanismo incentivante è subordinato al raggiungimento di due prerequisiti: il primo è relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati utili al calcolo del macro-indicatore mentre il secondo è attinente al grado di adeguamento alla normativa sulla gestione delle acque reflue, prevedendo la temporanea esclusione delle gestioni che siano interessate da pronunce di condanna della Corte di giustizia dell’Unione europea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE per la presenza di agglomerati non ancora dichiarati conformi¹⁷.

L’analisi illustrata nel seguito mostra lo stato infrastrutturale del servizio di fognatura per l’anno 2021, sulla base delle informazioni trasmesse da un *panel* di 146 gestioni, cui corrisponde una copertura del campione pari al 77,6% della popolazione residente italiana (44,9 milioni di abitanti)¹⁸. Nella figura 5.23 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche, che sostanzialmente ricalca quella mostrata per il servizio di acquedotto alla figura 5.2: circa il 30% della popolazione rappresentata è servito da gestioni che operano nel Nord-Ovest; il 20,9% e il 22,3% è rappresentato da gestioni operanti rispettivamente nelle regioni del Nord-Est e nel Centro; il 26,6% è rappresentato da gestioni operanti nell’area Sud e Isole. Come precisato nei precedenti paragrafi, rispetto a quanto mostrato nella *Relazione Annuale 2021*, il campione risulta più esteso, dal momento che sono incluse alcune gestioni per le quali, alla data di chiusura della raccolta dati, non risultavano consegnate le pertinenti informazioni.

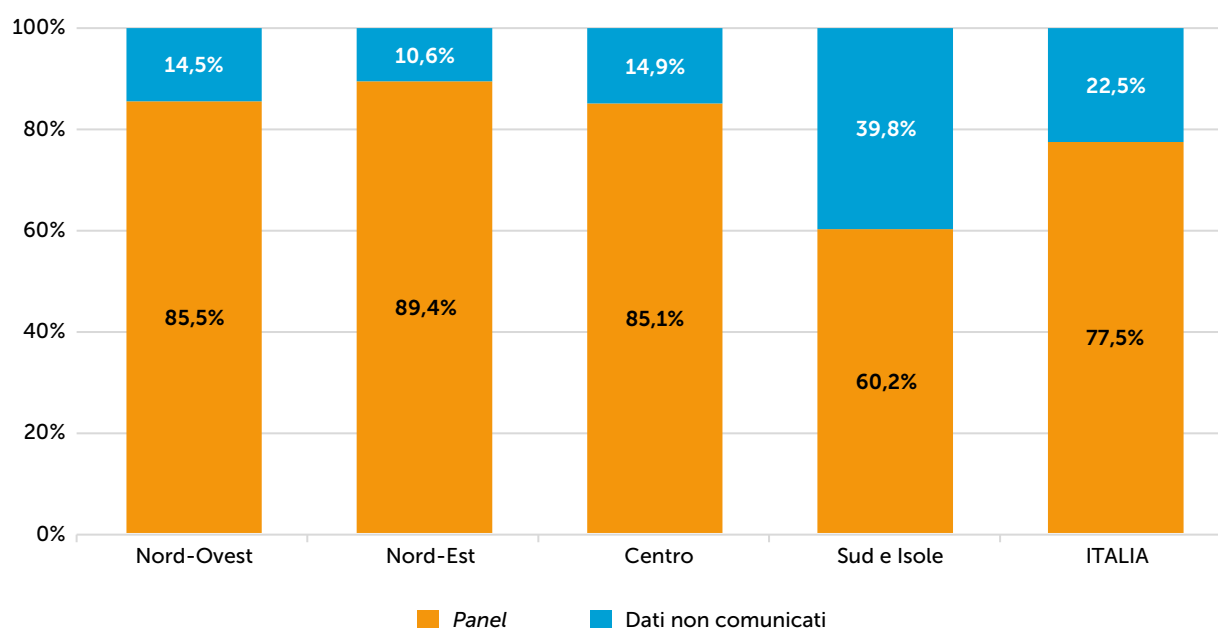
¹⁷ La direttiva 91/271/CEE, concernente il trattamento delle acque reflue, prevede che tutti gli agglomerati con carico generato maggiore di 2.000 abitanti equivalenti (AE) siano provvisti di adeguati sistemi di reti fognarie (art. 3) e che le acque reflue che confluiscono in reti fognarie siano sottoposte a specifici trattamenti prima dello scarico nell’ambiente (art. 4, art. 5 e art. 10). Allo stato attuale, sono tre i procedimenti europei che sono giunti a condanna da parte della Corte di Giustizia dell’Unione europea: si tratta del procedimento 2004/2034, con sentenza del 31 maggio 2018 (causa C-251/17), del procedimento 2009/2034, con sentenza del 10 aprile 2014 (causa C-85/13) e del procedimento 2014/2059, con sentenza del 6 ottobre 2021 (causa C-668/19). Ai fini delle valutazioni sul prerequisito, per gli anni 2020 e 2021, dovevano essere considerate le due cause C-251/17 e C-85/13. Per completezza, si segnala che vi è un ulteriore procedimento avviato e non ancora giunto a condanna per l’Italia: si tratta del procedimento 2017/2181.

¹⁸ Il *panel* si differenzia da quello del paragrafo precedente, essendo escluse le gestioni che svolgono solo il servizio di acquedotto, e aggiunte quelle che svolgono il servizio di fognatura ma non quello di acquedotto.

FIG. 5.23 Macro-indicatore M4: distribuzione della popolazione del campione, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Il campione analizzato risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori compresa tra l'85% e l'89% della popolazione residente nelle medesime aree geografiche), mentre si abbassa al 60% per l'area comprensiva del Sud e delle Isole (Fig. 5.24), sebbene si sia registrata una migliore risposta rispetto alla rilevazione riferita all'anno 2019, anche in merito alle gestioni di tale area geografica.

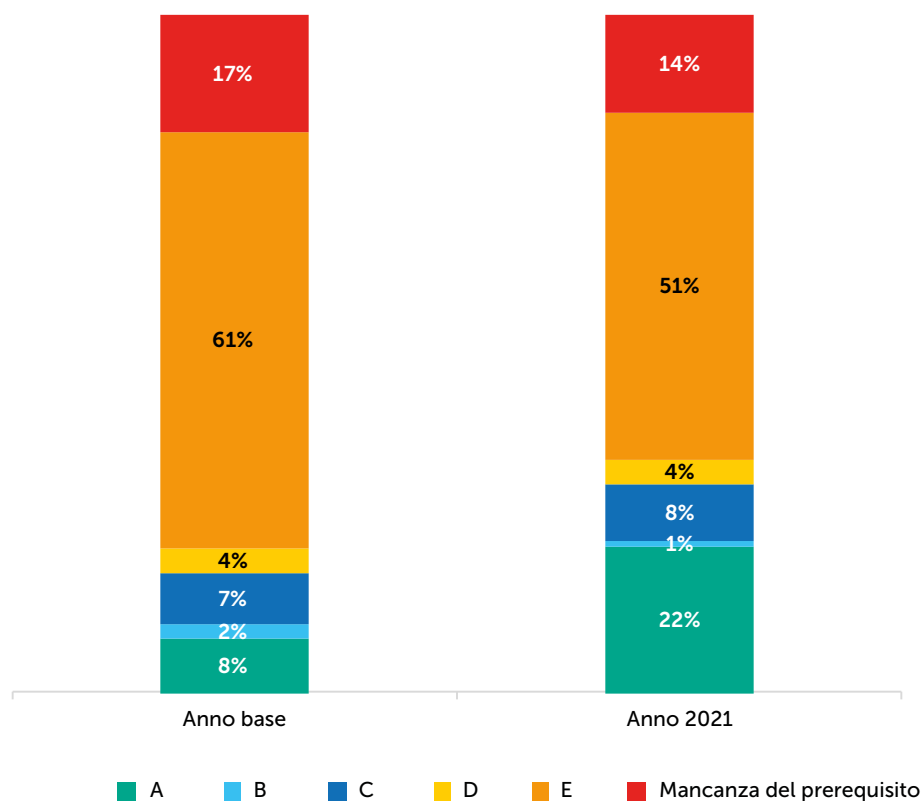
FIG. 5.24 Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del panel, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Nella figura 5.25 è mostrata la distribuzione della popolazione servita dalle gestioni che svolgono il servizio di fognatura in funzione delle cinque classi individuate per il macro-indicatore M4¹⁹. Rispetto ai dati mostrati con riferimento all'anno base, è possibile notare un miglioramento nelle *performance* complessivamente conseguite dai gestori, con un significativo incremento delle gestioni che si collocano nella classe A (dall'8% della popolazione servita nel 2016 al 22% nel 2021) e una analoga riduzione delle gestioni che si posizionano nella classe peggiore (classe E). Si conferma, inoltre, un'incidenza non trascurabile di gestioni per le quali si rileva ancora il mancato conseguimento di uno o di entrambi i prerequisiti associati al macro-indicatore M4 (14%). Più nello specifico, all'interno del *panel* considerato, sono sei le gestioni per le quali i pertinenti Enti di governo dell'ambito hanno dichiarato la scarsa affidabilità dei dati relativi al servizio di fognatura, tale da compromettere la determinazione del relativo macro-indicatore (per un totale di 1,0 milioni di abitanti serviti, il 98% dei quali residenti nell'area Sud e Isole). Per contro, le gestioni che non hanno conseguito il prerequisito relativo alla conformità alla direttiva 91/271/CEE per mancato recepimento delle previsioni di cui all'art. 3 della citata direttiva, attinente al collettamento delle acque reflue, sono nove (per un totale di 5,5 milioni di abitanti serviti, interamente collocati nell'area Sud e Isole), delle quali sette presentano anche la mancata conformità alla direttiva per quanto riguarda l'adozione di adeguati trattamenti depurativi. Gli agglomerati interessati dalle pronunce di condanna per problematiche legate al collettamento dei reflui sono 17, per un totale di abitanti equivalenti (AE) pari a circa 2,0 milioni. Considerando che nei medesimi territori è generato un carico inquinante pari a circa 8,7 milioni di AE, il carico inquinante nei territori oggetto di condanna per il servizio di fognatura è pari al 23% del carico complessivamente generato nel territorio rappresentato.

19 La classe A comprende le gestioni in grado di garantire una frequenza di allagamento o sversamento inferiore a un episodio ogni 100 km di rete gestita, unitamente a un parco scaricatori di piena totalmente conforme alla normativa vigente e a un tasso di controllo degli scaricatori di piena superiore al 90%. La classe B include le gestioni che hanno ottenuto le medesime *performance* in merito agli allagamenti o sversamenti delle gestioni in classe A e alla conformità normativa degli scaricatori di piena, ma non hanno raggiunto il tasso minimo di controllo degli scaricatori pari al 90%. La classe C include le gestioni che, pur avendo garantito una frequenza di allagamento o sversamento inferiore a un episodio ogni 100 km di rete gestita, presentano un'incidenza di scaricatori non conformi non superiore al 20%. La classe D include le gestioni che, pur avendo garantito una frequenza di allagamento o sversamento inferiore a un episodio ogni 100 km di rete gestita, presentano un'incidenza di scaricatori non conformi superiore al 20%. La classe E coinvolge le gestioni che presentano una frequenza di allagamento o sversamento superiore o uguale a un episodio ogni 100 km di rete gestita.

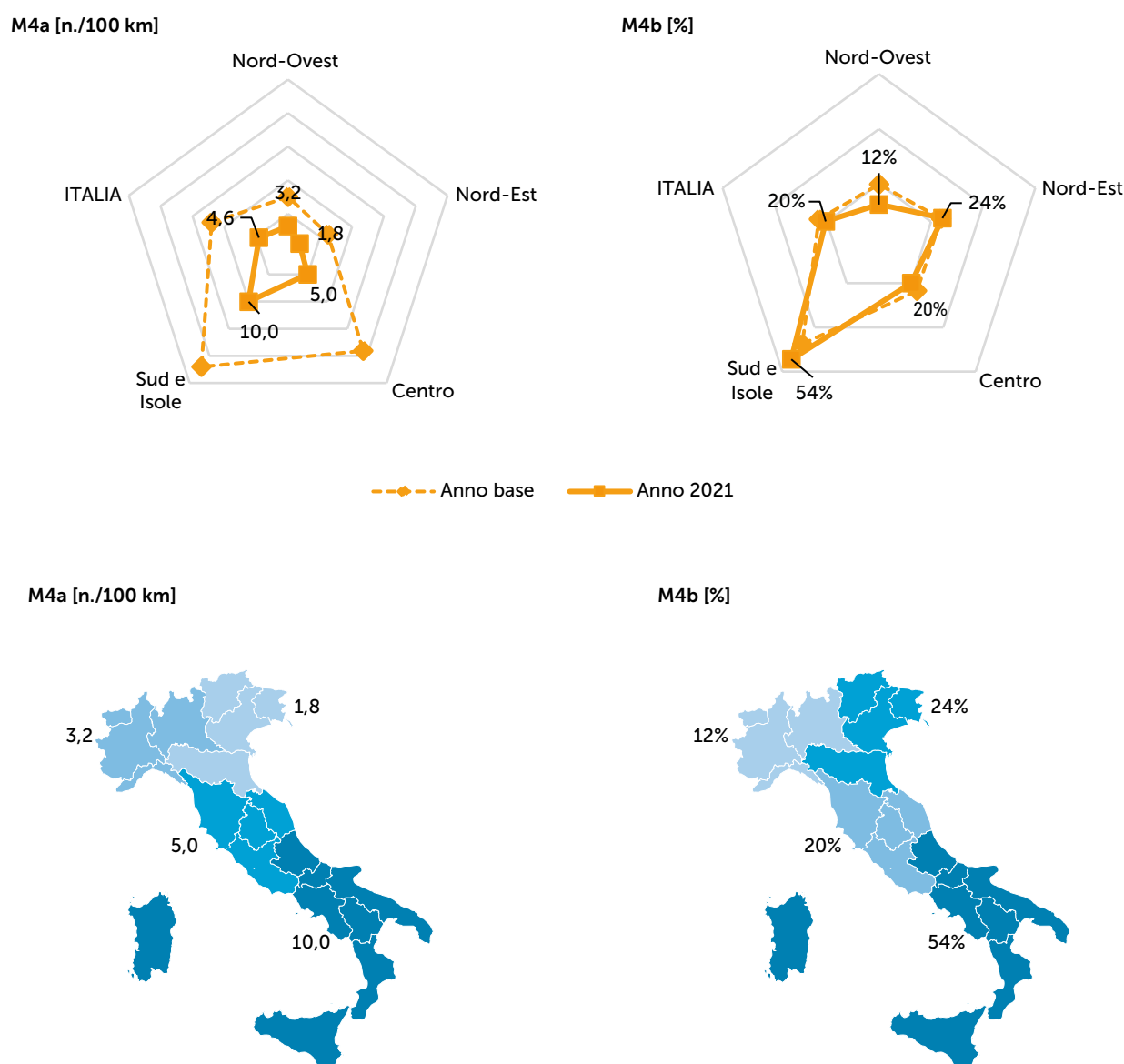
FIG. 5.25 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 – Adeguatezza del sistema fognario



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

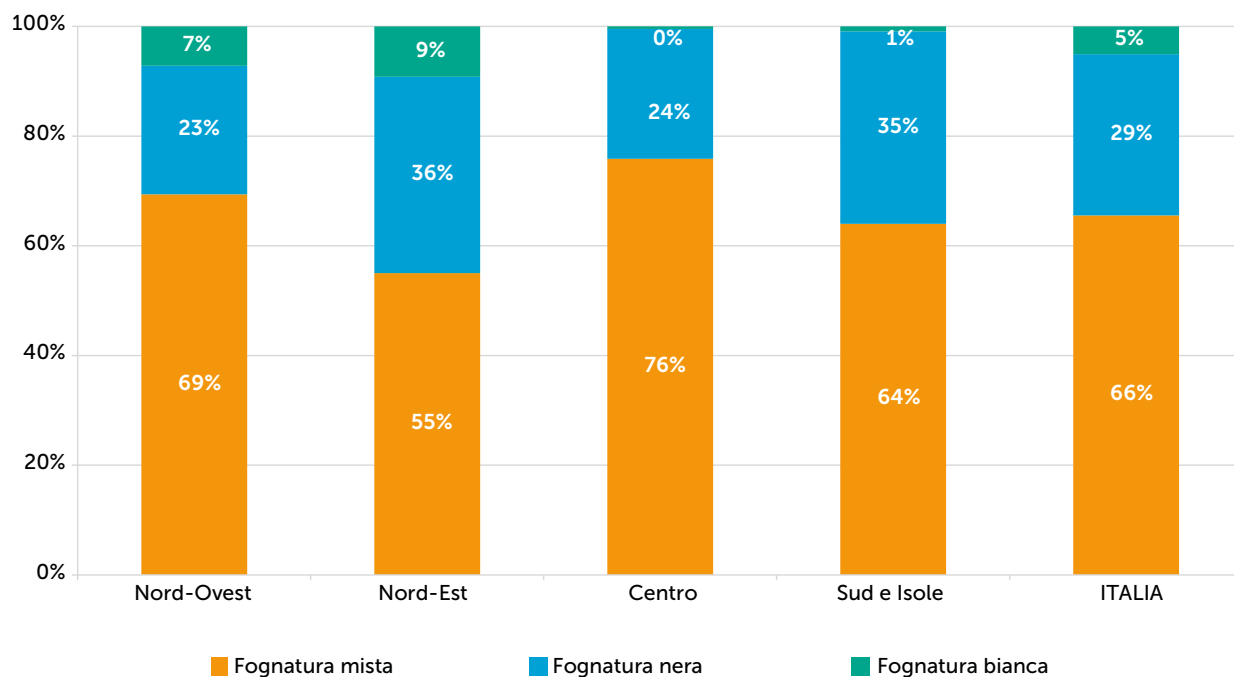
Analizzando i valori medi conseguiti per gli indicatori semplici che compongono il macro-indicatore M4 (Fig. 5.26), si osserva che gli episodi di allagamento e/o sversamento registrati mediamente a livello nazionale sono 4,6 ogni 100 km di rete fognaria, con numeri crescenti passando dal Nord, al Centro, al Sud e Isole. Inoltre, sempre con riferimento ai dati medi a livello nazionale, si evidenzia che il 20% degli scaricatori di piena risulta non ancora adeguato alle normative di riferimento (M4b), con una quota di inadeguatezza più che doppia nell'area Sud e Isole, e che il tasso di scaricatori di piena non ispezionati o non dotati di sistemi di rilevamento automatico delle attivazioni si attesta su valori prossimi al 13%, con scostamenti poco significativi tra le diverse aree del Paese. Per i citati indicatori, si nota un graduale miglioramento complessivo rispetto ai dati mostrati nella *Relazione Annuale 2020* (linee tratteggiate nella figura 5.26), salvo che relativamente all'adeguatezza normativa per l'area Sud e Isole.

FIG. 5.26 Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura e M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena, per area geografica



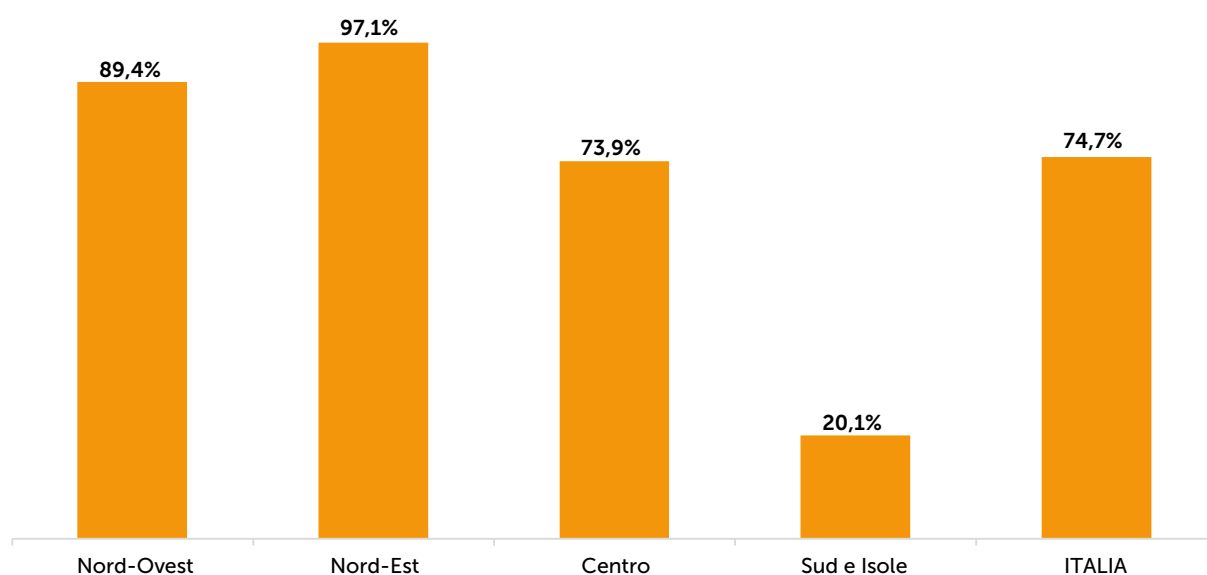
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Il campione considerato per l'anno 2021 gestisce una lunghezza complessiva di reti fognarie pari a circa 201.000 km. Dai dati comunicati emerge la prevalenza di condotte di tipo misto (mediamente pari al 66% dell'estensione complessivamente dichiarata), ovvero di reti progettate per il collettamento congiunto di scarichi domestici (inclusi eventualmente anche gli scarichi industriali) e delle acque meteoriche. In misura minore sono presenti sul territorio condotte dedicate al trasporto delle acque reflue domestiche (o acque nere, incluse eventualmente anche le acque reflue industriali, pari al 29% del totale) e, in piccola parte, sono gestite condotte destinate solamente all'allontanamento delle acque piovane (o acque bianche, pari al 5% del totale), con significative differenze a seconda dell'area geografica (Fig. 5.27).

FIG. 5.27 Lunghezza della rete fognaria per tipologia, ripartizione per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Il tasso di georeferenziazione delle reti fognarie, inteso come livello di conoscenza e digitalizzazione delle informazioni relative alle coordinate di posa e alle caratteristiche tecniche delle condotte, è mediamente pari al 74,7% della lunghezza totale, con un livello elevato registrato nel Nord e nel Centro (superiore al 70%) e un livello tuttora carente nell'area Sud e Isole (circa 20%) (Fig. 5.28).

FIG. 5.28 Lunghezza della rete georeferenzziata, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Come emerso per il servizio di acquedotto, nonostante i buoni risultati mediamente conseguiti in relazione all'attività di georeferenziazione delle reti, si segnalano ulteriori margini di miglioramento in termini di conoscenza delle reti, dal momento che per il 70% delle condotte non è nota l'età di posa. Il tasso di sostituzione delle condotte è risultato mediamente pari allo 0,15%²⁰ delle lunghezze di rete complessivamente gestite.

Relativamente alla presenza degli scaricatori di piena, alla base della determinazione degli indicatori M4b e M4c, la rilevazione ha messo in evidenza una diffusione media, per lunghezza di rete mista e bianca complessivamente gestita, omogenea tra i gestori operanti nel Nord e nel Centro Italia (dove mediamente sono presenti 30 scaricatori ogni 100 km di rete mista e bianca gestita), con una diffusione di tali infrastrutture significativamente più contenuta nel Sud e nelle Isole (8 scaricatori ogni 100 km di rete mista e bianca), come già messo in luce nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

In merito ai consumi energetici, infine, i dati comunicati dai soggetti competenti hanno mostrato un'incidenza attribuibile al servizio di fognatura pari a circa il 6% del consumo di energia elettrica complessivamente impiegata per il servizio idrico integrato, corrispondente a circa 0,07 kWh per metro cubo di volume di acqua reflua depurata e a 6,8 kWh per abitante equivalente collettato nelle reti fognarie.

Servizio di depurazione

Nella regolazione della qualità tecnica, il servizio di depurazione è valutato sulla base di due indicatori principali:

- il macro-indicatore M5 – “Smaltimento fanghi in discarica”, cui è associato l'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale collegato allo smaltimento in discarica dei fanghi derivanti dalla depurazione delle acque reflue;
- il macro-indicatore M6 – “Qualità dell'acqua depurata”, con la finalità di minimizzare l'impatto ambientale associato ai reflui in uscita dagli impianti di depurazione e convogliati nell'ambiente.

Come già rappresentato per il servizio di fognatura, l'accesso al meccanismo incentivante per i citati macro-indicatori è subordinato al raggiungimento di due requisiti: il primo relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati utili per il calcolo degli stessi; il secondo volto a intercettare tutte le realtà che presentano profili di inadempienza nell'attuazione della normativa di riferimento in materia di trattamento delle acque reflue, ovvero in cui siano presenti agglomerati interessati da pronunce di condanna della Corte di giustizia dell'Unione europea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE e non ancora dichiarati conformi.

Smaltimento dei fanghi di depurazione in discarica

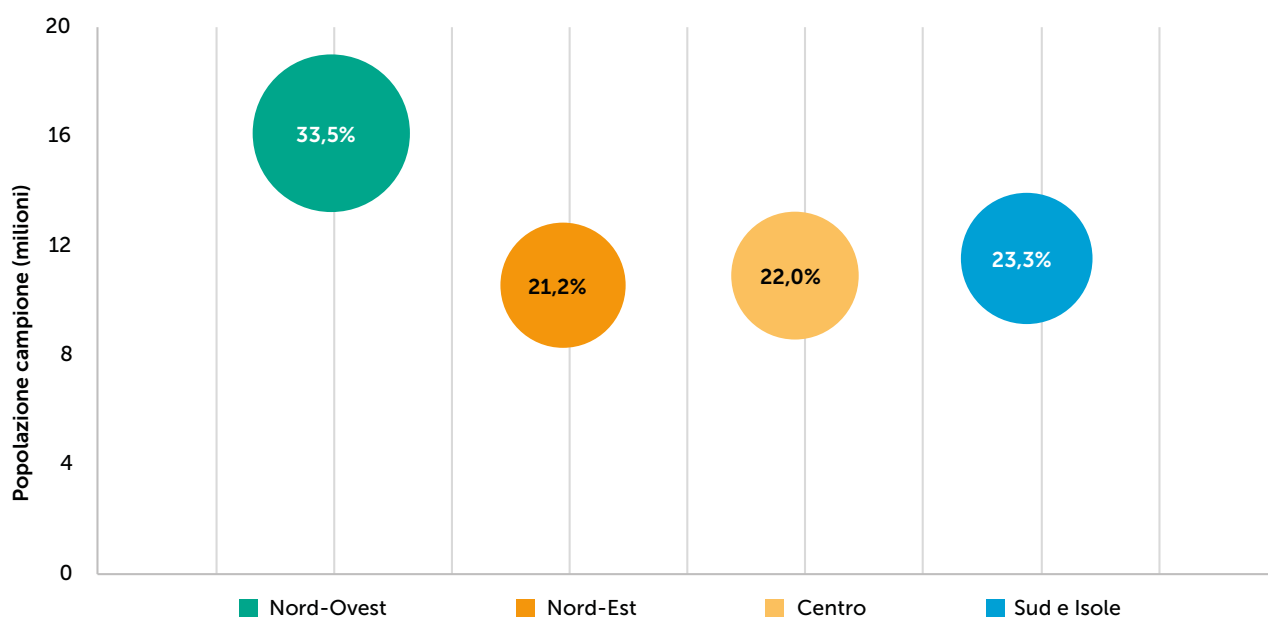
Nel seguito verranno mostrate le principali risultanze emerse in relazione allo stato infrastrutturale del servizio di depurazione, con specifico riferimento alla gestione dei fanghi derivanti dal trattamento delle acque reflue, da un *panel* composto da 143 gestioni, cui corrisponde una copertura del campione pari al 74,9% della popolazione residente italiana (43,4 milioni di abitanti)²¹. La distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche

²⁰ Il valore è espresso come rapporto tra la lunghezza delle reti sostituite nell'anno in considerazione rispetto all'estensione delle reti complessivamente gestite.

²¹ Rispetto al *panel* analizzato nel paragrafo relativo al servizio di acquedotto, sono state escluse le gestioni che non svolgono anche il servizio di depurazione, e sono state aggiunte quelle che svolgono il servizio di depurazione ma non quello di acquedotto. Non sono stati inclusi i gestori che, pur avendo dichiarato di svolgere il servizio di depurazione, hanno fornito dati con elevate carenze informative.

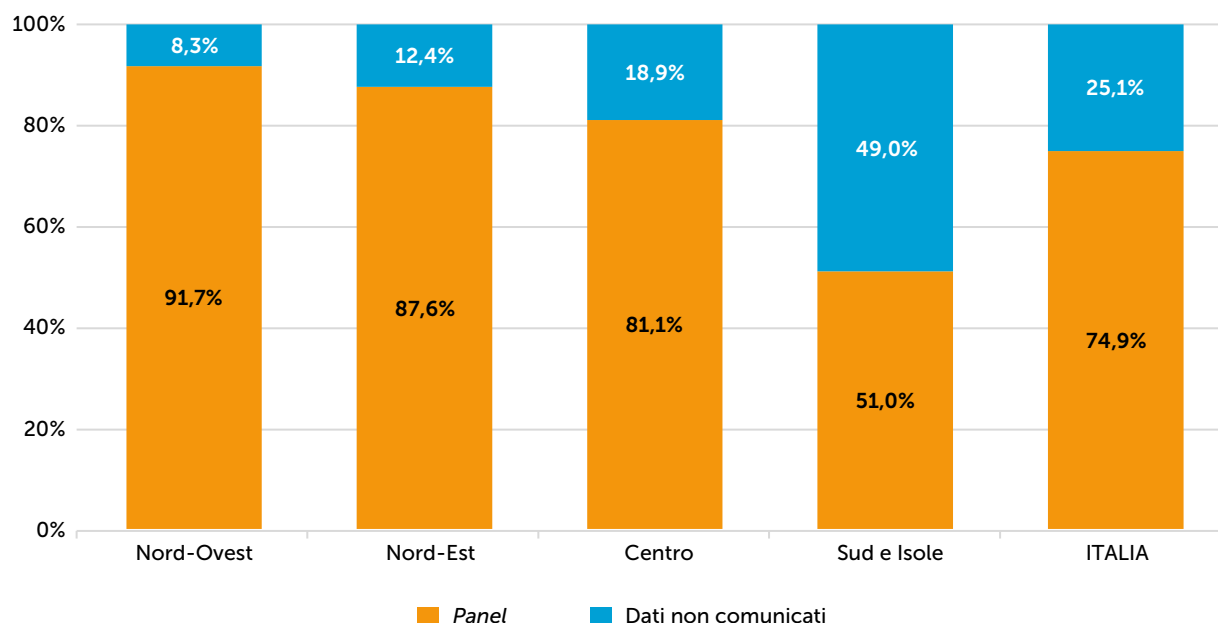
è illustrata nella figura 5.29: il 33,5% della popolazione è servito da gestioni che operano nel Nord-Ovest; il 21,2% e il 22% è rappresentato da gestioni operanti nelle regioni rispettivamente del Nord-Est e del Centro; il 23,3% è costituito da operatori che svolgono l'attività nell'area Sud e Isole. Rispetto al campione analizzato per il servizio di acquedotto e fognatura, si nota una lieve riduzione nella rappresentanza dell'area meridionale e insulare.

FIG. 5.29 Servizio di depurazione: distribuzione della popolazione del campione, per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Come mostrato anche nei precedenti paragrafi, il campione analizzato risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori compresa tra l'81% e il 92% della popolazione residente nelle medesime aree geografiche), mentre la relativa copertura si attesta al 51% della popolazione per l'area Sud e Isole (Fig. 5.30), facendo emergere una più contenuta disponibilità dei dati per questo servizio, rispetto a quanto descritto in particolare nel paragrafo relativo all'acquedotto. Sono comunque da apprezzare gli sforzi compiuti in questi anni dai soggetti preposti alla raccolta e alla validazione dei dati, dal momento che è possibile notare un incremento della popolazione servita da gestori operanti nelle zone del Sud e delle Isole.

FIG. 5.30 Macro-indicatore M5: popolazione servita dai gestori del panel, per area geografica

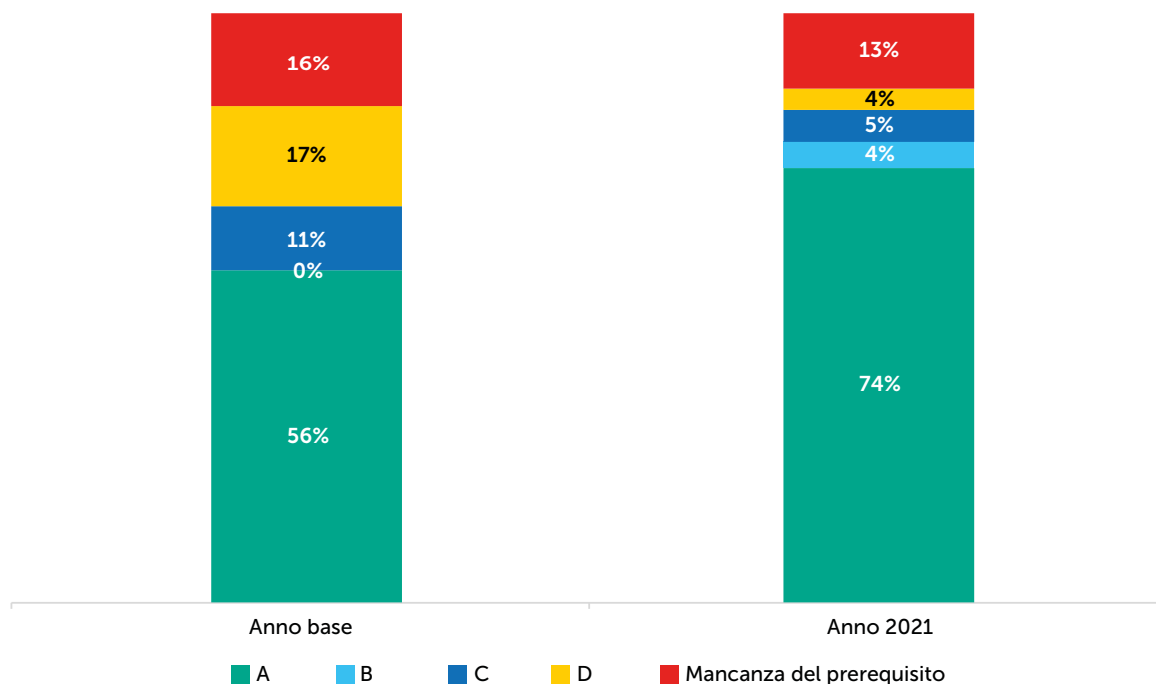
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

All'interno del *panel* considerato, si registrano due gestioni per le quali i pertinenti Enti di governo dell'ambito hanno dichiarato la scarsa affidabilità dei dati relativi al calcolo di M5, per un totale di circa 71.000 abitanti serviti. Per contro, le gestioni che non hanno conseguito il prerequisito relativo alla conformità alla direttiva 91/271/CEE per mancato recepimento delle previsioni di cui all'art. 4 della citata direttiva, attinente al trattamento delle acque reflue, sono undici (per un totale di 5,5 milioni di abitanti serviti, distribuiti in parte nel Nord-Ovest e in parte nell'area Sud e Isole). Gli agglomerati interessati dalle pronunce di condanna per problematiche legate al trattamento dei reflui sono 33, per un totale di circa 1,2 milioni di abitanti equivalenti (AE). Considerando che nei medesimi territori è generato un carico inquinante pari a circa 9,3 milioni di AE, il carico inquinante nei territori oggetto di condanna per il servizio di depurazione è pari al 13% del carico complessivamente generato nel territorio rappresentato.

Il macro-indicatore M5 è definito come il rapporto percentuale tra i quantitativi di fango da depurazione destinati allo smaltimento finale in discarica e le quantità complessive registrate in uscita dagli impianti di depurazione gestiti. In merito alle *performance* conseguite per questo indicatore, dalla figura 5.31 emerge un sensibile incremento – rispetto ai dati del 2016 – della popolazione servita da operatori che si collocano nella classe di eccellenza (classe A), caratterizzata da un valore di M5 inferiore al 15%, e una contestuale riduzione della popolazione servita da gestori che si posizionano nella classe D, che si contraddistingue per un tasso di smaltimento in discarica uguale o superiore al 30% del quantitativo di fanghi prodotti. Si nota, inoltre, un incremento della popolazione servita da gestori che si collocano nella classe B, che corrisponde a quantitativi di fanghi avviati in discarica compresi tra il 15% e il 30% e caratterizzati da un tenore di sostanza secca almeno pari al 30%. La medesima figura mostra, inoltre, una lieve contrazione – rispetto ai dati del 2016 – della percentuale di popolazione servita da gestioni prive dei prerequisiti sulla conformità alla normativa sulle acque reflue ovvero sulla qualità e disponibilità dei dati (pari al 13%), confermando – anche per il servizio di depurazione –, come già visto per la

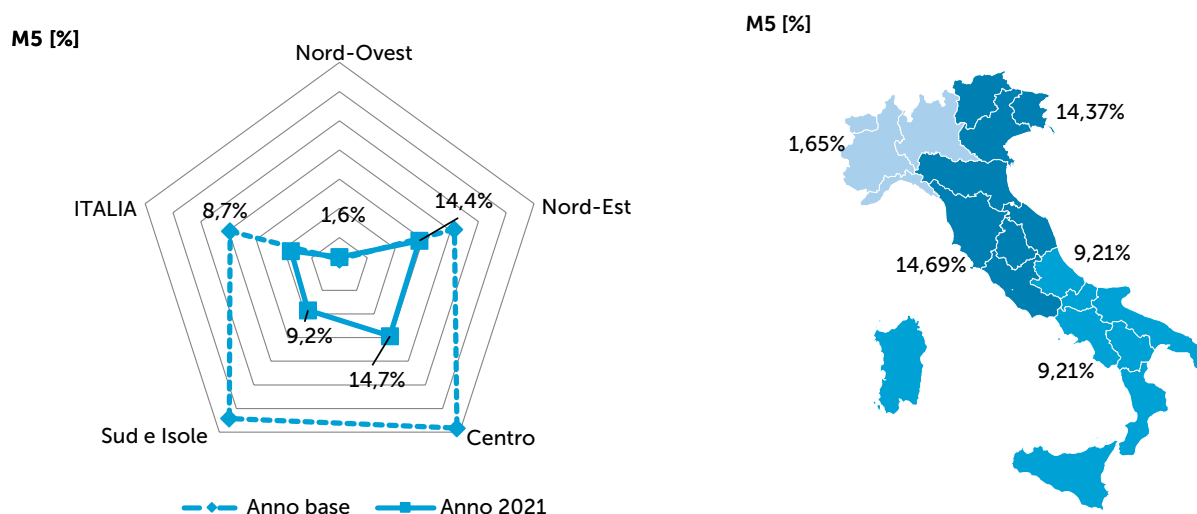
fognatura, un percorso di riduzione delle criticità infrastrutturali legate alla presenza di agglomerati in condanna per inadempimento ai dettami della direttiva 271/91/CE.

FIG. 5.31 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

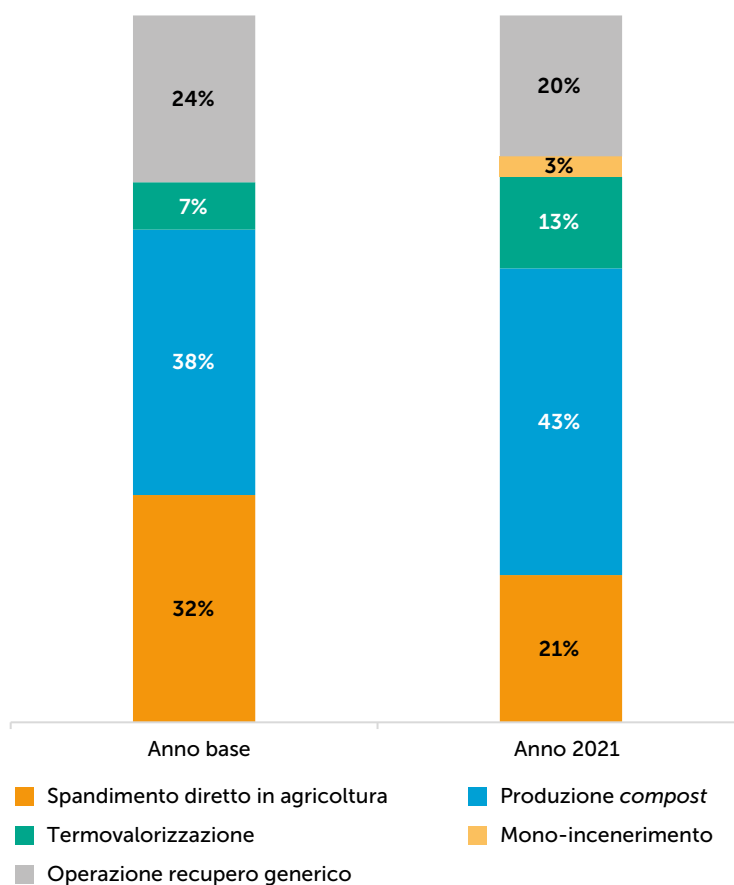
Con riferimento all'anno 2021, a livello nazionale la produzione di fanghi da impianti di depurazione è stata pari a 432.684 tonnellate di sostanza secca. Il tasso di conferimento in discarica dei medesimi è stato pari all'8,7% dei fanghi complessivamente prodotti, pur con livelli molto differenziati tra le diverse aree geografiche, come evidenziato dalla figura 5.32: a fronte di un valore medio molto contenuto al Nord-Ovest (pari all'1,6%), si notano valori prossimi al 14% per il Nord-Est e per le regioni del Centro e un dato pari al 9,2% per la zona meridionale e insulare. In tutte le aree del Paese si sono registrati decisi miglioramenti rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2020* (linea tratteggiata della figura 5.32), più marcati per l'area geografica Sud e Isole, caratterizzata da livelli medi di smaltimento in discarica più elevati nelle fasi di avvio della regolazione.

FIG. 5.32 Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT) 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Rispetto alla rilevazione relativa all'anno base, oltre a essere incrementato il tasso di recupero dei fanghi a fronte di un minore conferimento in discarica, dalla figura 5.33 si nota una modifica di allocazione tra le destinazioni finali dei fanghi recuperati nel tempo. Più nello specifico, pur confermando un impiego prevalente dei fanghi per scopi agricoli (sia spandimento diretto sui terreni sia utilizzo indiretto per la produzione di ammendanti di origine organica – *compost*), nell'anno di più recente rilevazione si evidenzia una contrazione di tale utilizzo a fronte di un progressivo incremento del ricorso a operazioni di riutilizzo come co-combustibile in impianti quali inceneritori o cementifici. Per finire, si conferma il ricorso a forme di recupero non specificate, cioè riferite a operazioni di recupero intermedie identificate da un codice "R" secondo quanto stabilito all'allegato C alla parte IV del DLgs n. 152/2006²², per quantitativi di fanghi corrispondenti a circa un quarto delle quantità complessive avviate a recupero.

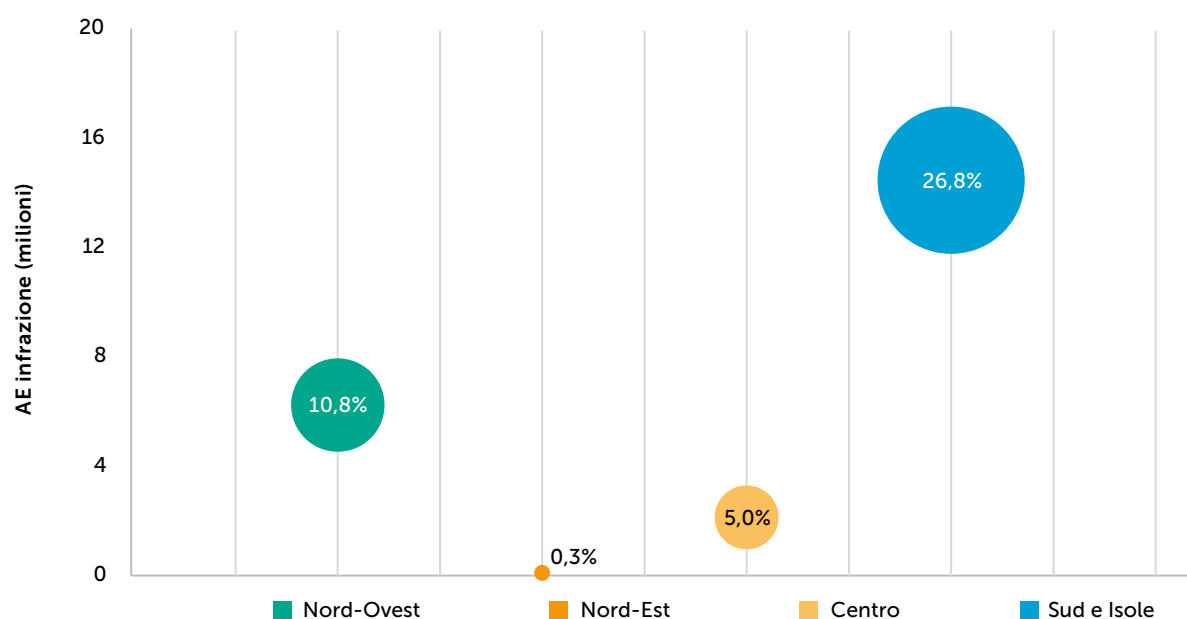
22 Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

FIG. 5.33 Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Come accennato in precedenza, una criticità che ancora si riscontra con riguardo al sistema fognario-depurativo è costituita, in alcune realtà, dal mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE, che ha portato all'emissione di tre sentenze di condanna per l'Italia da parte della Corte di giustizia dell'Unione europea, sebbene si stiano registrando miglioramenti anche grazie all'intensa attività posta in essere dalla struttura del Commissario alla depurazione. In aggiunta alla descritta criticità, si segnala la presenza nel *panel* considerato di numerose gestioni che sono attualmente sotto osservazione a causa delle ulteriori procedure di infrazione europea. Nell'RQTI è presente uno specifico indicatore semplice, associato al macro-indicatore M5, volto a monitorare la presenza o meno di agglomerati inclusi nelle procedure di infrazione non ancora giunte a sentenza della Corte di giustizia europea (Indicatore G5.1). L'analisi dei dati raccolti in relazione al citato indicatore semplice ha mostrato che, in particolare, le gestioni interessate da tale criticità sono 43, per un totale di 295 agglomerati e 6,9 milioni di abitanti equivalenti coinvolti. Gli agglomerati sono prevalentemente localizzati nel Sud e nelle Isole (137) e nel Nord-Ovest (89). Nella figura 5.34 è rappresentata la distribuzione degli agglomerati interessati dalle citate procedure di infrazione nelle diverse aree geografiche, sia in termini di carico inquinante (AE) associato a tali agglomerati, sia in termini di percentuale rispetto al carico complessivamente generato nelle rispettive aree geografiche.

FIG. 5.34 Distribuzione degli agglomerati interessati dalle procedure di infrazione eurounitarie sulla depurazione delle acque reflue



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Qualità dell'acqua depurata

Nel seguito verranno mostrate le principali risultanze emerse in relazione allo stato infrastrutturale del servizio di depurazione, con specifico riferimento alla gestione dei fanghi derivanti dal trattamento delle acque reflue, da un *panel* composto da 143 gestioni, cui corrisponde una copertura del campione pari al 74,9% della popolazione residente italiana (43,4 milioni di abitanti)²³.

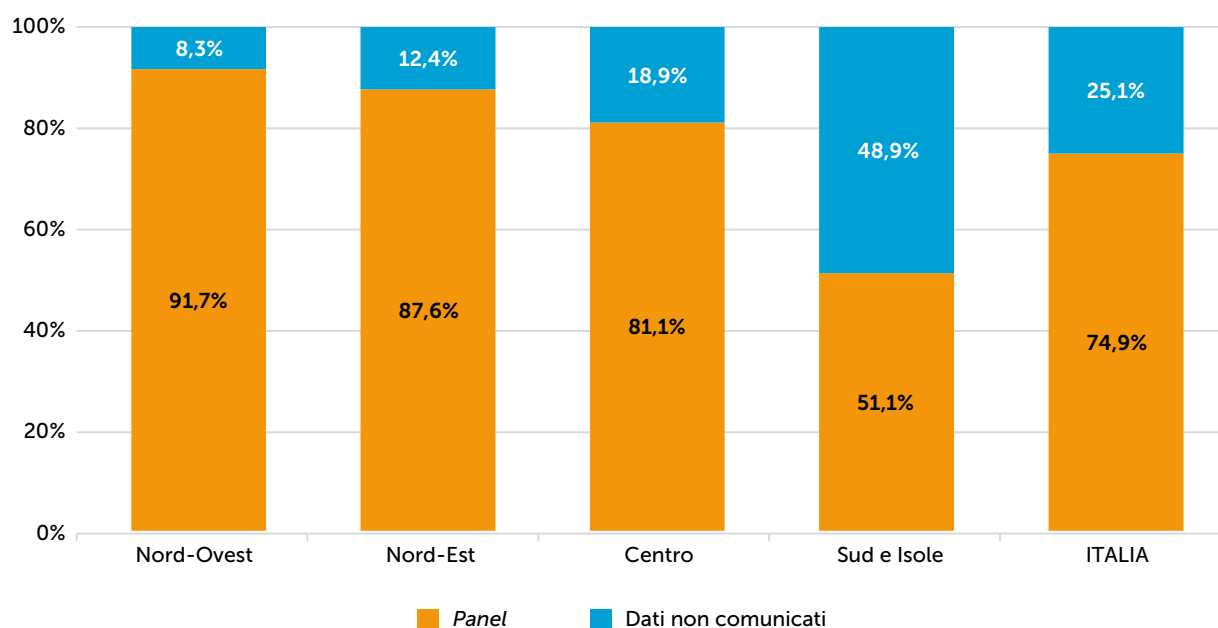
L'impianto regolatorio introdotto con l'RQT prevede che le *performance* conseguite da ciascuna gestione in relazione al servizio di depurazione siano valutate anche mediante il macro-indicatore M6, in considerazione dell'impatto ambientale collegato allo scarico delle acque reflue depurate. Detto macro-indicatore è definito come tasso di superamento, nei campioni di acqua reflua scaricata, dei limiti fissati dall'allegato 5 alla parte III del DLgs n. 152/2006 per i parametri della tabella 1 e, con riferimento agli impianti di depurazione recapitanti in aree sensibili o in bacini scolanti in area sensibile, per uno o entrambi i parametri di cui alla tabella 2 del medesimo decreto.

Le analisi proposte nel seguito si riferiscono a un *panel* composto da 139 gestioni, cui corrisponde una popolazione servita pari a 43,3 milioni di abitanti, per una copertura del campione pari al 74,9% della popolazione residente italiana. La distribuzione della popolazione tra aree geografiche del paese rispecchia sostanzialmente quanto precedentemente espresso, in particolare, per il macro-indicatore M5, con una rappresentazione maggiore per le aree geografiche del Nord e del Centro e inferiore per l'area comprensiva del Sud e delle Isole (Fig.

²³ Rispetto al *panel* analizzato nel paragrafo relativo al servizio di acquedotto, sono state escluse le gestioni che non svolgono anche il servizio di depurazione, e sono state aggiunte quelle che svolgono il servizio di depurazione ma non quello di acquedotto. Non sono stati inclusi i gestori che, pur avendo dichiarato di svolgere il servizio di depurazione, hanno fornito dati con elevate carenze informative.

5.35). Il numero di gestioni considerate per il macro-indicatore M6 risulta lievemente inferiore rispetto a quello relativo al macro-indicatore M5, dal momento che alcune piccole gestioni, pur svolgendo il servizio di depurazione, non concorrono al calcolo di M6 perché gli impianti gestiti sono di potenzialità inferiore a 2.000 AE oppure inferiore a 10.000 AE, se recapitanti in acque costiere, secondo quanto previsto dall'RQTI stessa.

FIG. 5.35 Macro-indicatore M6: popolazione servita dai gestori del panel, per area geografica

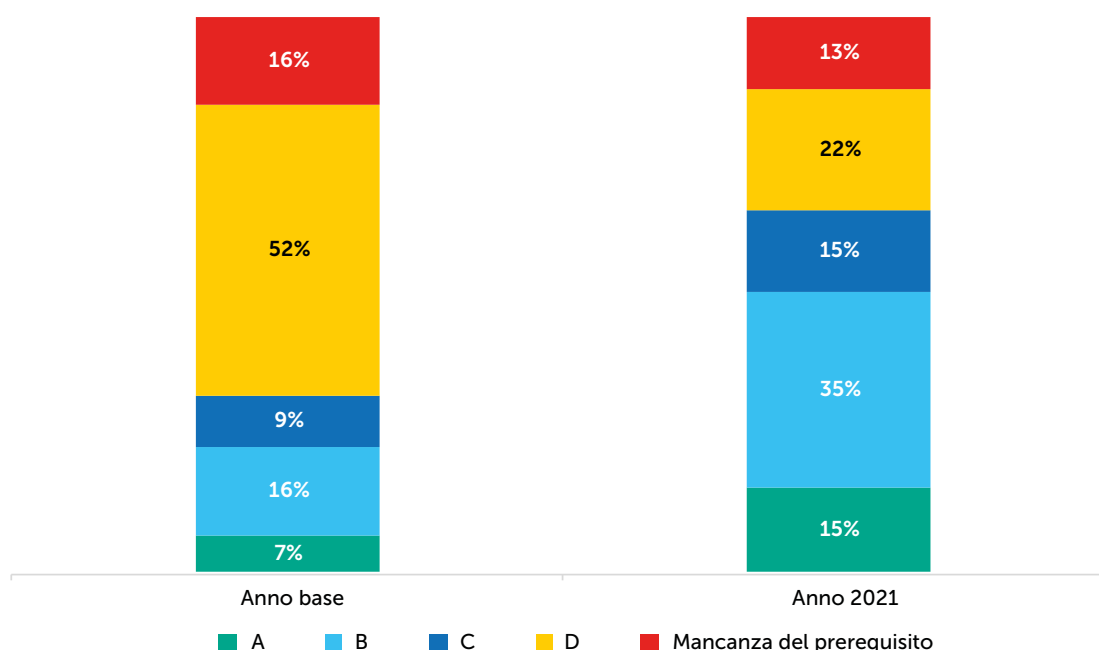


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Nella figura 5.36 sono mostrati i dati relativi alla suddivisione della popolazione in funzione delle classi in cui si collocano i gestori che erogano il servizio ai medesimi utenti. Rispetto alle fasi di avvio della regolazione, si nota un miglioramento nei risultati conseguiti: nell'anno 2021, il 15% della popolazione risulta servita da gestori per i quali si riscontrano condizioni ottimali di qualità dell'acqua depurata (classe A, caratterizzata da un tasso di superamento dei limiti nei campioni di acque reflue inferiore all'1%), a fronte del 7% individuato in corrispondenza dell'anno base; il 35% e il 15% del campione si colloca rispettivamente nelle classi B e C, caratterizzate da un tasso di superamento dei limiti compreso, rispettivamente, tra l'1% e il 5% e tra il 5% e il 10%; mentre il 22% della popolazione è servito da gestori per i quali si riscontra un tasso di superamento dei limiti superiore al 10% (classe D)²⁴. Infine, per il 13% degli abitanti si rileva il mancato conseguimento del prerequisito, precedentemente descritto, relativo alla presenza di agglomerati oggetto di condanna per mancato recepimento della normativa sul trattamento delle acque reflue ovvero del prerequisito relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati per la determinazione del macro-indicatore.

²⁴ Occorre ricordare che il macro-indicatore è determinato prendendo in considerazione tutti i superamenti puntuali dei limiti stabiliti per i parametri fissati nelle tabelle 1 e 2 del DLgs n. 152/2006, includendo anche i superamenti consentiti dalla normativa ambientale per valutare la conformità di un impianto. Pertanto, il posizionamento nella classe peggiore per gran parte delle gestioni non implica necessariamente una condizione di non conformità degli impianti gestiti. Ciò nonostante, a tali gestioni è richiesto uno sforzo ulteriore per conseguire il miglioramento ambientale sotteso al macro-indicatore in oggetto.

FIG. 5.36 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata (tasso di superamento dei limiti nei campioni di acqua scaricata)

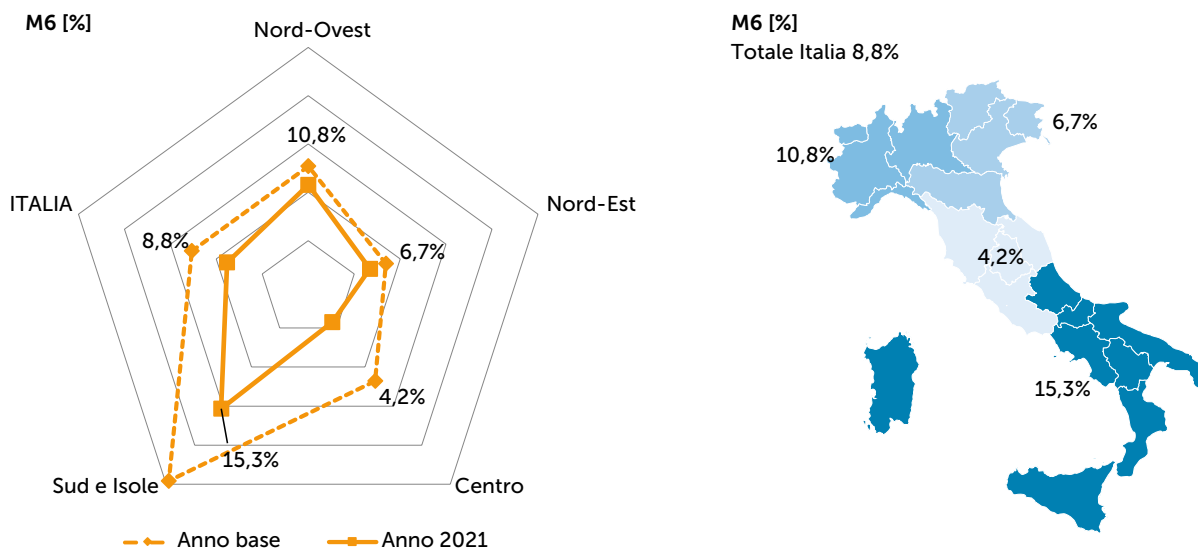


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

In merito ai gestori che presentano criticità legate ai prerequisiti di qualità tecnica, si registrano due gestioni per le quali i pertinenti Enti di governo dell'ambito hanno dichiarato la scarsa affidabilità dei dati relativi al calcolo di M6, trattandosi dei medesimi operatori già individuati come carenti nella disponibilità e affidabilità dei dati per la determinazione del macro-indicatore M5. Per contro, le gestioni che non hanno conseguito il prerequisito relativo alla conformità alla direttiva 91/271/CEE per mancato recepimento delle previsioni di cui all'art. 4 della citata direttiva, attinente al trattamento delle acque reflue, sono dodici (per un totale di 5,6 milioni di abitanti serviti, distribuiti in parte nel Nord-Ovest e in parte nell'area Sud e Isole). Gli agglomerati interessati dalle pronunce di condanna per problematiche legate al trattamento dei reflui sono 34, per un totale di circa 1,2 milioni di abitanti equivalenti (AE). Considerando che nei medesimi territori è generato un carico inquinante pari a circa 9,4 milioni di AE, il carico inquinante nei territori oggetto di condanna per il servizio di depurazione è pari al 13% del carico complessivamente generato nel territorio rappresentato.

Per l'anno 2021, il valore medio nazionale assunto dal macro-indicatore M6 è pari all'8,8% (Fig. 5.37). Rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2020* (anno base), si notano miglioramenti nella qualità dell'acqua depurata da parte delle gestioni localizzate in tutte le aree geografiche.

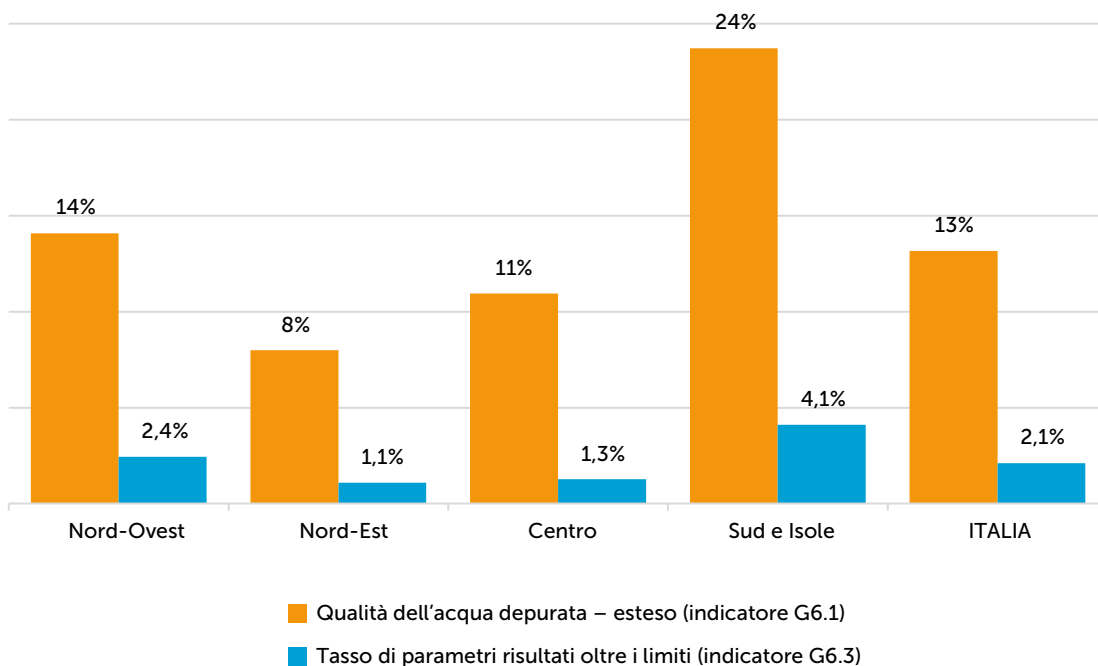
FIG. 5.37 Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata, per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Nell'RQTI, al macro-indicatore M6 sono associati alcuni indicatori semplici funzionali alla stesura della graduatoria finale dei migliori operatori, tra cui l'indicatore G6.1 denominato "Qualità dell'acqua depurata – esteso" determinato come tasso percentuale di campioni con superamento anche dei limiti di emissione indicati nella tabella 3 dell'allegato 5 alla parte III del DLgs n. 152/2006, in aggiunta ai parametri delle tabelle 1 e 2 del medesimo allegato. Gli altri indicatori semplici da considerare nelle analisi sul macro-indicatore M6 sono l'indicatore G6.2, denominato "Numerosità dei campionamenti eseguiti", e l'indicatore G6.3, denominato "Tasso di parametri risultati oltre i limiti". Nella seguente figura 5.38 sono mostrati i valori assunti in particolare dagli indicatori "Qualità dell'acqua depurata – esteso" (G6.1) e "Tasso di parametri risultati oltre i limiti" (G6.3), in funzione dell'area geografica, per i quali la qualità migliore si riscontra in corrispondenza dei valori più bassi.

FIG. 5.38 Qualità dell'acqua depurata – esteso (indicatore G6.1) e tasso di parametri risultati oltre i limiti (indicatore G6.3), per area geografica

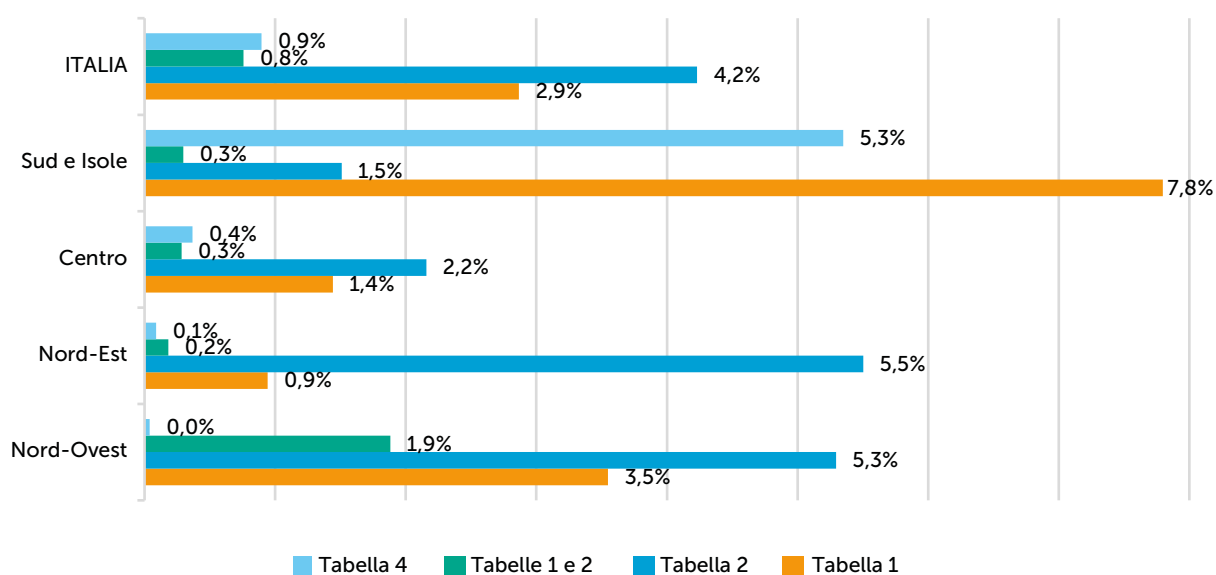


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

A livello nazionale, sono numerosi gli impianti di depurazione autorizzati per lo scarico di acque reflue industriali ai sensi della tabella 3 del medesimo DLgs n. 152/2006. Con riferimento ai campioni eseguiti dal gestore sulle acque reflue scaricate dagli impianti di depurazione con analisi comprensiva anche dei parametri di tabella 3 (in aggiunta ai parametri delle tabelle 1 e 2), emerge un incremento medio del 28% dei campioni complessivamente eseguiti, rispetto ai campioni svolti con riferimento ai soli parametri di tabella 1 e 2. Il tasso medio di superamento dei campioni anche con analisi dei parametri di tabella 3²⁵ è risultato pari mediamente al 13% dei campioni eseguiti (Fig. 5.38).

In relazione ai parametri che hanno mostrato le maggiori criticità, si conferma quanto evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, ovvero che il tasso di superamento dei limiti a livello medio nazionale è risultato superiore per i parametri di tabella 2 del citato DLgs n. 152/2006, nella quale sono fissati i limiti annuali di emissione relativi ai parametri azoto (N) e fosforo (P), per gli impianti di acque reflue urbane recapitanti in aree sensibili, rispetto ai parametri inclusi nella tabella 1 (che fissa i limiti di emissione per i parametri BOD5, COD e SST). Sensibili variazioni si registrano a livello locale: se le aree del Nord presentano maggiori criticità relativamente ai limiti fissati in tabella 2, la zona del Sud e delle Isole mostra maggiori tassi di superamento in relazione ai limiti di tabella 1 e 4 (relativa allo scarico su suolo dei reflui depurati). D'altro canto, nel Nord è presente un maggiore numero di impianti di depurazione i cui scarichi sono autorizzati ai sensi della tabella 2. Al contrario, nell'area meridionale e insulare, sono presenti numerosi impianti autorizzati allo scarico sul suolo ai sensi della tabella 4 (Fig. 5.39).

FIG. 5.39 Tasso di superamento puntuale dei limiti fissati dal DLgs n. 152/2006 per i parametri delle tabelle 1, 2 e 4



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

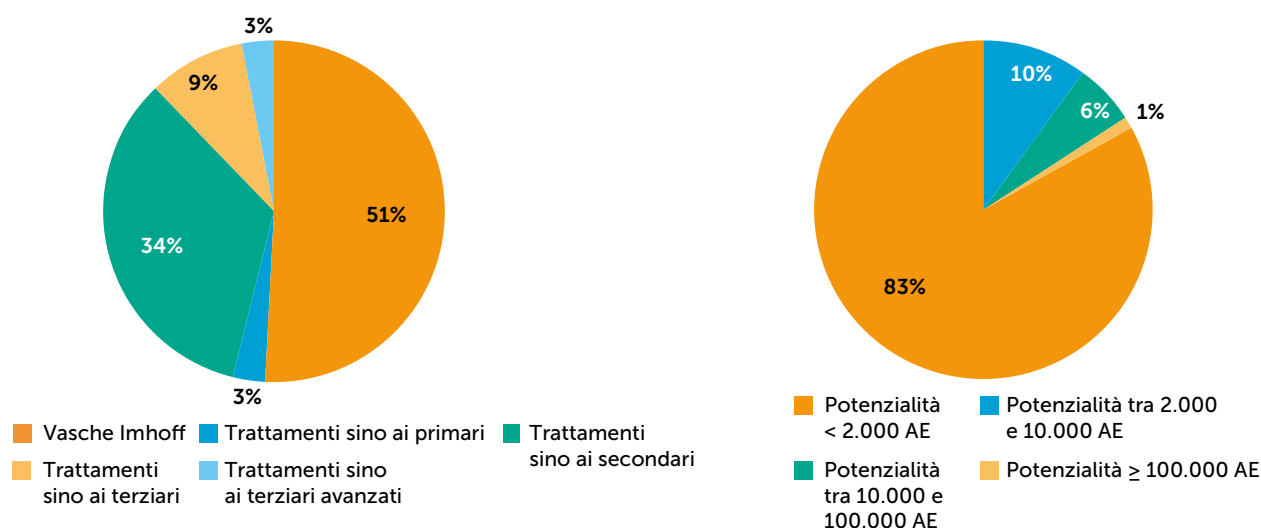
Altri aspetti infrastrutturali

Gli impianti di depurazione gestiti dagli operatori inclusi nel *panel* considerato sono risultati poco più di 15.000; di questi, il 51% è costituito da vasche Imhoff (Fig. 5.40), mentre solo il 3% degli impianti svolge trattamenti molto

²⁵ I superamenti sono relativi ai parametri inquinanti inclusi nelle autorizzazioni allo scarico e sottoposti a controllo da parte del gestore e dell'Autorità di controllo.

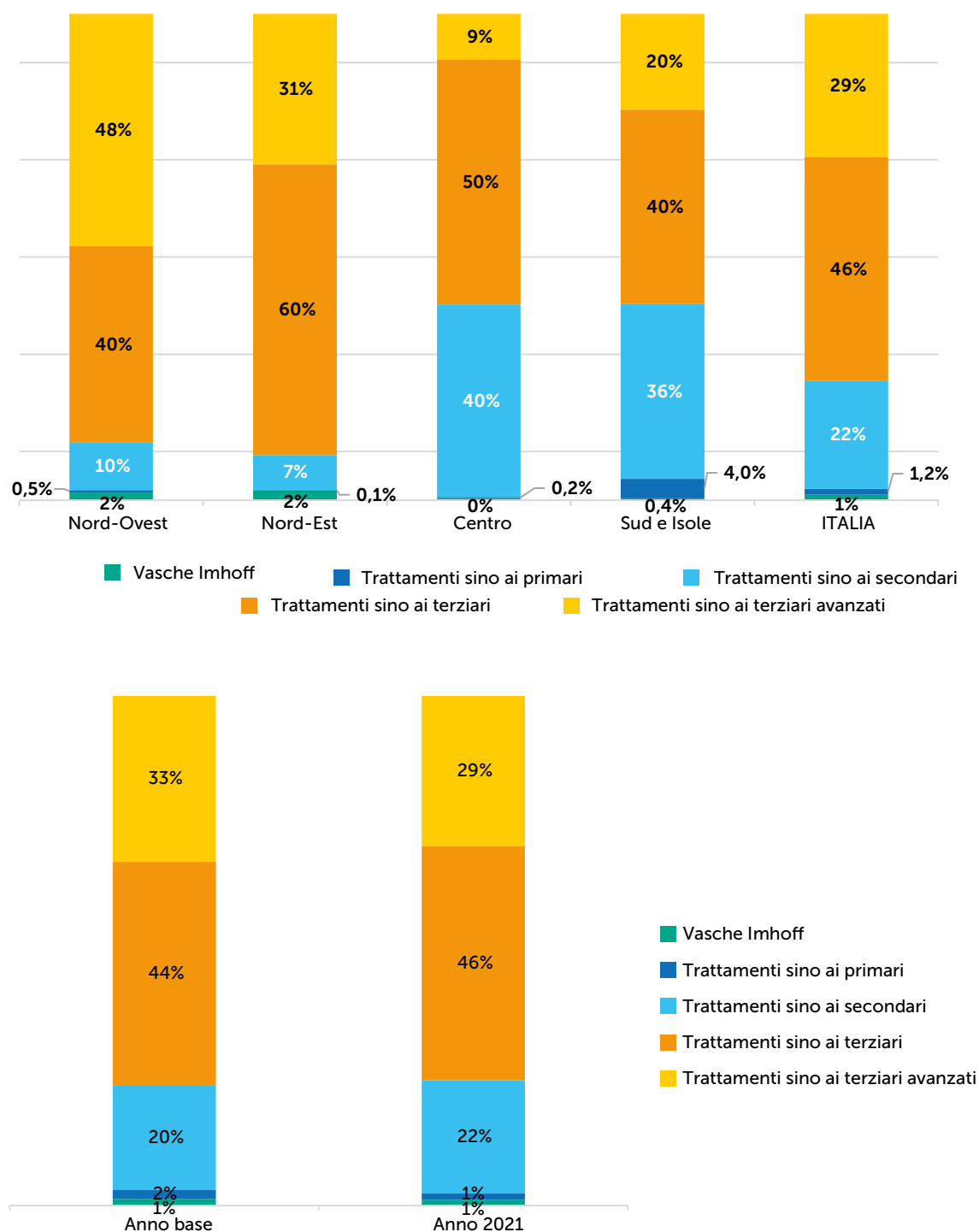
avanzati. In termini di potenzialità di trattamento, l'83% del numero di impianti ha potenzialità inferiore a 2.000 AE, il 10% ha potenzialità compresa tra 2.000 e 10.000 AE, il 6% ha potenzialità inclusa tra 10.000 e 100.000 AE e circa l'1% ha potenzialità superiore a 100.000 AE, restituendo sostanzialmente i medesimi valori già illustrati nella *Relazione Annuale 2021*.

FIG. 5.40 *Suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione dei trattamenti e della potenzialità*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2022)" (delibera 107/2022/R/ldr).

Nonostante l'elevata numerosità di impianti di depurazione di piccola dimensione, si evidenzia come la maggior parte del carico inquinante sia trattata da impianti dotati di un trattamento almeno secondario, con una netta prevalenza degli impianti fino ai trattamenti terziari (Fig. 5.41). Rispetto ai dati mostrati nella *Relazione Annuale 2020* relativamente all'anno di base, si nota, a livello generale, un incremento del carico sottoposto a trattamenti di affinamento o terziari avanzati. Il maggior livello di complessità dei trattamenti è evidenziabile per le Regioni settentrionali: nel Nord-Ovest, infatti, è massima la percentuale di carico inquinante sottoposta a un trattamento sino al terziario avanzato (48%); di contro, la medesima percentuale è minima nelle Regioni meridionali e insulari (20%) e del Centro (9%).

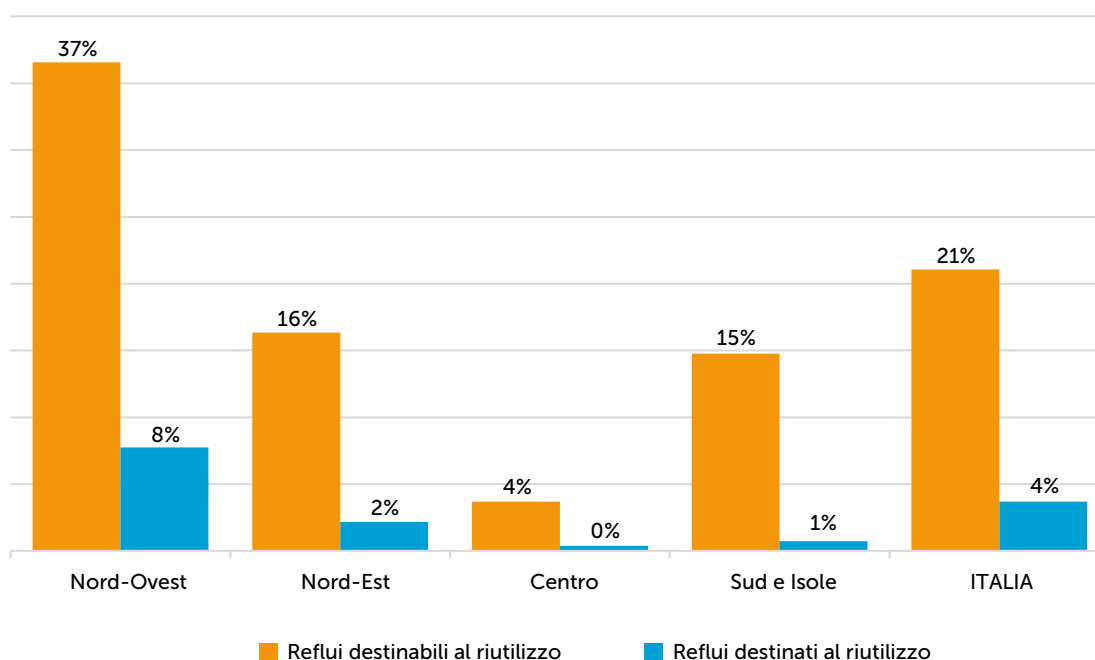
FIG. 5.41 Percentuale di reflui depurati per tipologia di trattamento, per area geografica ed evoluzione nel tempo


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

Il ricorso, da parte di una quota crescente di gestori, a tecnologie di trattamento avanzate dei reflui presenta riflessi positivi anche in relazione al riutilizzo delle acque reflue depurate. Sulla base dei dati relativi al 2021, si evince come i volumi potenzialmente impiegabili per il riutilizzo costituiscono circa il 21% del volume complessivamente depurato, mentre i volumi effettivamente riutilizzati (principalmente per uso irriguo) si attestano a

valori prossimi al 4% del volume complessivamente depurato (Fig. 5.42). I dati più recenti non mostrano ancora un significativo *trend* di crescita rispetto ai dati registrati per il 2016, sebbene si attendano miglioramenti nei tassi di riutilizzo anche in ottemperanza alle più recenti normative volte a mitigare gli effetti negativi legati al *climate change*.

FIG. 5.42 Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 107/2022/R/idr).

In merito ai consumi energetici, infine, i dati comunicati dai soggetti competenti hanno mostrato un'incidenza attribuibile al servizio di depurazione pari a circa il 30% del consumo di energia elettrica complessivamente impiegato per il servizio idrico integrato, corrispondente a circa 0,36 kWh per metro cubo di volume depurato e a 35 kWh per abitante equivalente trattato, sostanzialmente stabili, pur a fronte del miglioramento conseguito in relazione ai macro-indicatori del servizio di depurazione.

Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione

Nel corso del 2022 è giunta a completamento un'ulteriore linea di finanziamento del pacchetto *Next Generation* EU che ha interessato il servizio idrico integrato, che si aggiunge alla linea M2C4 – I4.1 del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), rivolta al finanziamento di interventi in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico (oltre 1 miliardo di euro, rispetto a un valore di risorse complessivamente stanziato di 2 miliardi²⁶), e all'asse IV del Programma operativo nazionale "Infrastrutture e Reti" 2014-2020 (PON

²⁶ Risorse che sono in parte destinate, per la linea I4.1, anche a infrastrutture di altri servizi idrici, in particolare i servizi irrigui.

leR), nell'ambito del programma REACT-EU, avente a oggetto "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti"²⁷ per un gruppo di Regioni localizzate nel Sud Italia²⁸ (oltre 476 milioni di risorse stanziare): si tratta della linea M2C4 – I4.2 del PNRR avente il medesimo oggetto, per l'intero territorio nazionale, alla quale l'Autorità ha prestato il proprio contributo nell'ambito della Commissione di valutazione delle proposte presentate, nominata dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

Tale misura ha consentito l'allocazione, in due diverse finestre temporali succedutesi nel secondo semestre del 2022, di una quota ulteriore di 900 milioni di euro per specifici progetti nel settore, contribuendo così alla spesa per investimenti nel servizio idrico integrato per complessivi 2,4 miliardi di euro in un arco temporale compreso tra il 2021 e il 2026, in attesa che si concludano le attività propedeutiche al rilascio di ulteriori 600 milioni di euro destinati al sostegno di interventi per l'ammodernamento delle infrastrutture di fognatura e depurazione (anche al fine di superare le procedure di infrazione comunitaria), oggetto della linea M2C4 – I4.4 del PNRR (per la quale sono in fase di stipula, alla data di redazione del presente Volume, le convenzioni di finanziamento tra Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e Regioni)²⁹.

Nel campo delle politiche di sostegno del settore idrico a livello nazionale, nel 2022 (e nel primo semestre del 2023) sono proseguite poi le erogazioni delle risorse destinate al primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico – adottato con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° agosto 2019 –, al fine di portare a compimento le attività di programmazione e realizzazione degli interventi contenuti nell'allegato 1 al richiamato DPCM, necessari alla mitigazione dei danni connessi a fenomeni di scarsità idrica, tramite il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche.

Il 2022 è stato anche l'anno in cui l'Autorità ha avviato le istruttorie inerenti all'aggiornamento biennale, per gli anni 2022 e 2023, degli schemi regolatori trasmessi dagli Enti di governo dell'ambito competenti per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 (MTI-3), ai sensi della delibera 639/2021/R/idr, con le modalità e gli schemi tipo previsti dalla determina 18 marzo 2023, 1/2022 – DSID. Tali istruttorie hanno riguardato la verifica, tra gli atti che costituiscono lo schema regolatorio di ciascuna gestione, del Programma degli interventi (PdI) e del Piano delle opere strategiche (POS), introdotto dall'MTI-3 per tenere conto degli effetti di lungo periodo di eventuali opere di rilevanza strategica, le quali, essendo caratterizzate da rilevante complessità tecnica, hanno tempistiche di realizzazione pluriennali che superano il periodo regolatorio vigente. In tale sede l'Autorità, oltre a consolidare le proprie analisi rispetto alle priorità della pianificazione nel periodo in esame, ha potuto verificare il corretto recepimento, nelle richiamate pianificazioni, delle prime risorse stanziare dal pacchetto *Next Generation* EU, come richiamate all'inizio del presente paragrafo.

Nei successivi paragrafi saranno fornite le principali evidenze relative alle attività di pianificazione degli investimenti del servizio idrico integrato, risultanti dalle richiamate istruttorie inerenti all'aggiornamento biennale degli schemi regolatori MTI-3. Infine, si darà conto dell'avanzamento dell'attività di monitoraggio degli interventi ammessi al finanziamento con le risorse del Piano nazionale e dell'assegnazione dei finanziamenti del citato pacchetto *Next Generation* EU.

27 Il programma è stato destinato a un gruppo di Regioni localizzate nel Sud Italia e nelle Isole (Molise, Campania, Puglia, Calabria, Sicilia), ed è stato finanziato con le risorse del pacchetto REACT-EU.

28 Si tratta delle Regioni: Campania, Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia.

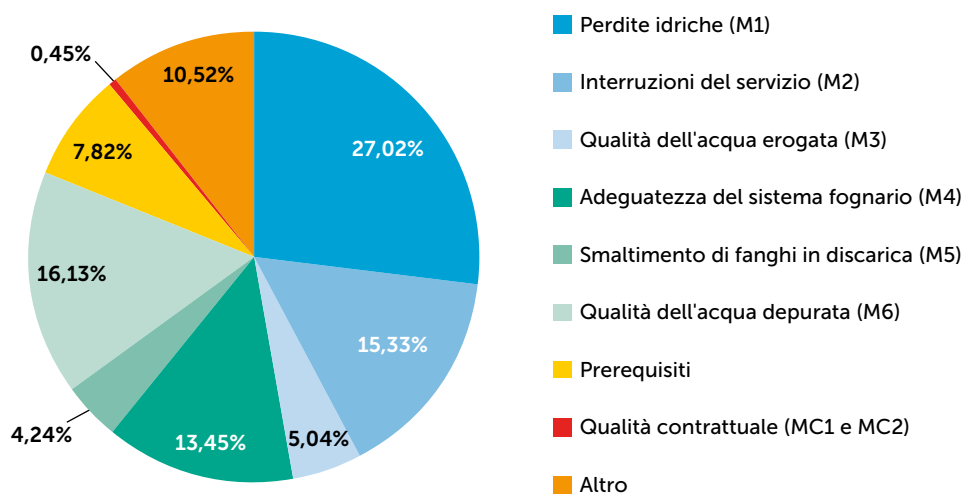
29 Per approfondimenti sul contributo dell'Autorità sullo sviluppo delle richiamate linee di finanziamento si rimanda al Volume 2 della presente *Relazione Annuale*.

Programmi degli interventi trasmessi e Piani delle opere strategiche ai fini dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2022-2023

L'analisi del fabbisogno di investimenti del servizio idrico integrato per il periodo 2022-2023 è stata condotta a partire da un campione che include tutte le gestioni con Pdl rientranti in schemi regolatori approvati dall'Autorità ai sensi della delibera 639/2019/R/idr alla data del 30 maggio 2023, nonché quelle con schemi regolatori non ancora approvati, ma per i quali sono state avviate, da parte dell'Autorità, le relative istruttorie per valutare la coerenza degli investimenti contenuti nei richiamati piani – elaborati secondo le indicazioni di cui alla determina 1/2022 – DSID – rispetto al recepimento degli obiettivi di qualità tecnica e ai piani tariffari validati e trasmessi dagli EGA competenti. Si tratta, nello specifico, di 120 gestioni che servono complessivamente 46.142.604 abitanti.

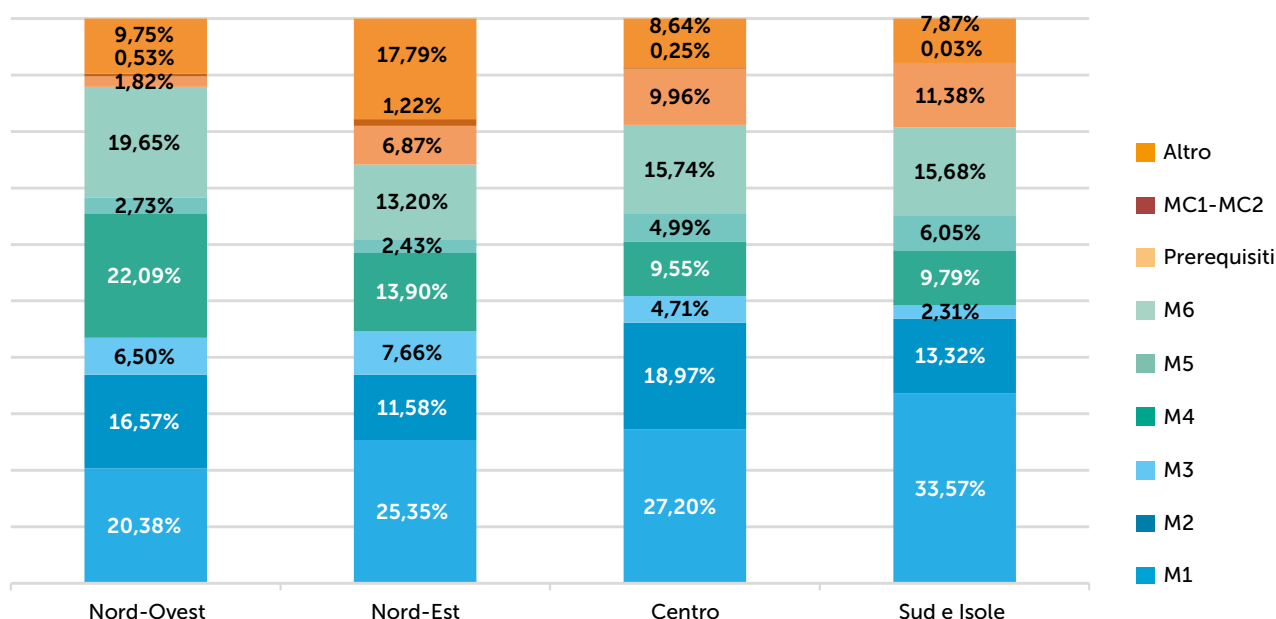
La distribuzione del fabbisogno di investimenti (al lordo dei contributi) a livello nazionale, risultante per il biennio 2022-2023 dai Pdl analizzati (Fig. 5.43), evidenzia un significativo rafforzamento del peso degli investimenti destinati alla riduzione delle perdite idriche, anche per effetto dell'iniezione di risorse stanziata per il medesimo scopo sia dal PNRR che dal REACT-EU. Gli investimenti pianificati per il miglioramento del macro-indicatore M1 passano quindi a superare il 27% degli investimenti programmati; a essi seguono, in ordine di priorità di obiettivo, gli investimenti per il miglioramento della qualità dell'acqua depurata (macro-indicatore M6), al 16,1%, e quelli per la riduzione delle interruzioni idriche (intercettati dal macro-indicatore M2), anch'essi in crescita al 15,3%, che superano gli interventi per l'adeguamento del sistema fognario (M4), stabili al 13,5%. Cala ancora la quota di investimenti in infrastrutture del servizio idrico integrato non riconducibili direttamente a specifici obiettivi di qualità tecnica fissati dall'Autorità (in parte connessi a estensioni della copertura del servizio e all'efficientamento energetico degli impianti, o a interventi attribuiti trasversalmente a due o più macro-indicatori), attestandosi al 10,5%. Si riduce leggermente il peso degli interventi destinati al superamento delle situazioni di criticità negli agglomerati oggetto di condanna da parte della Corte di giustizia europea per mancata conformità alla direttiva 91/271/CEE, di cui alle richiamate sentenze del 31 maggio 2018, causa C-251/17, e del 10 aprile 2014, causa C-85/13 (e alla più recente causa C-668/19, nonché alla prevenzione dell'eventualità di ulteriori condanne in quegli agglomerati oggetto di infrazioni comunitarie tuttora aperte e relative alla medesima direttiva³⁰). Tale dato è il risultato sia dell'avanzamento (e relativa conclusione) di alcuni degli interventi volti alla risoluzione della criticità, sia della composizione del campione.

³⁰ Si fa riferimento, in particolare, alla procedura di infrazione europea 2017/2181 (si veda anche la figura 5.40 del paragrafo "Altri aspetti infrastrutturali").

FIG. 5.43 Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Analizzando la distribuzione degli investimenti per area geografica (Fig. 5.44), emerge come la crescita degli investimenti per la riduzione delle perdite idriche, osservata a livello nazionale, sia trainata in particolar modo dalle pianificazioni del Sud e delle Isole (in alcuni casi beneficiarie di entrambe le linee di finanziamento comunitarie descritte), con un peso degli investimenti destinati al miglioramento di M1 pari al 33,6%, seguite da quelle del Centro Italia che sono in linea con la media nazionale (27,2%). Il Sud Italia mantiene comunque il più alto livello degli interventi per la risoluzione delle infrazioni comunitarie, che restano tra le priorità nelle pianificazioni dell'area. L'area nella quale si concentra invece la quota maggiore di investimenti volti all'adeguamento del sistema fognario e al miglioramento della qualità dell'acqua depurata è il Nord-Ovest, per il quale il fabbisogno di investimenti destinato all'adeguatezza del sistema fognario si colloca abbondantemente sopra la media nazionale (oltre il 22%).

FIG. 5.44 Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023 per area geografica (in percentuale)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

In termini generali di servizio, il quadro nazionale del biennio, anche per le motivazioni rappresentate in premessa, è maggiormente orientato sugli investimenti pianificati nelle infrastrutture acquedottistiche (45,6%) rispetto a quelli previsti nelle reti fognarie e negli impianti di depurazione (nel complesso il 40,66%), pur permanendo differenze tra singole aree geografiche: nel Nord-Ovest è stato espresso un maggiore fabbisogno nelle fasi di fognatura e depurazione, mentre nel Centro Italia la forbice tra le due fasi aumenta a favore delle infrastrutture di acquedotto.

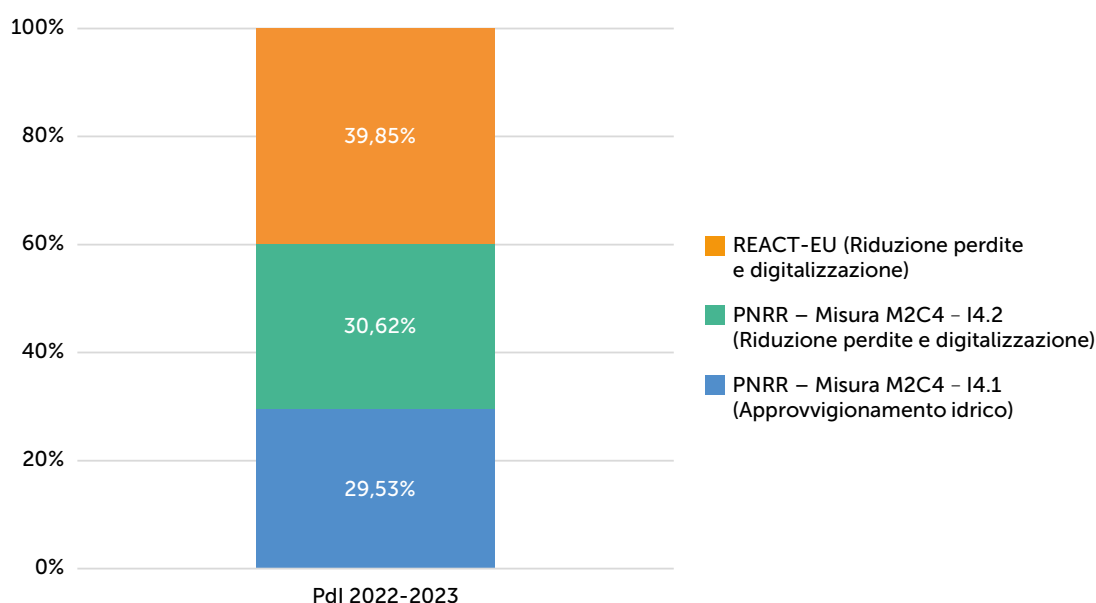
Come anticipato nella premessa al presente Capitolo, le istruttorie condotte sull'aggiornamento dei Programmi degli interventi hanno costituito l'occasione per verificare il recepimento nei medesimi atti di pianificazione degli interventi finanziati con i primi decreti di trasferimento delle risorse del pacchetto *Next Generation* EU, con particolare riferimento alla linea di finanziamento M2C4 – I4.1 sulla sicurezza degli approvvigionamenti e alle linee del REACT-EU e M2C4 – I4.2 del PNRR per la riduzione delle perdite. Si tratta di valutazioni preliminari che andranno affinate nel prossimo periodo regolatorio 2024-2027³¹, per due ragioni principali:

- il completamento di alcune delle linee di finanziamento in una fase successiva alla trasmissione degli schemi regolatori di aggiornamento biennale da parte di soggetti risultati beneficiari, con la conseguenza che i relativi interventi finanziati non sono stati ancora recepiti nelle programmazioni attuali; ci si riferisce alla seconda finestra temporale della linea M2C4 – I4.2 e alla linea M2C4 – I4.4, per le quali è previsto complessivamente circa 1 miliardo di euro di risorse;
- lo sviluppo temporale degli interventi finanziati, che per la maggior parte delle linee di finanziamento si estende oltre il periodo regolatorio corrente, essendo prevista la conclusione delle opere entro il 2026.

Dalla ricognizione effettuata sui Pdl trasmessi, è stato possibile quantificare in quasi 700 milioni di euro (690,1 milioni) le risorse chiaramente riconducibili dagli Enti di governo dell'ambito a interventi finanziati col pacchetto *Next Generation* EU nel biennio 2022-2023, principalmente allocate nel secondo anno del biennio. Tale somma include la quota di risorse cofinanziata dalla tariffa del gestore; la quota pianificata a titolo di contributo pubblico nel medesimo periodo risulta invece pari a poco più di 478 milioni di euro (circa il 16% del budget destinabile al servizio idrico integrato). Complessivamente, le risorse previste incidono per circa il 10% del fabbisogno pianificato nel biennio 2022-2023 (arrivando a superare il 14% nel 2023). Le risorse sono equamente ripartite tra le tre misure implementate (almeno parzialmente) nel 2022 (Fig. 5.45).

³¹ Per un'analisi completa sull'allocazione delle risorse del PNRR si rimanda ai successivi paragrafi.

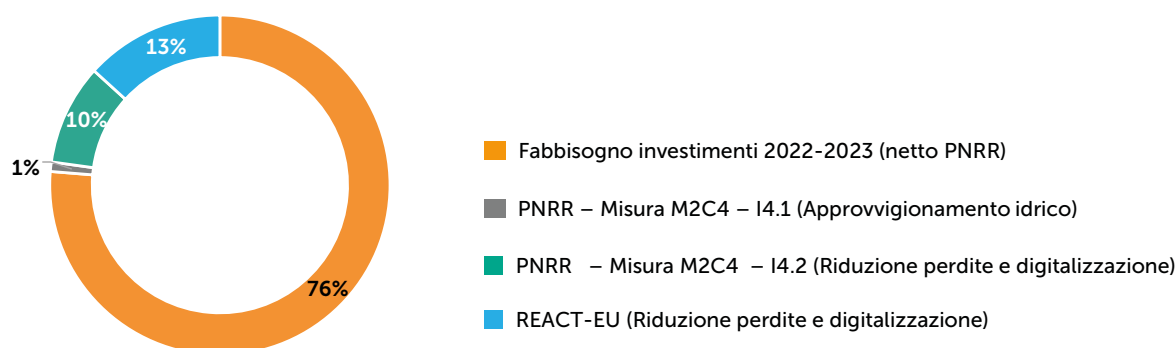
FIG. 5.45 Interventi PNRR e REACT-EU recepiti nelle pianificazioni 2022-2023 (ripartizione percentuale per linea di finanziamento)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

I macro-indicatori impattati dalle misure in esame nelle pianificazioni attuali sono principalmente riconducibili ai due macro-indicatori di qualità tecnica di minimizzazione delle perdite idriche (per i finanziamenti del REACT-EU e della linea M2C4 – I4.2 del PNRR) e di riduzione delle interruzioni (con riferimento alle risorse allocate dalla linea M2C4 – I4.1 del PNRR), mentre per una quota marginale rilevano il miglioramento della qualità dell'acqua erogata e il superamento dei prerequisiti legati alla fase acquedottistica. Nella figura 5.46 è riportata, a titolo di esempio, l'incidenza delle richiamate misure sugli investimenti destinati al macro-indicatore M1 rispetto al fabbisogno totale espresso per il medesimo obiettivo, sempre nel biennio 2022-2023.

FIG. 5.46 Risorse destinate al miglioramento del macro-indicatore M1 nelle pianificazioni 2022-2023 per tipologia di finanziamento (percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Coerentemente con quanto fatto per i Pdl, l'Autorità in sede di aggiornamento biennale ha consolidato le proprie analisi in merito all'utilizzo e all'aggiornamento, anche alla luce dei finanziamenti comunitari ricevuti dai gestori, del Piano delle opere strategiche (POS), al primo periodo di applicazione, al fine di compiere una valutazione

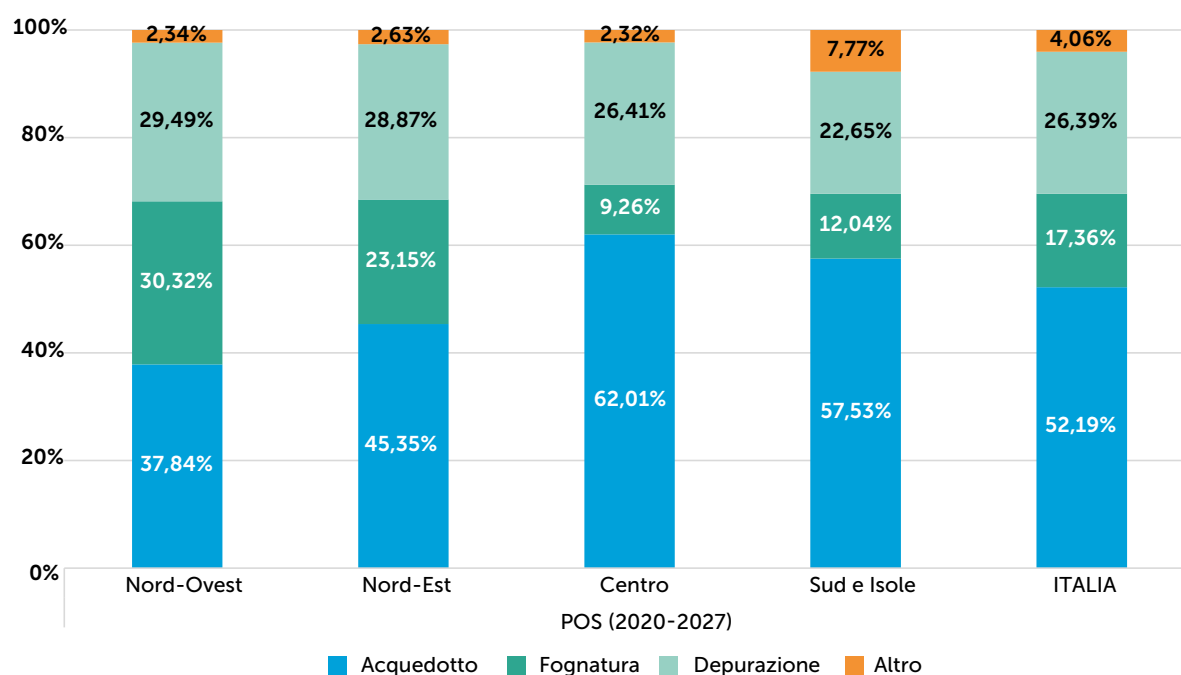
(anche a livello di area geografica) sulla capacità (e sulla possibilità) dei gestori e degli Enti di governo dell'ambito di adottare pianificazioni di medio-lungo termine, anche in considerazione della disponibilità di fonti di finanziamento (da tariffa e da contributo pubblico).

Nell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie MTI-3 per il periodo 2022-2023, gli Enti di governo dell'ambito hanno qualificato come "strategiche" nei rispettivi POS una serie di opere finalizzate principalmente:

- alla messa in sicurezza e/o alla realizzazione di acquedotti e di nuovi impianti di potabilizzazione;
- alla realizzazione di tratti di adduzione e di distribuzione dell'acqua proveniente da invasi e di interconnessioni finalizzate al completamento di anelli acquedottistici con valenza sovrambito;
- alla realizzazione di impianti di essiccamento e di valorizzazione dei fanghi di depurazione;
- alla costruzione di nuovi impianti di depurazione e alla sostituzione di impianti vetusti, nonché al completamento dei collegamenti di agglomerati con oltre 2.000 AE a impianti di depurazione esistenti come richiesto dalla direttiva 91/271/CEE in materia di acque reflue.

Il fabbisogno di opere strategiche complessivamente espresso dal campione di Piani analizzati ammonta a circa 11,4 miliardi di euro, equivalenti a 246,74 euro/abitate, in aumento rispetto alla ricognizione svolta nella precedente *Relazione Annuale* per il medesimo periodo (10,3 miliardi di euro, equivalenti a 205,7 euro/abitate), segno di un maggiore ricorso a pianificazioni di medio-lungo termine da parte di EGA e dei gestori. Tale fabbisogno è allocato principalmente nel quadriennio che supera il periodo regolatorio attuale (2024-2027), nel quale risultano circa 8,1 miliardi di euro (circa il 71% del totale). Le opere contenute nei POS censiti sono concentrate prevalentemente nella fase di approvvigionamento e distribuzione (52,19% del fabbisogno totale a livello nazionale), con un peso differente sia per periodo di riferimento che a livello di area geografica (Fig. 5.47): crescente nel secondo quadriennio del Piano (56,43%) rispetto al primo (in cui assumono un peso maggiore le opere strategiche destinate ai settori di fognatura e depurazione, con il 55,75%); maggiore nel Centro e nel Sud e Isole (rispettivamente 62,01% e 57,53% nei sette anni di Piano); mentre nel Nord Italia prevalgono le opere pianificate nelle fasi di raccolta e depurazione delle acque reflue (che pesano quasi per il 60% nel Nord-Ovest). A livello di singolo obiettivo di qualità tecnica, prendendo in considerazione i soli anni oggetto di aggiornamento biennale, la quota maggiore di risorse nel medio e lungo termine è destinata alla riduzione delle interruzioni idriche e al miglioramento della qualità dell'acqua depurata (in particolare nel Nord-Ovest, in cui pesano per il 27,3%), mentre le perdite restano obiettivo prioritario nel Sud e Isole (32,3%).

FIG. 5.47 Fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche per servizio e area geografica (in percentuale)

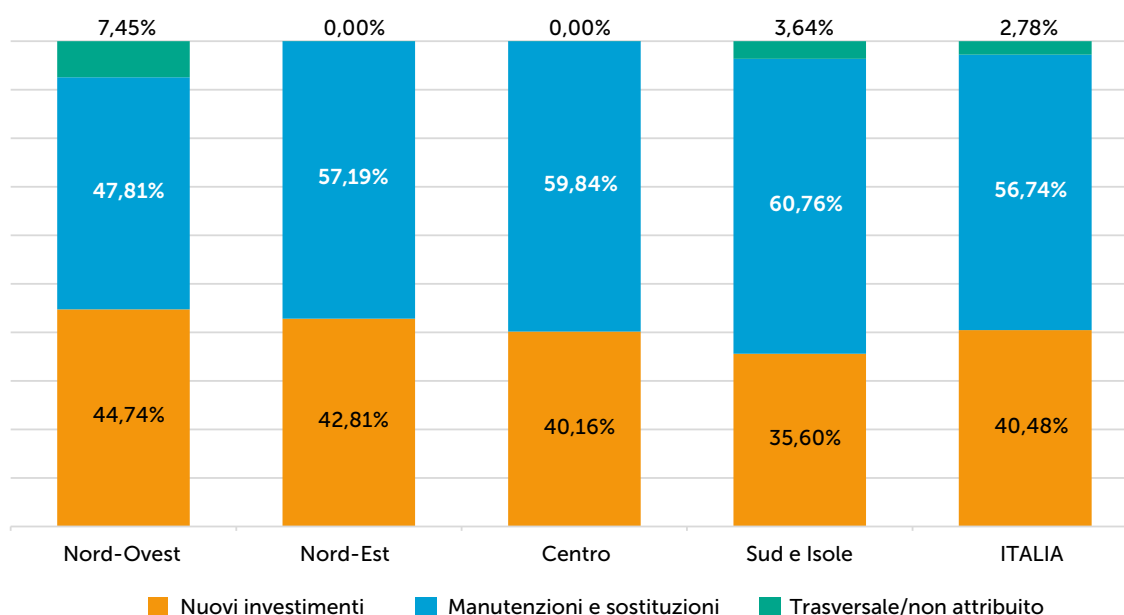


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Con riferimento alle tipologie di opere sottese agli interventi previsti (in termini di nuove opere o di interventi di sostituzione e manutenzione su infrastrutture esistenti), anche in aggiornamento biennale oltre la metà del fabbisogno finanziario pianificato dagli Enti di governo dell'ambito rimane a copertura di opere di sostituzione e ammodernamento di reti e impianti e di interventi di manutenzione straordinaria (56,74%), mentre il peso degli investimenti in nuove opere si attesta al 40,48%.

Per quanto riguarda la distribuzione degli investimenti per tipologia di opera a livello di area geografica (Fig. 5.48), l'incidenza degli investimenti in nuove opere oscilla tra il 44,7% del Nord-Ovest e il 35,6% del Sud e delle Isole (area che esprime anche il tasso maggiore di investimenti in interventi di sostituzione e manutenzione straordinaria, superiore al 60%). L'incremento della forbice tra nuove opere e sostituzioni può essere anche l'effetto dell'implementazione delle misure del *Next Generation* EU, e in particolare del completamento, nel 2022, delle linee di riduzione delle perdite (che prevedono un'incidenza significativa delle attività di risanamento e sostituzione delle condotte sulla base dei risultati delle attività di digitalizzazione, monitoraggio delle reti e ricerca perdite); mentre le attività propedeutiche all'implementazione della linea M2C4 – I4.4, che prevederà la realizzazione di nuove opere, in particolare opere di collettamento e depurazione necessarie per conseguire la conformità alle disposizioni della direttiva 91/271/CEE, sono in corso di finalizzazione. Prova ne è il fatto che la percentuale di investimenti in manutenzione nelle opere del PNRR e del REACT-EU recepite nei Pdl è pari, nel periodo in esame, al 52,4%.

FIG. 5.48 Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2022-2023 per tipologia di opera e area geografica (in percentuale)



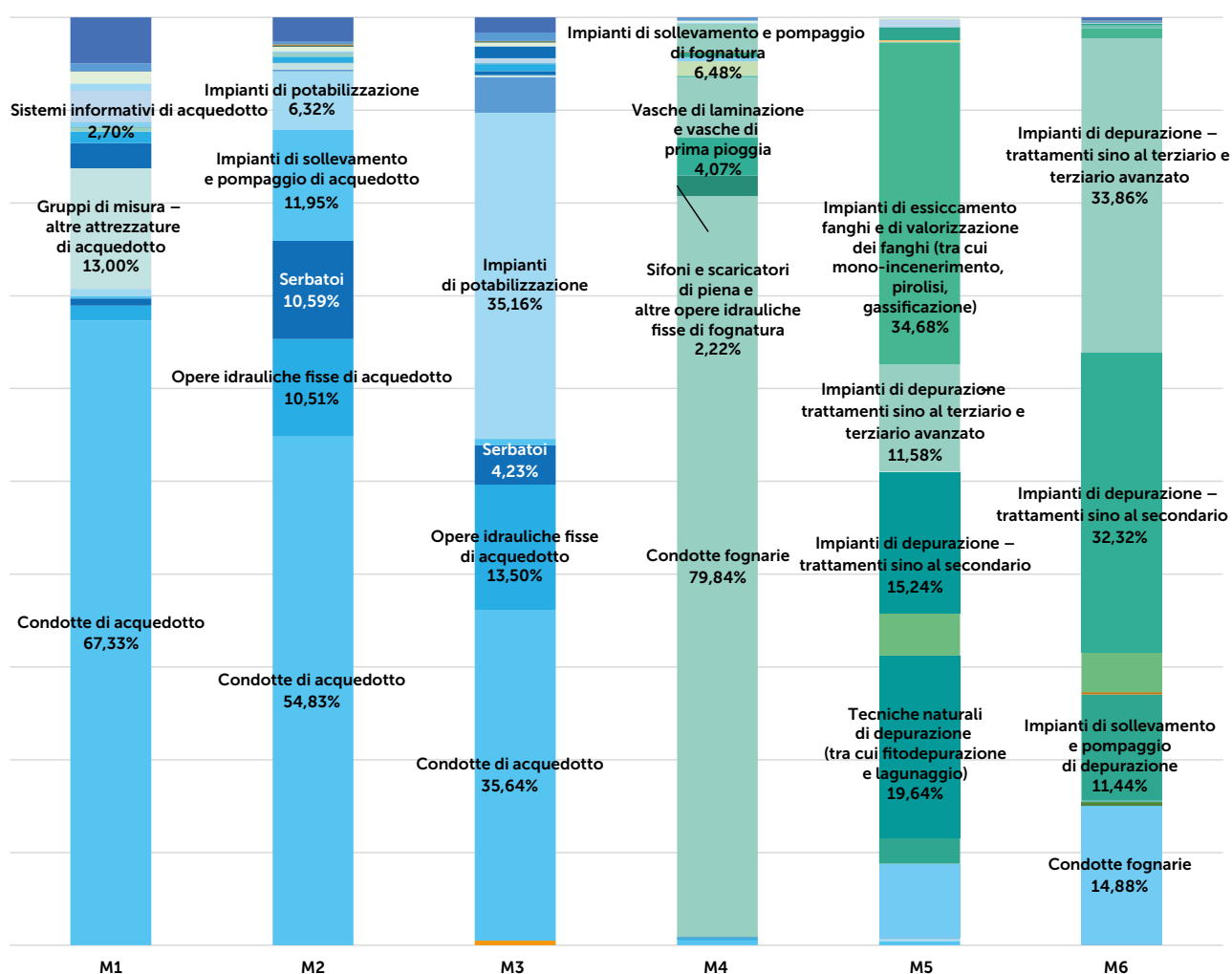
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Per quanto riguarda, infine, la distribuzione delle opere sottostanti a ciascun intervento che l'Ente di governo dell'ambito prevede di realizzare all'interno del relativo Pdl per il raggiungimento di ciascun obiettivo di qualità tecnica (utilizzando come *proxy* per la categorizzazione di tali opere quella della tipologia di cespiti, secondo la classificazione rivista e maggiormente declinata dall'Autorità in sede di definizione del metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio), gli approfondimenti condotti con riferimento al biennio 2022-2023 oggetto di aggiornamento hanno restituito le seguenti principali evidenze (rappresentate nella figura 5.49):

- gli interventi sulle condotte (sostituzione e risanamento delle reti di distribuzione, realizzazione e rifacimento di adduttrici, opere di interconnessione, estensione e adeguamento delle reti fognarie, realizzazione e risanamento di collettori) rimangono la quota principale di fabbisogno nel servizio idrico integrato, seppure in riduzione rispetto alla precedente rilevazione per il settore acquedottistico; a livello di area geografica, l'incidenza dei cespiti delle condotte di acquedotto e di quelle fognarie risulta maggiore nel Nord-Est;
- per la riduzione delle perdite è confermata l'incidenza non trascurabile del potenziamento degli strumenti di misura (installazione e sostituzione di misuratori di processo e di utenza, incluse le sperimentazioni di *smart meters*), ricomprendendo in questa categoria anche le opere di distrettualizzazione della rete idrica, e la presenza dei sistemi informativi e delle opere di telecontrollo e teletrasmissione, anche per effetto del recepimento dei primi interventi di digitalizzazione ammessi a finanziamento con le risorse del REACT-EU e del PNRR;
- con riferimento agli obiettivi di riduzione delle interruzioni idriche (macro-indicatore M2) e al miglioramento della qualità dell'acqua erogata (macro-indicatore M3) assumono rilievo (come illustrato anche nella precedente *Relazione Annuale*) gli interventi sulle opere idrauliche (sorgenti, pozzi e altri impianti di captazione) e di adeguamento, potenziamento e realizzazione di serbatoi, nonché di impianti di sollevamento e pompaggio, oltre agli impianti di potabilizzazione, che pesano per oltre un terzo del fabbisogno di investimenti legato al macro-indicatore M3 (riferito a interventi di potenziamento degli impianti di potabilizzazione e/o di singoli trattamenti, quali per esempio disinfezione, filtrazione, addolcimento);

- con riferimento alla riduzione dello smaltimento dei fanghi in discarica (macro-indicatore M5), la quota principale di fabbisogno interessa impianti di depurazione, nello specifico la linea di trattamento fanghi: impianti di essiccamento – termico, solare, bioessiccamento – e valorizzazione, a volte integrati (per esempio con la presenza di sistemi di cogenerazione di energia elettrica/calore, produzione di biometano), e impianti di trattamento (finalizzati anche al successivo recupero di fosforo e nutrienti); infine, per quanto riguarda il miglioramento della qualità dell'acqua depurata, si conferma l'equilibrio tra interventi su impianti di trattamento terziario e terziario avanzato (34%).

FIG. 5.49 Interventi principali riconducibili ai macro-indicatori di qualità tecnica, per fabbisogno finanziario, nel periodo 2022-2023 (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Stato delle erogazioni relative al primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale

Nel corso del 2022 e nella prima metà del 2023 l'Autorità, avvalendosi del supporto di CSEA per le proprie verifiche, ha proseguito l'attività di monitoraggio sullo stato di avanzamento degli interventi ammessi a finanziamento

nel primo stralcio della sezione «acquedotti» del Piano nazionale di interventi nel settore idrico – adottato con DPCM 1° agosto 2019, ai sensi del comma 516 della legge 27 dicembre 2017, n. 205 –³², secondo le modalità previste dalla delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr, come integrata dalla delibera 16 febbraio 2021, 58/2021/R/idr. Le analisi del presente paragrafo tengono conto degli esiti delle verifiche condotte in merito al raggiungimento del limite dell'80% di spesa dei progetti finanziati (punto 1 del comma 8.1 della richiamata delibera 425/2019/R/idr), per quegli interventi che sono stati oggetto di intimazione ai sensi delle delibere 28 dicembre 2021, 633/2021/R/idr³³, e 8 marzo 2022, 95/2022/R/idr³⁴. In particolare, per due dei progetti interessati dall'intimazione (gli interventi nn. 25 e 26, localizzati nell'ambito territoriale di Catania), l'Autorità, riscontrando il mancato raggiungimento del limite di spesa dell'80% entro il termine previsto (30 novembre 2022), ha proceduto, con le delibere 4 maggio 2023, 191/2023/R/idr e 192/2023/R/idr, alla revoca del finanziamento per i due interventi, deliberando contestualmente l'obbligo, per i soggetti realizzatori, di restituzione delle quote già erogate e l'esclusione dei medesimi dai successivi aggiornamenti del Piano nazionale.

Rispetto al quadro illustrato nella *Relazione Annuale 2021*, l'Autorità ha quindi provveduto, ai sensi del comma 2.5 e nei termini del comma 4.1 della delibera 425/2019/R/idr, ad autorizzare l'erogazione di ulteriori 13.972.285,03 euro³⁵ (di cui 5.038.793,31 euro autorizzati nel secondo semestre del 2022 e 8.261.421,91 euro nell'anno in corso³⁶). Di conseguenza, l'importo complessivo delle risorse autorizzate all'erogazione a partire dall'adozione della sezione "acquedotti" del Piano nazionale (comprensivo degli acconti e delle quote successive) ammonta a 50.511.575,96 euro (di cui 29.862.227,74 euro di competenza dell'anno 2019 e 20.649.348,22 euro di competenza dell'anno 2020), pari al 63,14% del finanziamento totale originariamente stanziato, che sale al 73,87% se non si considerano nel totale gli importi dei due progetti oggetto della revoca richiamata in premessa, nonché quelli dell'intervento n. 10 (localizzato in provincia di Venezia), le cui risorse sono confluite in uno degli elenchi della linea M2C4 – I4.1 del PNRR. Alla luce delle considerazioni riportate, nella figura 5.50 è rappresentato lo stato dell'erogazione delle risorse del Piano nazionale al mese di maggio 2023 (in coincidenza con l'ultimo provvedimento di autorizzazione a oggi approvato), distinto per area geografica. In particolare, emerge come nel Nord-Ovest quasi tutti i progetti abbiano completato le erogazioni (a eccezione di una quota residuale per un intervento dell'ATO di Lecco), così come nel Centro Italia (per il quale è stato erogato il 94% delle risorse), mentre restano sotto il 50% dei trasferimenti il Nord-Est e il Sud e Isole, seppure nelle suddette aree si siano registrati avanzamenti dei progetti nell'ultimo anno.

32 Per la trattazione delle fasi che hanno portato alla definizione del primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale e all'adozione del DPCM 1° agosto 2019, si rimanda alla *Relazione Annuale 2020*.

33 Per approfondimenti in merito, si rimanda al Volume 2 della *Relazione Annuale 2021*.

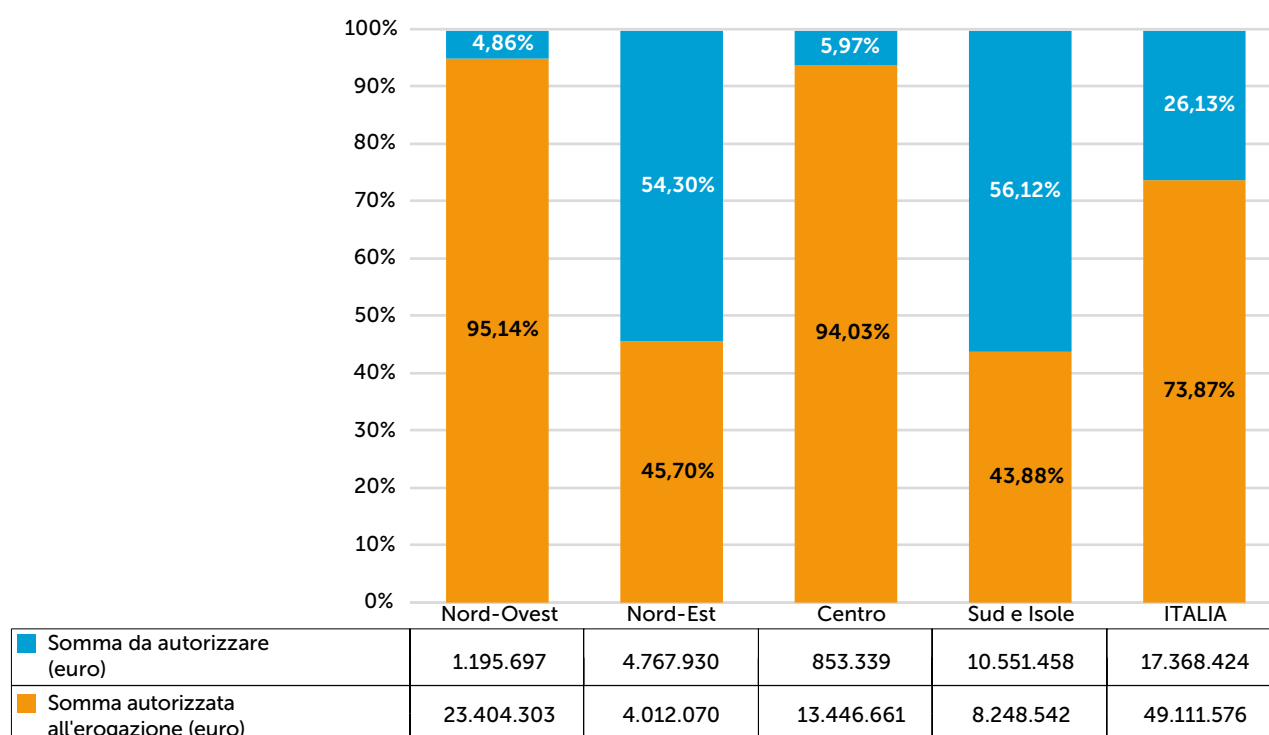
34 Non sono ancora trascorsi i termini delle intimazioni di cui alle delibere 6 settembre 2022, 417/2022/R/idr, e 13 settembre 2022, 428/2022/R/idr, la cui scadenza è fissata al 7 agosto 2023.

35 Nel 2019, con la delibera 3 dicembre 2019, 512/2019/R/idr, l'Autorità aveva già autorizzato l'erogazione della prima quota con riferimento a 23 dei 26 interventi, proposti da 16 enti di riferimento, per un importo totale di 14.540.000 euro, pari al 91% del valore complessivo della prima quota e al 18% del finanziamento complessivo 2019-2020; nel 2020 sono stati autorizzati complessivamente 11.440.000 euro, portando a completamento l'erogazione degli acconti per i restanti tre interventi (1.460.000 euro) e avviando l'erogazione delle quote successive per sette progetti trasmessi da sei Enti di governo dell'ambito (per complessivi 9.980.000 euro), dei quali 8.050.000 euro sono stati erogati con le modalità straordinarie di cui alla delibera 1° dicembre 2020, 520/2020/R/idr, rappresentate nel Volume 2 della precedente *Relazione Annuale*.

36 Per il dettaglio dei provvedimenti di interesse, per quanto riguarda le autorizzazioni, si veda il Volume 2 della presente *Relazione Annuale*. A integrazione del richiamato Volume, le quote di erogazione autorizzate nel primo semestre del 2023 sono state oggetto dei seguenti provvedimenti:

- la delibera 28 febbraio 2023, 79/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 4, proposto dall'Ufficio d'ambito di Lecco, avente a oggetto "Raddoppio collettore brianteo – tratto Valmadrera Civate", per un importo complessivo di 414.385 euro;
- la delibera 28 febbraio 2023, 80/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 15, proposto dalla Regione Marche, avente a oggetto "Interconnessioni delle adduttrici dell'ATO3, dell'ATO 4 e dell'ATO 5 in un sistema integrato che fa leva anche sugli invasi presenti nell'area – progettazione delle opere", per un importo di 3.936.174,21 euro;
- la delibera 4 maggio 2023, 188/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 2 proposto dall'Ufficio d'ambito di Brescia, avente a oggetto "Realizzazione di reti e impianti di acquedotto nel Comune di Calvisano (codici ID A2A 189 e ID A2A 235) – 6 lotti", per un importo di 1.109.392,78 euro;
- la delibera 4 maggio 2023, 189/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 22, proposto dal Dipartimento Acqua e Rifiuti della Regione Sicilia, avente a oggetto "Centrale di sollevamento delle acque trattate dal polo di potabilizzazione di Gela (MS 591)", per un importo di 1.468.541,94 euro;
- la delibera 4 maggio 2023, 190/2023/R/idr, con riferimento agli interventi nn. 23 e 24, proposti dall'Assemblea territoriale idrica di Palermo, aventi a oggetto, rispettivamente, "Addizioni: ripristino opere vetuste e/o in cattivo stato (progetto congiunto con Bagheria) (Santa Flavia)" e "Sostituzione rete idrica vetusta e/o in cattivo stato (Camporeale)", per un importo complessivo di 1.332.477,98 euro.

FIG. 5.50 Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica (maggio 2023)



Fonte: elaborazione ARERA.

Le ultime autorizzazioni hanno determinato la conclusione del finanziamento per ulteriori sei interventi inclusi nell'elenco, tra cui rileva il completamento della progettazione dell'Anello antisismico dei Sibillini (per completezza, gli altri finanziamenti conclusi riguardano, nello specifico, un intervento localizzato nell'ATO Alto Veneto, uno relativo al territorio dell'ATO di Lecco, e, da ultimo, l'intervento afferente all'ATO di Brescia e i due interventi localizzati nell'ATO di Palermo), portando in totale a 13 (sui 26 totali) gli interventi che hanno esaurito il finanziamento stanziato dal richiamato DPCM 1° agosto 2019, previsto per questi ultimi in complessivi 37.450.000 euro. Per tre degli interventi conclusi, in fase di rendicontazione delle quote finali, sono state attestate economie di spesa pari a 484.775 euro. A livello aggregato, oltre alla prima quota in acconto, sono state finora autorizzate all'erogazione ulteriori quote di finanziamento per complessivi 34.511.575,96 euro.

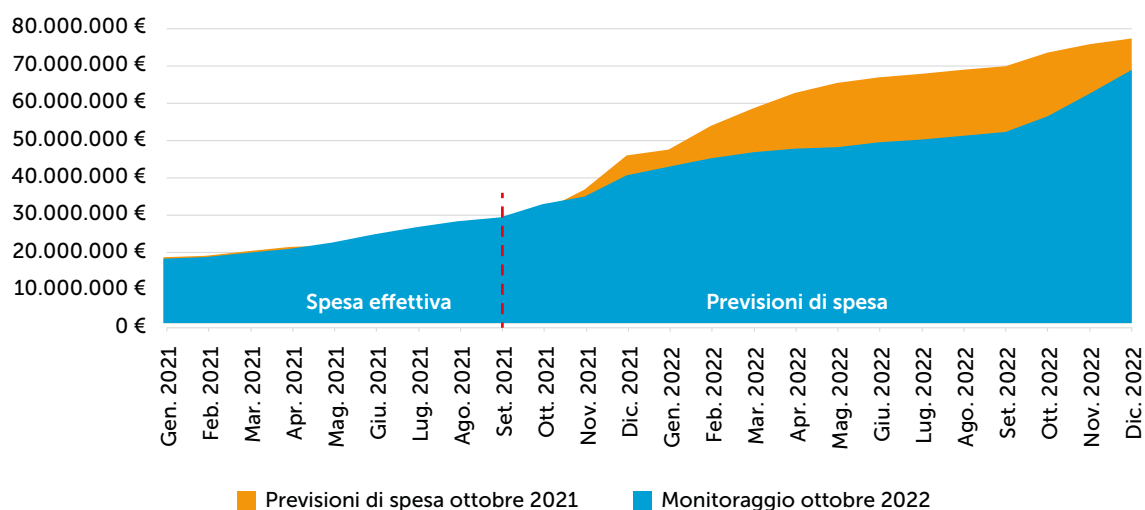
Il comma 5.3 della richiamata delibera 425/2019/R/idr, come modificato dalla delibera 58/2021/R/idr, prevede che, entro il 31 maggio e il 31 ottobre di ciascun anno, nonché a corredo di ciascuna richiesta di erogazione dei fondi, l'Ente di riferimento, avvalendosi dell'Ente di governo dell'ambito laddove differente, è tenuto a "informa[re] l'Autorità e CSEA sullo stato di avanzamento dell'intervento finanziato, aggiornando il cronoprogramma finanziario e segnalando eventuali criticità (ritardi nella realizzazione) o variazioni del progetto di carattere tecnico o economico"³⁷. In occasione dei due aggiornamenti previsti nel corso del 2022 e, in particolare, nell'ambito del più recente monitoraggio – tenutosi tra i mesi di ottobre e novembre 2022 –, è stato registrato un deciso avanzamento dei progetti finanziati (che ha portato, in alcuni casi, alla conclusione delle opere sottostanti, con contestuale richiesta all'Autorità e a CSEA di erogazione dell'ultima quota), nonostante la spesa complessiva-

³⁷ Il monitoraggio viene effettuato utilizzando l'apposita modulistica predisposta da CSEA con la richiamata circolare 10/2020/idr per trasmettere la documentazione attestante le previsioni di avanzamento mensile del livello di spesa relativo a ciascuno dei rispettivi interventi finanziati.

mente indicata al termine del 2022 (che costituisce un consuntivo per quasi l'intero arco dell'anno) risulti inferiore di poco più di 8 milioni di euro rispetto alla previsione, per il medesimo anno, rilevata nei monitoraggi trasmessi a ottobre del 2021.

La differenza tra le due pianificazioni (rappresentata dalla figura 5.51) è dovuta, da un lato, al permanere di criticità che hanno determinato, per alcuni progetti, il protrarsi dei ritardi registrati nei mesi precedenti, con il rinvio di una quota di spesa al 2023, dall'altro al verificarsi di economie di spesa (per lo più ribassi di gara) nelle rendicontazioni dei progetti conclusi o prossimi alla conclusione. In ogni caso, dal confronto dei flussi di spesa, emerge come i più recenti cronoprogrammi risultino sostanzialmente in linea con le previsioni (si consideri che, nella rilevazione dello scorso anno, la distanza tra pianificazione e spesa aveva determinato un rinvio di quasi 30 milioni di euro di spesa al 2022).

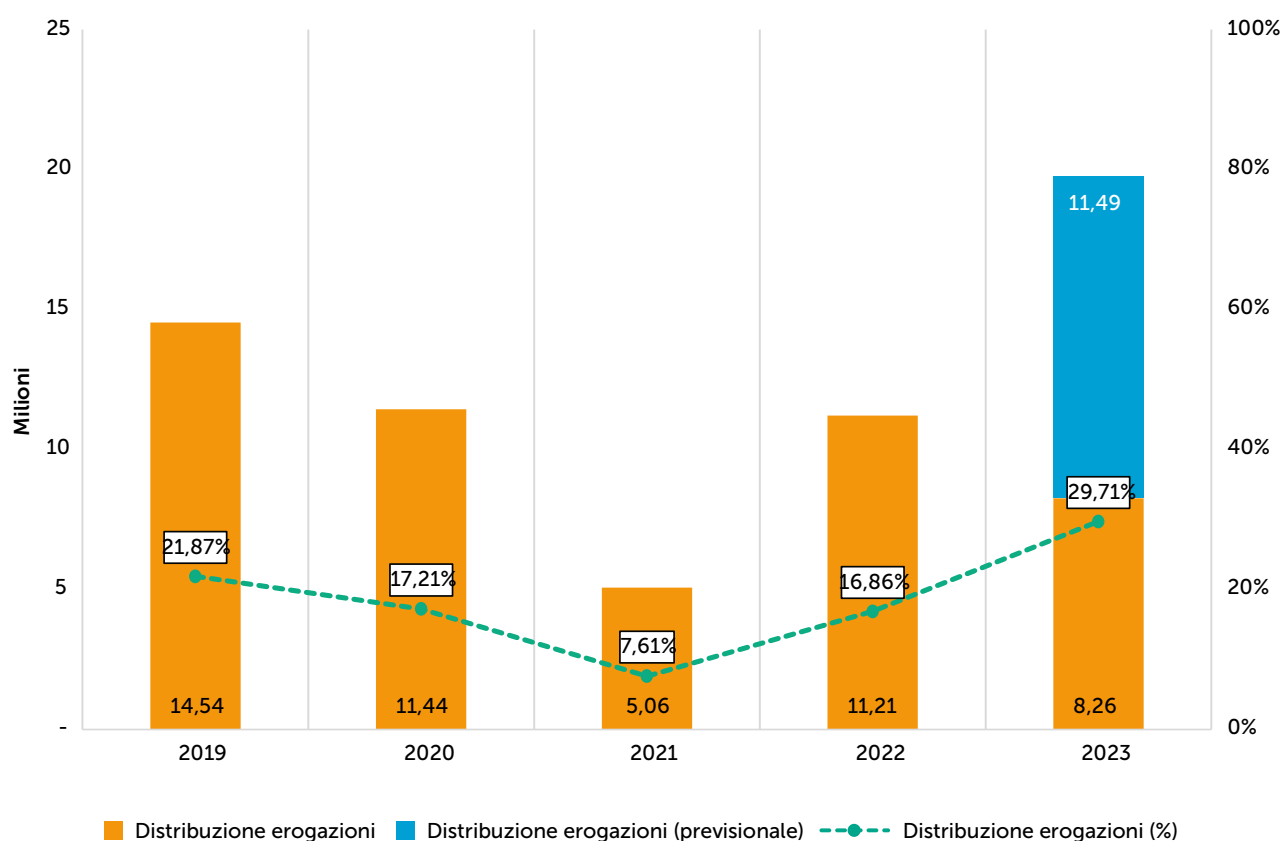
FIG. 5.51 Rendicontazione degli interventi finanziati e previsioni di spesa, sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari (monitoraggio ottobre 2022)



Fonte: ARERA, elaborazione su informazioni trasmesse in risposta alla circolare 10/2020/idr di CSEA, ai sensi del comma 5.3 della delibera 425/2019/R/idr.

Considerando lo sviluppo dei cronoprogrammi trasmessi, risulta che, nel corso del 2022, si è raggiunto un livello di erogazioni simile a quello del 2020, dopo che il 2021 era stato caratterizzato da significativi rinvii dovuti ai noti ritardi sulle progettazioni e sui lavori, derivanti in larga parte dall'emergenza pandemica. A livello aggregato, la quota maggiore di spesa è prevista concentrarsi nel corso dell'anno 2023. Di conseguenza, in tale anno è ipotizzabile anche la quota maggiore di autorizzazioni all'erogazione (quasi il 30%), che dovrebbe portare complessivamente ad autorizzare, entro il prossimo 31 dicembre, quasi la totalità dei finanziamenti previsti dal Piano, al netto delle specificazioni fatte in premessa sugli interventi che non ne fanno più parte (Fig. 5.52).

FIG. 5.52 Distribuzione dell'erogazione delle risorse del Piano nazionale per anno di autorizzazione (in milioni di euro) e peso sul finanziamento totale (%)



Fonte: ARERA, elaborazione su informazioni trasmesse in risposta alla circolare 10/2020/idr di CSEA, ai sensi del comma 5.3 della delibera 425/2019/R/idr.

Stato di avanzamento delle linee di finanziamento previste dal pacchetto *Next Generation* EU: evidenze nel servizio idrico integrato

Nel presente paragrafo sono sintetizzati gli esiti dell'ulteriore misura prevista nel PNRR e giunta a completamento nel corso del 2022 (e nei primi mesi del 2023), vale a dire la linea di finanziamento I4.2 della componente M2C4 ("Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti"), ed è presentato, in conclusione, un quadro complessivo aggiornato dei finanziamenti a oggi assentiti col pacchetto *Next Generation* EU.

Gli investimenti oggetto di finanziamento nell'ambito della misura M2C4 – I4.2 (le cui specifiche erano state definite con avviso pubblicato in data 9 marzo 2022 dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti) sono finalizzati, in particolare, a ridurre le perdite nelle reti per l'acqua potabile, a incrementare la resilienza dei sistemi idrici ai cambiamenti climatici e a rafforzare la digitalizzazione delle reti che consentano di monitorare i nodi principali e i punti più sensibili della rete per una gestione ottimale delle risorse, creando le premesse per un "avanzamento significativo della capacità di gestire in modo durevole il patrimonio delle infrastrutture idriche basato sulle migliori tecnologie disponibili, le migliori pratiche internazionali e secondo i principi e gli indirizzi adottati dall'Unione europea, in coerenza con i principi e gli obiettivi della strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile e il Piano

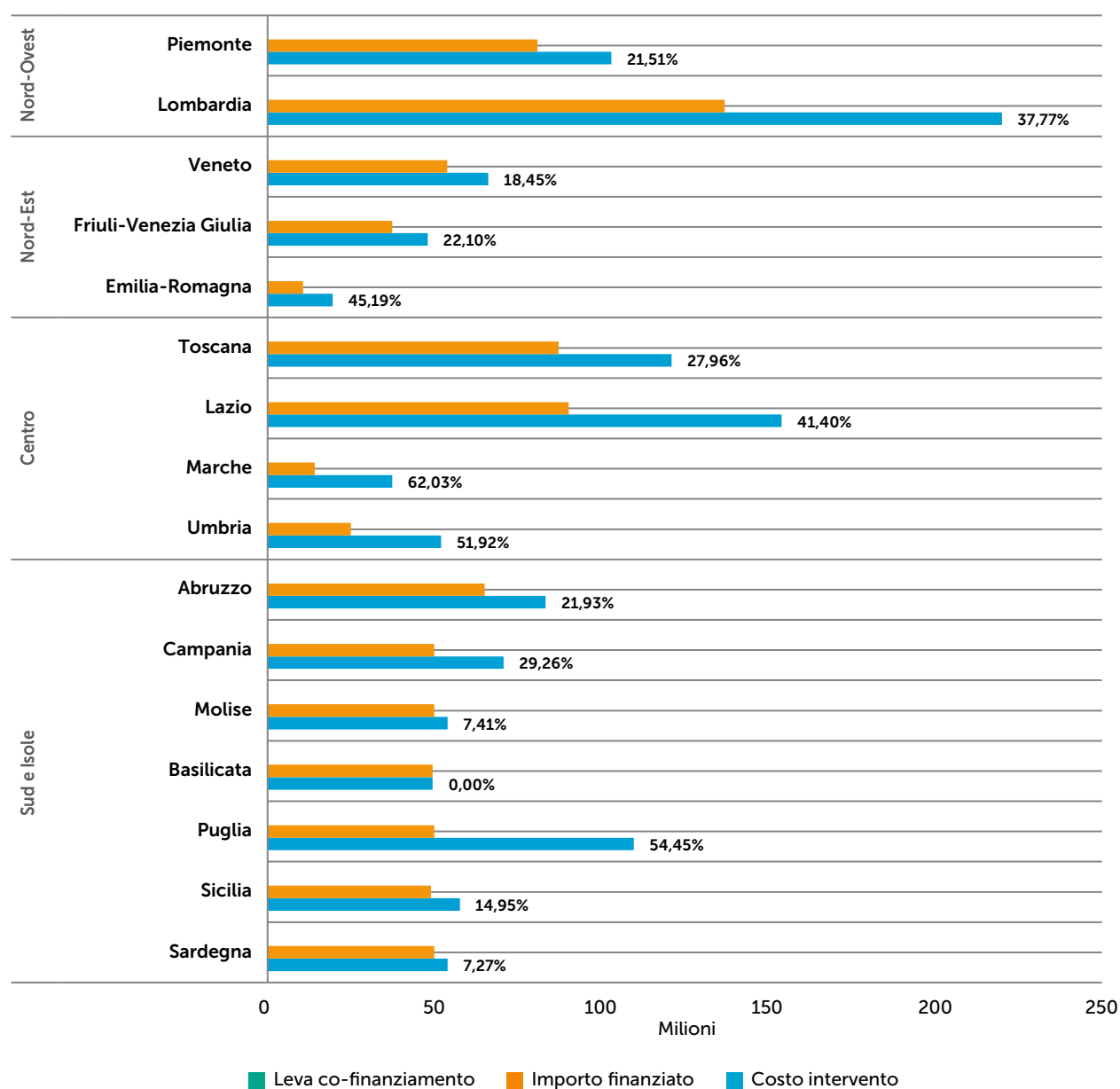
nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici". Gli interventi ammessi a finanziamento hanno riguardato un percorso metodologico articolato secondo le seguenti fasi:

- rilievo delle reti idriche e loro rappresentazione tramite GIS per procedere all'*asset management* dell'infrastruttura;
- installazione di strumenti *smart* per la misura delle portate, delle pressioni, dei livelli dell'acqua nei serbatoi e degli altri parametri eventualmente critici per la qualità del servizio erogato (per esempio parametri analitici dell'acqua);
- modellazione idraulica della rete;
- installazione delle valvole di controllo delle pressioni per la riduzione delle perdite;
- distrettualizzazione delle reti e controllo attivo delle perdite;
- pre-localizzazione delle perdite tramite metodi classici (acustici) e innovativi (radar, scansioni da satellite e/o aereo, ecc.);
- identificazione di tratti di rete da sostituire o riabilitare, assistita dal modello idraulico e da strumenti di supporto alla decisione;
- interventi di manutenzione straordinaria, rifacimento e sostituzione di tratti di rete idrica, sulla base dei risultati delle attività precedentemente indicate;
- strumenti di *smart metering* per la misurazione dei volumi consumati dall'utenza.

L'efficacia delle proposte trasmesse è stata valutata tramite la quantificazione di due indicatori: "Chilometri di rete distrettualizzata", espressi come lunghezza della rete di distribuzione che risulta complessivamente ripartita in distretti, funzionali alla localizzazione e alla riduzione delle perdite idriche; riduzione dei livelli percentuali di perdite delle reti idriche, individuati partendo dall'indicatore "M1b – Perdite idriche percentuali".

Le graduatorie, approvate con i decreti 24 agosto 2022, n. 594 (con riferimento alla prima finestra temporale) e 24 marzo 2023, n. 181, hanno visto l'assegnazione di 900 milioni di euro di risorse (606,87 milioni nella prima finestra temporale e 293,17 milioni nella seconda). Hanno ricevuto il finanziamento 33 progetti, con il coinvolgimento di 54 soggetti realizzatori, grazie alla presenza di due raggruppamenti territoriali di imprese (in Friuli-Venezia Giulia e nell'ambito territoriale ottimale del Bacchiglione) e di un'Unione di comuni in Sicilia. Le risorse stanziare permetteranno di attivare una spesa complessiva per investimenti di 1,3 miliardi di euro (considerando le opere che saranno co-finanziate dai gestori in tariffa), per una leva di co-finanziamento media nazionale del 30,77%, con tassi maggiori osservabili nelle regioni del Centro Italia (40,5%) e inferiori nel Nord-Est e nel Sud e Isole (24% circa). A livello di area geografica, a fronte di un quadro generale che vede oltre il 40% delle risorse destinate al Sud e alle Isole (nel rispetto del vincolo di destinazione fissato nell'Avviso), la quota restante del finanziamento è ripartita quasi equamente tra Nord-Ovest e Centro (entrambe intorno al 24%) e in misura residuale al Nord-Est (11,3%). Approfondendo l'analisi con un dettaglio regionale, hanno ricevuto una quota maggiore di finanziamento Lombardia e Lazio (oltre il 10% del totale), mentre nel Sud e nelle Isole il finanziamento è distribuito quasi equamente tra le regioni sottostanti (Fig. 5.53).

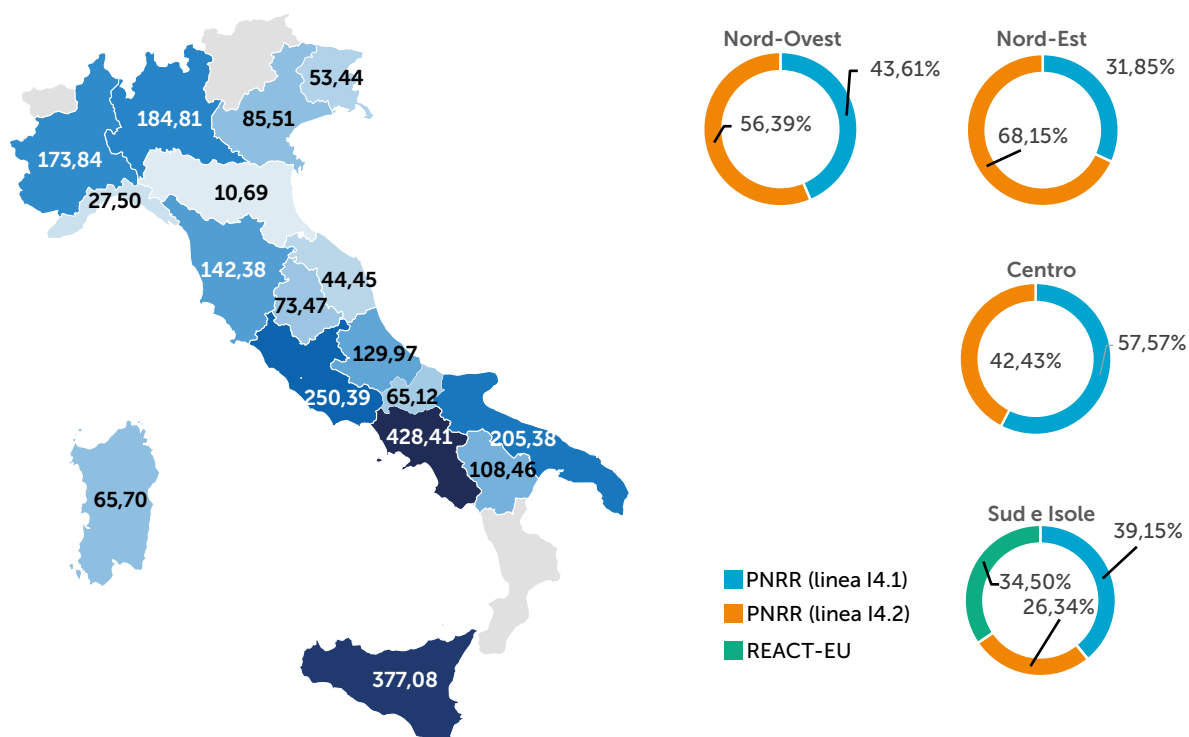
FIG. 5.53 Distribuzione delle risorse della linea di finanziamento M2C4 – I4.2 per area geografica e regione e leva di co-finanziamento delle proposte (%)



Fonte: ARERA, elaborazione su decreto direttoriale del Ministero dei trasporti 24 marzo 2023, n. 181.

Le risorse assegnate dalla linea M2C4 – I4.2 permettono di fornire un quadro maggiormente avanzato (rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2021*) dei finanziamenti riconducibili al pacchetto di misure del *Next Generation* EU. Nella mappa di cui alla figura 5.54 è riepilogato il quadro complessivo di risorse assegnate alla data di redazione della presente *Relazione Annuale*, con il dettaglio (nei grafici ad anello) della ripartizione, per ciascuna area geografica, degli investimenti tra le linee di finanziamento del PNRR e quelle dell'asse IV del PON IeR. I circa 2,5 miliardi complessivi di risorse finora assegnati sono allocati per quasi il 57% nelle Regioni del Sud e delle Isole (che hanno beneficiato anche dei 476 milioni di euro messi a disposizione dal REACT-EU), con punte nelle Regioni Campania e Sicilia. A livello di misure, l'area del Centro Italia ha ricevuto in proporzione maggiori risorse per migliorare la sicurezza delle proprie infrastrutture di approvvigionamento, mentre nelle altre aree geografiche hanno avuto maggiore incidenza i finanziamenti per la riduzione delle perdite e la digitalizzazione (soprattutto nel Nord-Est, con oltre il 68% delle risorse assegnate).

FIG. 5.54 Piano nazionale di ripresa e resilienza e REACT-EU: stato dei finanziamenti assentiti (in milioni di euro), con dettaglio delle misure per area geografica (aggiornamento a maggio 2023)



Fonte: elaborazione ARERA sugli atti di finanziamento.

Investimenti e tariffe

Stato delle approvazioni tariffarie per il terzo periodo regolatorio 2020-2023

Regole per l'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie

Con la delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr, l'Autorità ha approvato il Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (di seguito MTI-3), integrando e sviluppando – comunque in un quadro generale di regole stabile e certo – la regolazione asimmetrica e innovativa (basata su una matrice di schemi regolatori) applicata a partire dal 2014³⁸.

All'art. 6 della medesima delibera, l'Autorità ha introdotto prime disposizioni ai fini dell'aggiornamento biennale della predisposizione tariffaria, stabilendo – al comma 6.1 – che l'Ente di governo dell'ambito o altro soggetto competente:

³⁸ Si veda la delibera 28 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, recante "Approvazione del Metodo Tariffario Idrico e delle disposizioni di completamento".

- sulla base dei dati forniti dall'operatore (come integrati o modificati, in sede di validazione, dal medesimo soggetto competente secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio), determini con proprio atto deliberativo l'aggiornamento del vincolo ai ricavi del gestore e del moltiplicatore tariffario teta (θ) che ciascun gestore dovrà applicare per le singole annualità del biennio 2022-2023;
- ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità, trasmetta:
 - l'aggiornamento del Programma degli interventi, con specifica evidenza delle varianti al Piano delle opere strategiche;
 - il piano economico-finanziario, recante il vincolo ai ricavi del gestore e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultanti dall'aggiornamento per il biennio 2022-2023;
 - una relazione di accompagnamento che ripercorra la metodologia applicata;
 - l'atto o gli atti deliberativi di determinazione dell'aggiornamento biennale;
 - l'aggiornamento dei dati necessari richiesti.

Con la delibera 30 dicembre 2021, 639/2021/R/idr, l'Autorità ha poi definito – integrando le previsioni di cui all'MTI-3 – specifiche regole per procedere al citato aggiornamento biennale ai fini della rideterminazione delle tariffe del servizio idrico integrato per le annualità 2022 e 2023, allo scopo di contribuire, tra l'altro, a rafforzare la dovuta chiarezza, trasparenza, affidabilità e certezza del quadro regolatorio di riferimento sia alla luce degli esiti di taluni contenziosi giunti a conclusione nel 2021 (in materia di tariffe del servizio idrico integrato e di regolazione della qualità tecnica), sia in considerazione degli interventi regolatori richiesti per un'efficace implementazione degli strumenti di supporto del *Next Generation* EU (fra cui il Dispositivo per la ripresa e resilienza, RRF, e il Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa, REACT-EU).

Successivamente, in esito al procedimento per il riesame dei criteri per l'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato di cui alla menzionata delibera 639/2021/R/idr – avviato con delibera 29 marzo 2022, 139/2022/R/idr, "*in relazione alla straordinaria e documentata entità dei rincari dei costi energetici*" –, con la delibera 24 maggio 2022, 229/2022/R/idr, l'Autorità ha rafforzato le misure tese ad assicurare la sostenibilità della gestione, a garanzia della continuità del servizio.

Come da stabile impostazione regolatoria, i soggetti competenti sono stati chiamati a procedere all'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie, tenendo conto della matrice di schemi regolatori di cui all'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr (Tav. 5.1), nell'ambito della quale selezionare lo schema più appropriato sulla base di una scelta tridimensionale, ossia in ragione:

- del fabbisogno di investimenti per il quadriennio 2020-2023 – inclusivo di quelli che il gestore prevede di realizzare con contributi a fondo perduto già stanziati ed effettivamente disponibili – in rapporto al valore delle infrastrutture esistenti;
- dell'eventuale presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore, principalmente riconducibili a significativi processi di aggregazione gestionale, ovvero all'introduzione di nuovi processi tecnici gestiti dei quali sia attestata la rilevanza;
- dell'entità del vincolo ai ricavi per abitante servito dalla gestione rispetto al valore VRG *pro capite* medio (VRG_{PM}) stimato con riferimento all'anno 2018 per l'intero settore, tenendo conto anche della popolazione fluttuante servita.

Come noto, ciascuno dei sei schemi regolatori conduce a diverse regole di computo tariffario e a differenti limiti alla variazione annuale del moltiplicatore tariffario, tenuto conto delle specificità riguardanti le singole gestioni.

TAV. 5.1 Matrice di schemi regolatori per il terzo periodo regolatorio 2020-2023

		$\frac{VRG^{2018}}{pop + 0,25pop_{fut}} \leq VRG_{PM}$	$\frac{VRG^{2018}}{pop + 0,25pop_{fut}} > VRG_{PM}$	AGGREGAZIONI O VARIAZIONI NEI PROCESSI TECNICI SIGNIFICATIVE
INVESTIMENTI	$\frac{\sum_{2020}^{2023} IP_t^{exp} + CFP_t^{exp}}{RAB_{MTI-2}} \leq \omega$	Schema I Limite di prezzo: 5,2%	Schema II Limite di prezzo: 3,7%	Schema III Limite di prezzo: 6,0%
	$\frac{\sum_{2020}^{2023} IP_t^{exp} + CFP_t^{exp}}{RAB_{MTI-2}} > \omega$	Schema IV Limite di prezzo: 7,7%	Schema V Limite di prezzo: 6,2%	Schema VI Limite di prezzo: 8,5%

Fonte: ARERA, allegato A alla delibera 580/2019/R/idr.

Con riguardo, poi, ai casi caratterizzati dal permanere dei presupposti per l'applicazione dello "schema regolatorio di convergenza"³⁹ di cui all'art. 31 dell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr (ossia caratterizzati, in particolare, da criticità nell'avvio delle necessarie attività di programmazione e di organizzazione della gestione ai sensi della normativa vigente, nonché di realizzazione degli interventi), l'Autorità – con la richiamata delibera 639/2021/R/idr – ha previsto che dal 1° gennaio 2022 i gestori interessati fossero tenuti ad applicare, quale valore massimo, le tariffe risultanti dall'attuazione delle regole contenute nel citato art. 31 dell'MTI-3. Tra le realtà per cui, nel corso del 2022, è stato fatto ricorso a tale fattispecie di regolazione applicabile, se ne rinvencono due riferibili a operatori a cui è stato assegnato (secondo un percorso di graduale acquisizione delle gestioni preesistenti) l'affidamento del servizio idrico integrato per l'intero ambito territoriale ottimale di riferimento, peraltro coincidente con il territorio delle rispettive Regioni (Molise e Calabria).

Per detti contesti, l'applicazione delle regole tariffarie semplificate varate dall'Autorità è stata accompagnata dall'assunzione di un programma di impegni ben identificati, sia in ordine al completamento del processo di aggregazione per la formazione del gestore unico d'ambito, sia relativamente agli obblighi di qualità tecnica, di qualità contrattuale e di corretta tenuta di registri tecnico-contabili, quali elementi essenziali per avviare un percorso di recupero della qualità del servizio prevista dalla regolazione nazionale e raggiungere gli imprescindibili elementi di trasparenza da garantire a beneficio dei fruitori del servizio.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

Nel corso del 2022 (a partire dal mese di luglio) e nei primi mesi del 2023 sono state condotte dall'Autorità le istruttorie volte all'approvazione dell'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie, concludendo, in taluni casi, anche le verifiche sulle predisposizioni per gli anni 2020 e 2021, riferite a contesti caratterizzati da talune complessità delle proposte riferite al terzo periodo regolatorio 2020-2023. Alla data del 23 maggio 2023, gli atti di determinazione tariffaria adottati dall'Autorità hanno riguardato complessivamente 48 gestioni, interessando 26.890.209 abitanti, distinguendo:

- 47 operatori (per una popolazione servita pari a 26.587.508 abitanti), per i quali è stato approvato lo specifico schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla

³⁹ Con la delibera 580/2019/R/idr, l'Autorità ha previsto forme di regolazione tariffaria semplificate rispetto a quelle riconducibili alla matrice di schemi regolatori, per le gestioni per le quali nei precedenti periodi siano emerse carenze degli atti e dei dati necessari ai fini tariffari. Tali contesti sono stati rinvenuti prevalentemente nel Mezzogiorno e risultano caratterizzati dal perdurare di criticità in ordine alla fruizione dei servizi, alla realizzazione degli investimenti, all'attività legislativa regionale o nei meccanismi decisori degli Enti di governo dell'ambito (c.d. *Water Service Divide*). Al fine di favorire la convergenza tra le diverse aree del Paese, l'Autorità ha pertanto introdotto, con la citata delibera 580/2019/R/idr, una specifica fattispecie di regolazione tariffaria applicabile, definita "schema regolatorio di convergenza", da applicarsi per un periodo limitato e predefinito al termine del quale ricondurre le realtà interessate alla disciplina ordinaria di riferimento (matrice di schemi regolatori).

coerenza tra gli obiettivi dai medesimi fissati, gli interventi programmati per il perseguimento degli obiettivi di qualità tecnica di cui alla delibera 27 dicembre 2019, 917/2017/R/idr, e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio di cui alle delibere 580/2019/R/idr, 639/2021/R/idr e 229/2022/R/idr;

- una gestione d'ambito operante in Molise (riferita a una popolazione di 302.701 abitanti), per la quale è stato approvato lo schema regolatorio di convergenza presentato dal competente Ente di governo dell'ambito, secondo le regole semplificate di cui alla citata delibera 580/2019/R/idr e sulla base di un programma di impegni puntualmente declinato⁴⁰.

Nel loro insieme, i citati provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità interessano il 61% della popolazione del Nord-Ovest, il 52% degli abitanti del Nord-Est, il 50% dei residenti nell'Italia centrale e il 28% della popolazione dell'area Sud e Isole (Tav. 5.2 e Fig. 5.55). A livello nazionale, le determinazioni dell'Autorità riguardano gestioni che erogano il servizio al 46% degli abitanti residenti.

TAV. 5.2 *Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per l'aggiornamento biennale 2022-2023 (numero di gestioni e di abitanti)*

REGIONE	GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONI TARIFFARIE AGGIORNAMENTO 2022-2023 (N.)	POPOLAZIONE INTERESSATA DA APPROVAZIONI TARIFFARIE AGGIORNAMENTO 2022-2023 (ABITANTI)
Abruzzo	-	-
Basilicata	-	-
Calabria	-	-
Campania	-	-
Emilia-Romagna	6	1.346.134
Friuli-Venezia Giulia	4	1.026.275
Lazio	1	3.705.295
Liguria	1	824.516
Lombardia	9	6.351.121
Marche	2	510.748
Molise	1	302.701
Piemonte	8	3.138.054
Puglia	1	3.937.919
Sardegna	-	-
Sicilia	3	1.287.742
Toscana	2	616.636
Umbria	3	873.006
Valle d'Aosta	-	-
Veneto	7	2.970.062
ITALIA	48	26.890.209

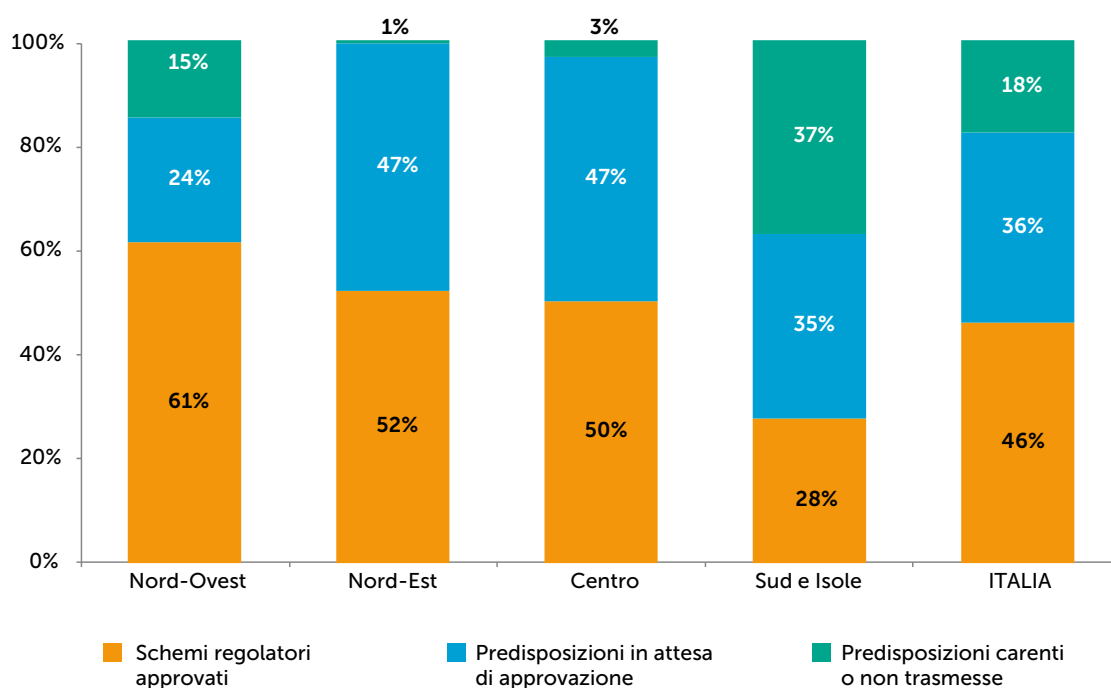
Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

⁴⁰ Delibera 7 settembre 2022, 416/2022/R/idr, "Approvazione dello schema regolatorio di convergenza, recante le predisposizioni tariffarie per il periodo 2022-2023, proposto dall'Ente di governo dell'ambito del Molise".

Con riferimento alle gestioni per le quali l’Autorità non ha ancora adottato le proprie determinazioni, si distinguono:

- quelle per le quali le relative predisposizioni tariffarie sono state trasmesse dagli Enti di governo dell’ambito oltre il termine del 30 aprile 2022 (prevalentemente, negli ultimi tre mesi del 2022)⁴¹ e per cui sono in corso i necessari approfondimenti sull’aggiornamento dei dati e degli atti ricevuti;
- le realtà per le quali il soggetto competente non ha ancora ottemperato agli obblighi di trasmissione della proposta tariffaria (o ha provveduto alle determinazioni di competenza in modo carente), soprattutto nel Mezzogiorno, a fronte di specifiche complessità nella *governance* di settore. Si tratta di contesti che, nonostante i recenti positivi sviluppi nel riordino degli assetti locali⁴², presentano ancora aree caratterizzate da criticità in merito alla corretta redazione e all’aggiornamento degli atti necessari all’adozione delle scelte di programmazione e di gestione del servizio idrico integrato (con particolare riferimento a talune gestioni della Campania e della Sicilia).

FIG. 5.55 Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell’Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Nell’ambito della matrice di schemi regolatori di cui all’art. 5 dell’MTI-3, le 47 gestioni interessate da specifici atti di approvazione da parte dell’Autorità sono state collocate – dai pertinenti soggetti competenti – come rappresentato (in termini di popolazione servita) nella figura 5.56, rilevando (come riportato nella Tav. 5.3) che:

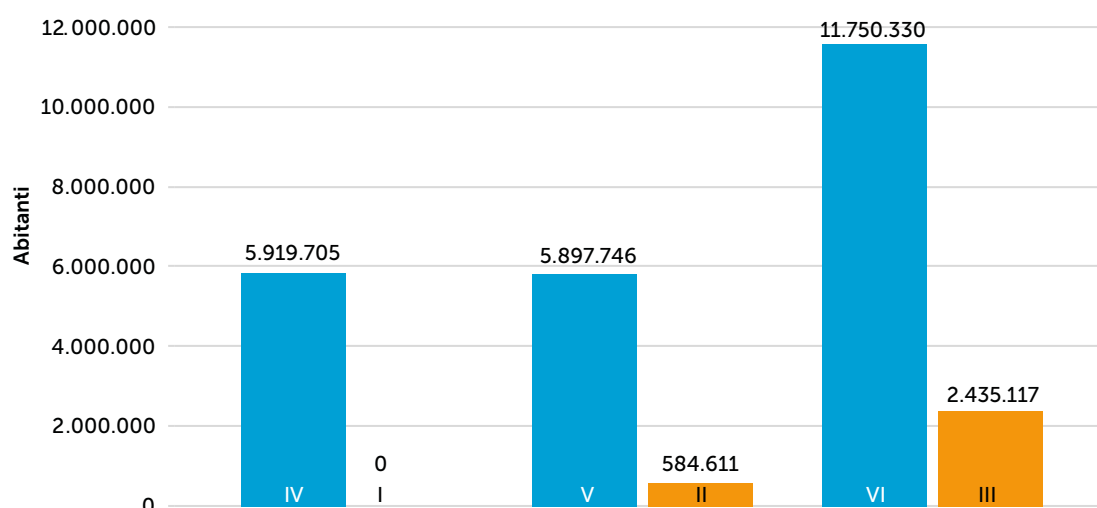
- per 11 gestioni (che erogano il servizio a 3.019.728 abitanti), le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi negli schemi I, II e III della citata matrice di schemi regolatori. Per il menzionato gruppo di operatori è stata approvata una variazione tariffaria media annua del 5,1% nel 2022 e del 4,2% nel 2023;

⁴¹ Alla luce del protrarsi dei ritardi nell’adempire agli obblighi di invio dei dati e delle informazioni rilevanti ai fini dell’aggiornamento tariffario per gli anni 2022 e 2023, con la delibera 27 settembre 2022, 459/2022/R/idr, l’Autorità ha avviato il procedimento per la determinazione d’ufficio delle tariffe, nonché per l’acquisizione di ulteriori elementi conoscitivi relativi ai casi di esclusione dall’aggiornamento tariffario. Negli ultimi mesi del 2022, l’Autorità ha dunque provveduto a inviare comunicazioni di diffida ad adempiere agli obblighi di predisposizione tariffaria per i gestori per i quali non erano ancora stati forniti – in tutto o in parte – gli atti, i dati e le informazioni necessarie.

⁴² Si veda, in particolare, la sedicesima relazione ai sensi dell’art. 172, comma 3-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante “Norme in materia ambientale”, relazione 31 gennaio 2023, 34/2023/I/idr.

- per 36 gestioni (che servono 23.567.780 abitanti), le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni esistenti, collocandosi negli schemi IV, V e VI. Per le gestioni in parola è stato deliberato un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 5,0% nel 2022 e al 4,9% nel 2023.

FIG. 5.56 Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

TAV. 5.3 Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)

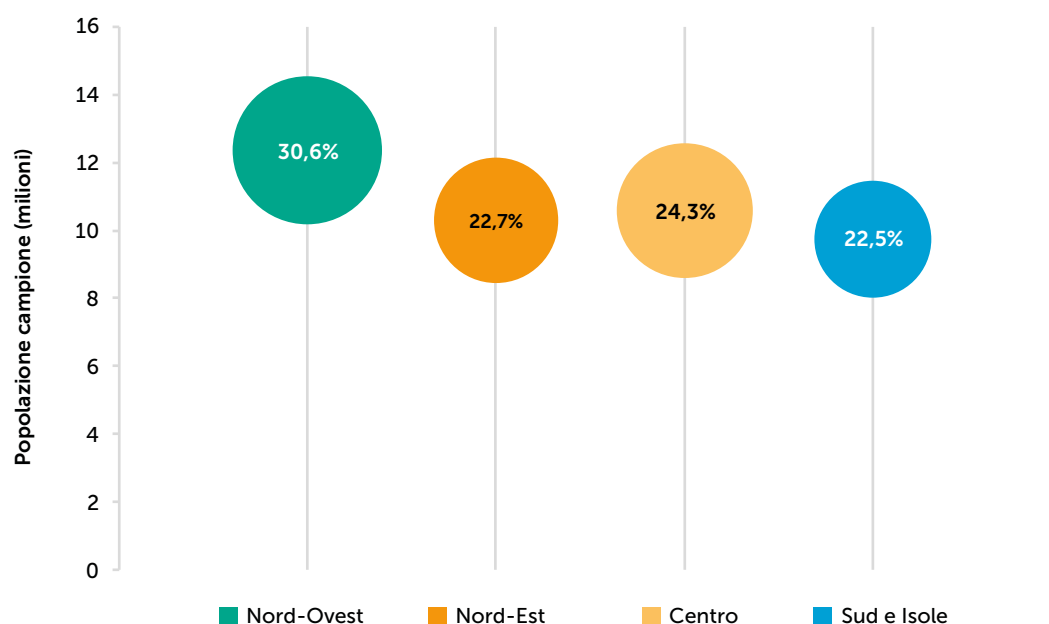
REGIONE	SCHEMI I, II, III				SCHEMI IV, V, VI			
	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA		GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA	
			2022	2023			2022	2023
Emilia-Romagna	3	584.545	2,0%	-2,7%	3	761.589	2,6%	2,7%
Friuli-Venezia Giulia	1	228.590	5,9%	5,9%	3	797.685	4,4%	5,9%
Lazio	0	0	-	-	1	3.705.295	5,7%	5,5%
Liguria	0	0	-	-	1	824.516	6,2%	6,2%
Lombardia	3	1.849.820	6,0%	5,9%	6	4.501.301	5,1%	5,1%
Marche	1	115.225	4,9%	4,9%	1	395.523	6,2%	2,4%
Piemonte	3	241.548	5,0%	4,9%	5	2.896.506	8,1%	7,6%
Puglia	0	0	-	-	1	3.937.919	2,0%	2,0%
Sicilia	0	0	-	-	3	1.287.742	4,6%	5,6%
Toscana	0	0	-	-	2	616.636	3,9%	1,7%
Umbria	0	0	-	-	3	873.006	0,8%	5,0%
Veneto	0	0	-	-	7	2.970.062	6,5%	6,0%
ITALIA	11	3.019.728	5,1%	4,2%	36	23.567.780	5,0%	4,9%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità

Le analisi proposte nel seguito, relative alle principali grandezze tariffarie del settore, riguardano un campione composto da 118 gestioni (per le quali la proposta di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie è stata trasmessa all'Autorità ai sensi delle delibere 580/2019/R/idr, 639/2021/R/idr e 229/2022/R/idr) che servono complessivamente 45.964.838 abitanti, distribuiti tra le diverse aree geografiche, come illustrato nella figura 5.57. Il campione include 71 operatori, che servono una popolazione di 19.377.330 abitanti, che – alla data del 23 maggio 2023 – non risultano ancora interessati da provvedimenti dell'Autorità aventi a oggetto l'approvazione degli specifici schemi regolatori e per i quali l'Autorità sta conducendo la relativa fase di istruttoria.

FIG. 5.57 Distribuzione della popolazione del campione per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore

Le proposte tariffarie trasmesse all'Autorità, riferite al campione sopra rappresentato (composto da 118 gestioni che servono 45.964.838 abitanti), portano a quantificare, per l'anno 2022, un ammontare complessivo di costi ammessi al riconoscimento tariffario (vincolo ai ricavi del gestore, VRG^a) pari a circa 7,6 miliardi di euro. Dalla figura 5.58 si evince che:

- il 68,7% dei costi ritenuti ammissibili ai fini tariffari è destinato alla copertura dei costi operativi (inclusi quelli esplicitabili come costi ambientali e della risorsa), distinti tra:
 - costi operativi endogeni – efficientabili – $Opex_{end}^a$ (32,0%);
 - costi operativi aggiornabili $Opex_{at}^a$ (23,5%), in sostanziale continuità con i dati illustrati nella precedente edizione della *Relazione Annuale*, nonostante il diffuso ricorso alle misure straordinarie varate dall'Autorità

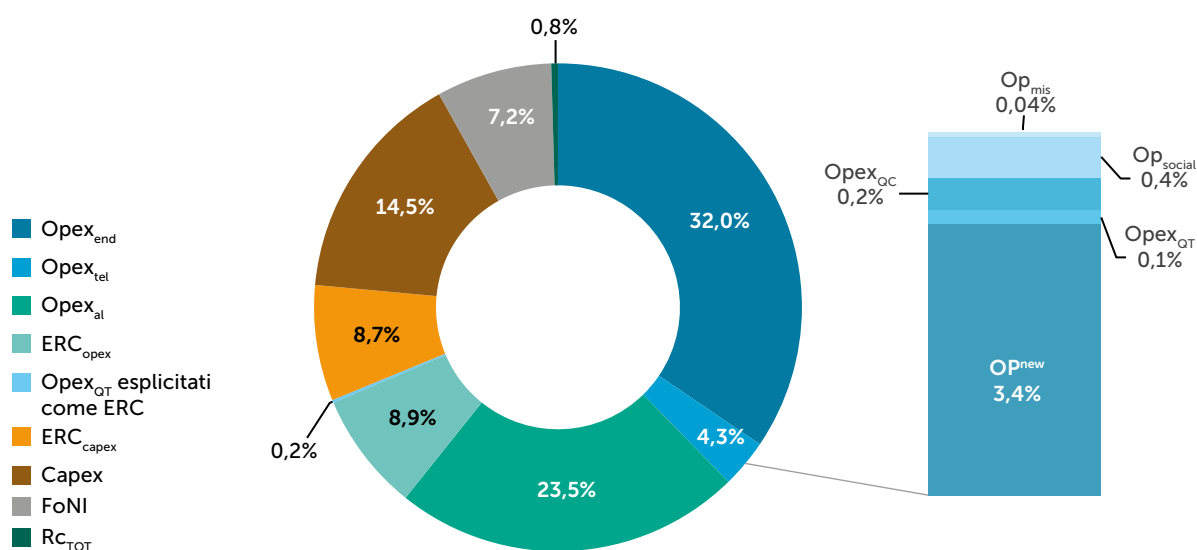
per consentire di anticipare almeno in parte gli effetti del *trend* di crescita del costo dell'energia elettrica, di cui si dirà più diffusamente in seguito⁴³;

- costi operativi associati a specifiche finalità $Opex_{tel}^a$ (4,3%), riconosciuti su specifica istanza del soggetto competente. In particolare, si tratta di:
 - ✓ costi operativi di piano rivisti dal soggetto competente a seguito di un cambiamento sistematico ($Op^{new,a}$);
 - ✓ oneri aggiuntivi riconducibili agli obiettivi di qualità tecnica ai sensi della delibera 917/2017/R/idr ($Opex_{OT}^a$, per la parte non esplicitata come costi ambientali e della risorsa ERC^a);
 - ✓ oneri relativi all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale introdotti con le delibere 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr, e 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr ($Opex_{QC}^a$);
 - ✓ oneri di cui alla componente Op_{Social}^a , connessi all'eventuale erogazione del bonus idrico integrativo, destinato ad agevolazioni ulteriori rispetto a quelle minime previste dalla regolazione di settore, nonché agli interventi di limitazione associabili ai casi di cui al comma 7.3, lett. a), dell'allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr⁴⁴;
 - ✓ oneri aggiuntivi per favorire l'implementazione delle misure tese a rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi e per consentire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura ove ne ricorrano i presupposti, anche alla luce delle nuove disposizioni recate dalla delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr, per l'integrazione della disciplina in materia di misura del servizio idrico integrato (OP_{mis}^a);
- costi ambientali e della risorsa, per la parte specificatamente riferita ai costi operativi, ERC_{Opex}^a (8,9%);
- il 23,2% del VRG^a è finalizzato alla copertura dei costi delle immobilizzazioni che, sulla base di quanto previsto nell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr, sono distinti nelle componenti $Capex^a$ (14,5%) ed ERC_{Capex}^a (8,7%), cui si aggiunge una quota del 7,2% a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza (FoNI^a);
- lo 0,8% del VRG^a è destinato al recupero (in sede di conguaglio, Rc_{TOT}^a) degli scostamenti rispetto ai dati effettivamente registrati con riferimento a talune variabili.

43 I costi operativi aggiornabili ($Opex_{gi}^a$) comprendono i costi dell'energia elettrica, inclusivi della eventuale quota aggiuntiva di natura previsionale ($Op_{EE}^{exp,a}$), i costi degli acquisti all'ingrosso, oneri aggiuntivi per lo smaltimento dei fanghi di depurazione ($CO_{Afanghi}^a$), altre componenti di costo operativo (tra cui spese di funzionamento dell'Ente di governo dell'ambito, oneri di morosità calcolati in modo parametrico secondo quanto disposto dall'Autorità, oneri locali).

44 In particolare, la disposizione prevede che, con riferimento all'utenza domestico-residente, in caso di mancato pagamento di fatture che complessivamente non superino di tre volte l'importo pari al corrispettivo annuo dovuto relativo al volume della fascia agevolata e/o nel caso in cui il medesimo utente non sia destinatario di procedure di costituzione in mora, le spese per la procedura di limitazione sono poste a carico del gestore e ammesse a riconoscimento tariffario secondo i criteri stabiliti dall'Autorità.

FIG. 5.58 Composizione del vincolo ai ricavi del gestore (anno 2022)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Da un'analisi maggiormente dettagliata della composizione del vincolo ai ricavi, emergono alcuni elementi di continuità con quanto illustrato nelle passate edizioni. In particolare, rispetto ai dati riportati nella *Relazione Annuale 2021*⁴⁵, risulta sostanzialmente stabile l'incidenza dei costi di natura operativa (comprensivi di quelli esplicitati come costi ambientali e della risorsa) rispetto al VRG^a complessivo (68,7%). Circa la metà di tali oneri è riconducibile a specifiche finalità, precisate in ambito ERC^a, Opex^a_{tel} o Opex^a_{al}, in conseguenza del dispiegarsi della regolazione varata dall'Autorità che permette una migliore qualificazione delle componenti di costo rispetto alle finalità a cui le medesime sono rivolte.

Si conferma, in particolare, la dinamica dell'incidenza dei costi operativi endogeni (Opex^a_{end}), il cui andamento decrescente è registrato anche con riferimento al 2022 (con un peso del 32,0%, rispetto al 34,5% dell'anno precedente). Tale *trend* è, in parte, conseguente all'applicazione delle misure di promozione dell'efficienza gestionale con le quali l'Autorità ha introdotto uno *sharing* annuale del margine ΔOpex (dato dalla differenza tra i costi operativi endogeni riconosciuti al gestore nella tariffa dell'annualità 2016 e il costo operativo efficientabile, COeff, sostenuto dall'operatore con riferimento alla medesima annualità), a decurtazione degli oneri ricompresi nel VRG^a nelle singole annualità del periodo 2020-2023.

Per quanto concerne la quota dei costi destinata al mantenimento e all'ammodernamento delle infrastrutture, si rileva – rispetto alle annualità precedenti – una sostanziale stabilità del peso della componente Capex^a, inclusa la parte esplicitata come ERC^a, e una minore incidenza della quota del VRG^a destinata a rappresentare un'anticipazione per il finanziamento dei nuovi investimenti prioritari individuati nel territorio di pertinenza (FoNI^a), con un peso in lieve flessione (dal 7,7% del 2021, al 7,2% del 2022), probabilmente anche per effetto della maggiore disponibilità di risorse pubbliche stanziare nell'ambito del *Next Generation* EU.

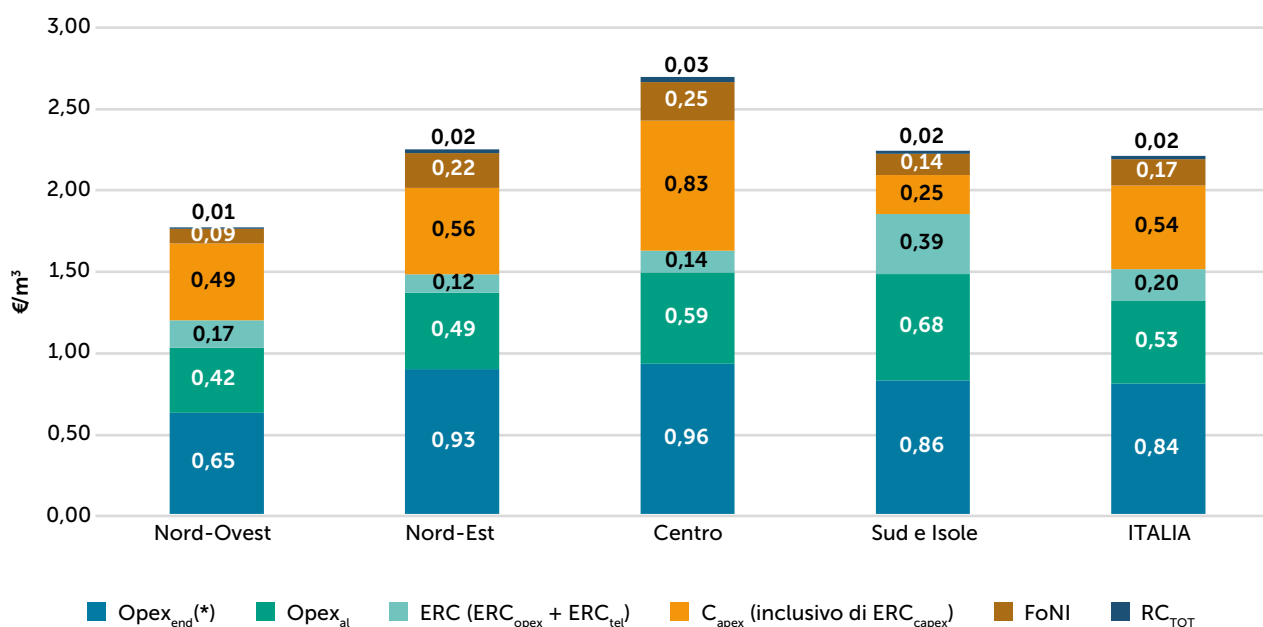
⁴⁵ I dati presentati nella *Relazione Annuale 2021* afferiscono a un campione di 99 operatori che servono 44.058.385 abitanti. Per il 2021, il VRG^a era così composto: per il 34,5% da Opex^a_{end}; per il 23,1% da Opex^a_{al}; per il 3,2% da costi operativi associati a specifiche finalità Opex^a_{tel}; per il 7,9% da ERC^a_{opex}; per il 23,1% da costi delle immobilizzazioni (inclusivi di Capex^a e ERC^a_{capex}); per il 7,7% da FoNI^a; per lo 0,4% da Rc^a_{TOT}.

Infine, si rileva la contenuta incidenza della quota relativa alle componenti tariffarie di conguaglio (Rc_{TOT}^a), in parte determinata dalla scelta, compiuta da alcuni Enti di governo, di ricorrere a forme di dilazione nel tempo, rinviandone il riconoscimento tariffario ad annualità successive al 2023.

Come per le passate edizioni, nella presente *Relazione Annuale* sono rappresentati congiuntamente sia la composizione del VRG^a per volumi erogati, sia l'eterogeneità dei costi unitari del servizio nelle diverse aree del Paese, per porre in rilievo alcune delle evidenze che hanno ormai assunto il carattere della continuità⁴⁶. In particolare, con riferimento alla composizione del VRG^a unitario mostrata nella figura 5.59, il minore valore medio del VRG^a per metro cubo erogato si registra nell'area Nord-Ovest e risulta pari a 1,83 euro/m³, mentre nel Centro, cui è ancora associata la maggiore quota di VRG^a destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni (0,83 euro/m³), il valore medio unitario del VRG^a si attesta a 2,80 euro/m³. Con riferimento ai costi operativi, considerando complessivamente gli $Opex_{end}^a$ e gli $Opex_{al}^a$, il valore medio nazionale è pari a 1,37 euro/m³, compreso tra il valore medio di 1,07 euro/m³ nell'area Nord-Ovest e di 1,55 euro/m³ nell'area Centro.

Risulta pertanto confermata la presenza dei rilevanti, e più volte citati, divari tra i costi medi unitari ammessi a riconoscimento tariffario nelle diverse aree del Paese (che spiegano, almeno in parte, l'eterogeneità dei corrispettivi applicati all'utenza). Tali differenze si rinvencono anche tra i valori minimi e i valori massimi registrati nell'ambito della medesima area geografica (Fig. 5.60): a livello nazionale, il VRG^a per metro cubo di risorsa erogata (in media pari a 2,30 euro/m³) varia tra un valore minimo (registrato nell'area Sud e Isole) di 0,93 euro/m³ e un valore massimo (rilevato nel Centro) di 4,11 euro/m³.

FIG. 5.59 Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2022

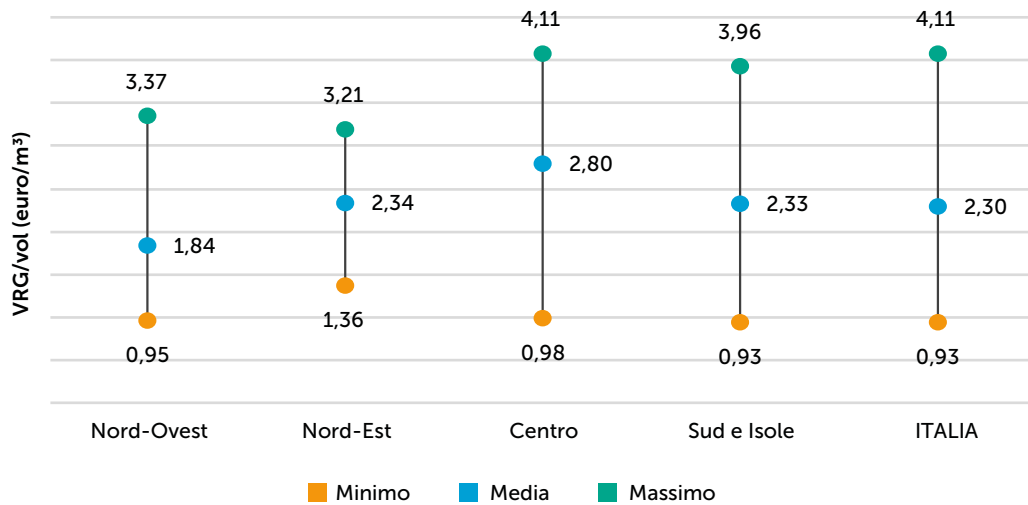


(*) Include eventuali OP^{new} , $Opex_{QC}$, $Opex_{QTR}$, OP_{social} , OP_{mis} e OP_{COVID}

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

46 Nelle analisi svolte sulla composizione del VRG per volumi erogati e sui costi unitari del servizio sono stati espunti un operatore all'ingrosso, tre operatori con dati incompleti e un outlier.

FIG. 5.60 Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2022



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come già accennato, l’Autorità, con delibera 580/2019/R/idr, ha introdotto un modello di promozione dell’efficienza gestionale definendo delle regole di riconoscimento dei costi operativi endogeni basati sulla ripartizione in *cluster* delle gestioni (Tav. 5.4)⁴⁷, che avviene in ragione di un confronto tra il costo operativo effettivo del gestore e il corrispondente costo risultante dall’applicazione del modello statistico elaborato dall’Autorità.

TAV. 5.4 Matrice dei cluster per la definizione dei γ_{ij}^{OP}

		CLUSTER (J) COSTO OPERATIVO STIMATO PRO CAPITE, $\frac{CO_{TOT}^S}{pop + 0,25pop_{flut}}$		
		CLUSTER A $0 < \frac{CO_{TOT}^S}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 74$	CLUSTER B $74 < \frac{CO_{TOT}^S}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 90$	CLUSTER C $90 < \frac{CO_{TOT}^S}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 116$
CLASSE (I) COSTO OPERATIVO PRO CAPITE, $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}}$	CLASSE A: $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 74$	$\gamma_{A,A}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{A,B}^{OP} = -1$	$\gamma_{A,C}^{OP} = -1$
	CLASSE B ₁ : $74 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 82$	$\gamma_{B1,A}^{OP} = -\frac{7}{8}$	$\gamma_{B1,B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B1,C}^{OP} = -1$
	CLASSE B ₂ : $82 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 90$	$\gamma_{B2,A}^{OP} = -\frac{5}{6}$	$\gamma_{B2,B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B2,C}^{OP} = -1$
	CLASSE C ₁ : $90 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 103$	$\gamma_{C1,A}^{OP} = -\frac{3}{4}$	$\gamma_{C1,B}^{OP} = -\frac{5}{6}$	$\gamma_{C1,C}^{OP} = -\frac{9}{10}$
	CLASSE C ₂ : $103 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 116$	$\gamma_{C2,A}^{OP} = -\frac{1}{2}$	$\gamma_{C2,B}^{OP} = -\frac{3}{4}$	$\gamma_{C2,C}^{OP} = -\frac{9}{10}$
	CLASSE C _{over} : $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} > 116$	$\gamma_{C_{OVER},A}^{OP} = 0$	$\gamma_{C_{OVER},B}^{OP} = -\frac{1}{2}$	$\gamma_{C_{OVER},C}^{OP} = -\frac{7}{8}$

Fonte: ARERA, allegato A alla delibera 580/2019/R/idr.

47 Per una rappresentazione dettagliata della stima della frontiera di costo si rimanda ai documenti per la consultazione 1° ottobre 2019, 402/2019/R/idr, e 19 novembre 2019, 480/2019/R/idr.

Il posizionamento nella matrice dei *cluster* determina il livello di *sharing* annuale ($1+\gamma_{ij}^{OP}$) da applicare alla differenza tra i costi operativi endogeni riconosciuti al gestore nell'annualità 2016 e il costo operativo efficientabile risultante dal bilancio del gestore della medesima annualità ($\Delta Opex$), solo se tale valore assume segno positivo. Per ciascun anno del periodo regolatorio 2020-2023, ai fini del riconoscimento degli $Opex_{end}^a$, la quota così calcolata viene decurtata dalla componente $Opex_{end}^{2018}$ opportunamente inflazionata.

Da un'analisi dei dati trasmessi per i gestori ricompresi nel campione di riferimento, è risultato che lo strumento ha trovato attivazione – in quanto il $\Delta Opex$ è risultato positivo – nelle predisposizioni tariffarie di 59 gestori, che servono circa il 67% della popolazione del campione. L'ammontare complessivo della decurtazione da applicare alla componente $Opex_{end}^{2018}$ è risultato, per l'anno 2022, pari a circa 27 milioni di euro e corrispondente a circa l'1,5% della componente tariffaria di riferimento. Tale decurtazione, rispetto al valore del γ_{ij}^{OP} , è riportata nella tavola 5.5. Si ritiene opportuno esplicitare che le risorse in questione (che i gestori sono tenuti a versare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali) sono volte – ai sensi di quanto, da ultimo, esplicitato nella delibera 639/2021/R/idr – ad alimentare il Fondo per la promozione dell'innovazione nel servizio idrico integrato di cui all'art. 36-bis dell'MTI-3, con la finalità di assicurare un efficace avvio delle iniziative che verranno intraprese per la promozione dell'"adozione di soluzioni innovative (...) attraverso l'introduzione di specifici meccanismi e misure incentivanti" (in coerenza con quanto prospettato, con riferimento alle linee strategiche dell'Autorità per il periodo 2022-2025, nella delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A).

TAV. 5.5 Ammontare della decurtazione degli $Opex_{end}^{2018}$ distinto per valore dei γ_{ij}^{OP} (anno 2022)

γ_{ij}^{OP}	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$(1+\gamma_{ij}^{OP}) * \max \{0; \Delta Opex\}$ (euro)	INCIDENZA SU $Opex_{end}^a$
- 9/10	20	9.983.776	5.399.825	1,2%
- 7/8	14	10.754.599	8.898.224	1,4%
- 5/6	8	3.294.581	2.186.547	1,2%
- 3/4	13	5.063.130	9.224.305	2,7%
- 1/2	4	887.531	1.278.201	2,3%
TOTALE	59	29.983.617	26.987.102	1,5%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con l'MTI-3 l'Autorità ha previsto la facoltà, per il soggetto competente, di ricomprendere nell'ambito delle pertinenti proposte tariffarie (motivandone adeguatamente i presupposti) eventuali oneri aggiuntivi connessi a specifiche finalità, $Opex_{tel}^a$, rispetto a quelli ricompresi nelle componenti $Opex_{end}^a$ e $Opex_{at}^a$. Nel prosieguo della presente sezione verranno esaminate alcune delle componenti tariffarie che, nell'ambito delle proposte di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie, sono state incluse tra gli $Opex_{tel}^a$ e in particolare gli $Opex_{QT}^a$ (Tav. 5.6), gli Op_{social}^a (Tav. 5.7) e gli OP_{mis}^a (Tav. 5.8)⁴⁸. Rispetto alle rappresentazioni fornite, si ribadisce che i dati qui proposti derivano da un campione inclusivo di gestioni per le quali l'Autorità non ha ancora adottato i pertinenti atti di approvazione delle proposte tariffarie trasmesse.

Gli oneri aggiuntivi (in termini di costi operativi) per l'adeguamento agli standard di qualità tecnica ($Opex_{QT}^a$) – quantificati dai competenti Enti di governo per 47 gestioni, che erogano il servizio a 27.277.756 abitanti – am-

⁴⁸ Per una disamina degli oneri connessi all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale, $Opex_{oc}^a$, si rinvia al paragrafo "Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale".

montano complessivamente a circa 21,1 milioni di euro per l'anno 2022 (corrispondenti a 0,8 euro/abitante), con una quota prevalente esplicitata come ERC^a (60,9%), come si evince dalla tavola 5.6, in sostanziale continuità con quanto rappresentato nella precedente edizione della *Relazione Annuale*.

TAV. 5.6 *Opex^a_{QT} per l'anno 2022*

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE	TOTALE Opex ^a _{QT} (2022, EURO)		TOTALE Opex ^a _{QT} (INCLUSA QUOTA ERC) (2022, EURO PRO CAPITE)
			Opex ^a _{QT} (2022, EURO)	Opex ^a _{QT} ESPlicitATI COME ERC ^a (2022, EURO)	
Nord-Ovest	12	7.519.847	1.396.361	5.311.851	0,9
Nord-Est	15	4.962.945	1.477.255	781.827	0,5
Centro	18	9.370.820	4.582.569	5.912.206	1,1
Sud e Isole	3	5.538.146	907.076	941.226	0,3
ITALIA	47	27.277.756	8.251.125	12.881.102	0,8

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

La tavola 5.7 è riferita, invece, alla componente tariffaria Op^a_{Social} (valorizzata, nell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie del 2022, per 51 gestioni che servono 27.856.856 abitanti) e ne riporta il dettaglio per area geografica. Le risorse destinate ad agevolazioni tariffarie migliorative rispetto a quelle minime previste dalla regolazione nazionale (c.d. bonus idrico integrativo), nonché, con riferimento alla disciplina della morosità, quelle riferite ai costi per l'intervento di limitazione associabile ai casi di cui al comma 7.3, lett. a), dell'allegato A alla delibera 311/2019/R/idr (REMSI), ammontano a circa 35,5 milioni di euro nel 2022 (corrispondenti a 1,3 euro/abitante).

TAV. 5.7 *Op^a_{Social} in tariffa per l'anno 2022*

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE	TOTAL Op ^a _{Social} (2022, EURO)		TOTALE Op ^a _{Social} (2022, EURO PRO CAPITE)
			Op ^a _{Social} PER BONUS IDRICO INTEGRATIVO (2022, EURO)	Op ^a _{Social} PER LIMITAZIONI EX COMMA 7.3, LETT. A), REMSI (2022, EURO)	
Nord-Ovest	13	8.512.350	7.538.799	1.735.100	1,1
Nord-Est	20	6.418.551	6.293.000	0	1,0
Centro	15	9.702.969	9.944.439	146.634	1,0
Sud e Isole	3	3.222.986	9.845.131	0	3,1
ITALIA	51	27.856.856	33.621.368	1.881.734	1,3

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Infine (Tav. 5.8), per un numero più contenuto di gestori è stato fatto ricorso alla facoltà di valorizzare gli oneri (OP^a_{mis}) connessi all'implementazione di misure per rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi, nonché per favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura, ove ne ricorrano i presupposti. Rispetto al totale delle 118 gestioni considerate nel campione, gli oneri in parola sono stati quantificati in 21 proposte tariffarie, con un ammontare complessivo riconosciuto nella tariffa del 2022 di circa 3,1 milioni di euro (circa 0,3 euro per abitante servito).

TAV. 5.8 OP_{mis}^a in tariffa per l'anno 2022

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	OP_{mis}^a (2022, EURO)	OP_{mis}^a (2022, EURO PRO CAPITE)
Nord-Ovest	8	5.149.351	986.108	0,2
Nord-Est	4	1.602.365	211.691	0,1
Centro	8	2.545.875	1.087.562	0,4
Sud e Isole	1	1.382.326	851.680	0,6
ITALIA	21	10.679.917	3.137.041	0,3

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Misure per la sostenibilità energetica e ambientale introdotte con l'MTI-3

Tra gli elementi di novità introdotti per il terzo periodo regolatorio rientrano le misure orientate alla sostenibilità energetica e ambientale, nel solco della crescente attività legislativa promossa dalla Commissione europea in termini di promozione dell'efficienza energetica, in materia di trattamento dei rifiuti e di riduzione dell'incidenza di determinati prodotti di plastica nell'ambiente. L'Autorità ha infatti promosso, a partire dalla delibera 580/2019/R/idr, quattro assi principali che identificano obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale identificando le seguenti misure necessarie:

- efficienza energetica nelle attività e nelle infrastrutture qualora non riconducibile al servizio idrico integrato;
- riduzione dell'utilizzo della plastica mediante la promozione del consumo di acqua potabile anche tramite l'installazione di fontanelle;
- recupero di energia – elettrica e termica – e di materie prime mediante impianti o specifici trattamenti integrati nelle infrastrutture idriche, nonché diffusione di energia da fonti rinnovabili per l'alimentazione degli impianti del servizio idrico integrato;
- riuso dell'acqua trattata (per esempio ai fini agricoli e industriali) al fine di promuovere una maggiore razionalizzazione della risorsa, in particolare in contesti caratterizzati da fenomeni di siccità.

In termini di vincolo ai ricavi dei gestori, le citate misure hanno comportato, tra le varie: i) il riconoscimento, nella componente a copertura dei margini derivanti dalle altre attività idriche, di uno *sharing* maggiore a favore del gestore in presenza di misure innovative, caratterizzate da multisettorialità, che rispondono ai citati obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale (definite come "Attività b_2 "); ii) la previsione, nell'ambito di applicazione della componente a copertura dei costi di energia elettrica, di un fattore di *sharing* in funzione del risparmio energetico conseguito dagli operatori.

Alcune delle evidenze emerse sulla base dei dati del campione di riferimento sono rappresentate nelle tavole 5.9 e 5.10.

Nello specifico, per quanto concerne le "Attività b_2 ", si evidenzia una sostanziale prevalenza della voce relativa alla riduzione dell'utilizzo della plastica, in particolare nell'area Centro. Dalle predisposizioni tariffarie relative al 2022 emerge che, complessivamente, la misura ha riguardato 32 gestioni del campione (che servono una popolazione pari a 16.458.756 abitanti), rendicontando almeno una voce di costo o di ricavo (di entità significativa) afferente alle "Attività b_2 ".

TAV. 5.9 Costi e ricavi delle "Attività b₂" valorizzati in tariffa 2022

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	RIDUZIONE UTILIZZO PLASTICA		RECUPERO ENERGIA E MATERIE PRIME		RIUSO ACQUA TRATTATA	
			COSTI 2022 (EURO)	RICAVI 2022 (EURO)	COSTI 2022 (EURO)	RICAVI 2022 (EURO)	COSTI 2022 (EURO)	RICAVI 2022 (EURO)
Nord-Ovest	11	7.493.151	1.303.977	450.765	1.231.916	424.207	20.063	20.063
Nord-Est	10	3.126.489	521.594	577.397	171.146	61.055	6.251	12.501
Centro	10	4.326.754	3.529.180	711.655	0	7.280	8.640	1.148.910
Sud e Isole	1	1.512.363	0	0	2.806	30.689	23.725	23.661
ITALIA	32	16.458.756	5.354.750	1.739.817	1.405.868	523.231	58.679	1.205.135

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Per quanto concerne il riconoscimento di un fattore di *sharing* in ragione del risparmio energetico conseguito dai gestori, dalla tavola 5.10 si rileva che la misura ha riguardato 65 gestori (che servono 20.691.531 abitanti) e che il risparmio del costo di fornitura elettrica conseguito dai medesimi operatori per effetto di interventi di efficienza energetica ($\Delta^a_{\text{Risparmio}}$) incide complessivamente per l'1,48% rispetto ai costi di energia elettrica ammessi a riconoscimento tariffario. In aggregato il valore dei risparmi conseguiti è di circa 5,2 milioni di euro, corrispondenti a circa 0,25 euro per abitante servito.

TAV. 5.10 Ripartizione del $\Delta^a_{\text{Risparmio}}$ per area geografica, anno 2022

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$\Delta^a_{\text{Risparmio}}$ 2022 (EURO)	INCIDENZA MEDIA $\Delta^a_{\text{Risparmio}}$ su CO _{EE} ^a
Nord-Ovest	20	5.266.385	1.389.231	1,68%
Nord-Est	28	7.257.179	1.797.272	1,62%
Centro	14	4.974.631	1.298.236	1,38%
Sud e Isole	3	3.193.336	684.349	0,98%
TOTALE	65	20.691.531	5.169.088	1,48%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Sebbene si rilevi un più diffuso impiego delle misure sopra rappresentate rispetto alle precedenti annualità, si ritiene che in futuro, anche grazie agli interventi finanziati nell'ambito del PNRR e a un rafforzamento di detti strumenti nell'ambito della declinazione delle nuove regole tariffarie per il quarto periodo regolatorio, le potenzialità degli stessi potranno essere più efficacemente espresse nell'ottica di economia circolare nel settore e di sostenibilità ambientale del comparto.

Taluni elementi di novità introdotti per l'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie

Strumenti per la mitigazione degli effetti connessi all'aumento del costo della fornitura elettrica

Anche nel settore idrico si sono registrati impatti, di natura prevalentemente finanziaria, derivanti dall'aumento dei costi dell'energia. Per fare fronte a detta situazione emergenziale, già con la delibera 639/2021/R/idr l'Auto-

rità – ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi – ha previsto una componente tariffaria aggiuntiva di natura previsionale ($Op_{EE}^{exp.a}$), da inserire nell'ambito della componente CO_{EE}^a su istanza motivata da parte dell'Ente di governo dell'ambito, volta ad anticipare, almeno in parte, gli effetti del *trend* di crescita del costo dell'energia elettrica, nell'ottica di assicurare la sostenibilità economico-finanziaria delle gestioni e di contenere l'impatto dei futuri conguagli sulla tariffa applicata agli utenti.

Per la quasi totalità delle gestioni del campione in esame (104 su un totale di 118, Tav. 5.11) è stato fatto ricorso alla valorizzazione della citata componente di natura prospettica (per un importo complessivo, riferito al 2022, di circa 166,8 milioni di euro), quantificandola – in media – per un valore pari al 22% del costo di energia elettrica CO_{EE}^a di cui al comma 20.1 dell'MTI-3 (dato medio prossimo, dunque, al valore massimo ammissibile, posto pari al 25%). L'importo *pro capite* per il 2022 è stimabile in circa 4,3 euro per abitante servito.

TAV. 5.11 $Op_{EE}^{exp.a}$ in tariffa per l'anno 2022

AREA GEOGRAFICA	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$Op_{EE}^{exp.a}$ (2022, EURO)	$Op_{EE}^{exp.a}$ (2022, % CO_{EE}^a)
Nord-Ovest	37	14.185.212	53.388.930	22%
Nord-Est	31	9.033.447	28.802.869	20%
Centro	22	5.513.274	29.954.995	22%
Sud e Isole	14	10.419.128	54.621.818	25%
ITALIA	104	39.151.061	166.768.612	22%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Inoltre, nel corso del 2022, per molti gestori è stata colta dai relativi soggetti competenti anche la possibilità di fare ricorso agli ulteriori strumenti straordinari di sostegno economico e finanziario in relazione al costo dell'energia, introdotti dall'Autorità con delibera 229/2022/R/idr. Si fa, nello specifico, riferimento alla facoltà di presentare motivata istanza:

- alla Cassa per i servizi energetici e ambientali, informandone l'Autorità, per l'attivazione di forme di anticipazione finanziaria (di cui al comma 1.1, lett. b), della delibera 229/2022/R/idr connesse al reperimento di risorse per fare fronte a parte delle spese sostenute per l'acquisto di energia elettrica, secondo le modalità disciplinate dalla medesima delibera 229/2022/R/idr e dalla successiva delibera 495/2022/R/idr⁴⁹;
- all'Autorità, per il riconoscimento (ai sensi del comma 1.1, lett. c), della delibera 229/2022/R/idr di costi aggiuntivi nell'ambito della quantificazione della componente di conguaglio "*costi (...) per il verificarsi di eventi eccezionali*" riferita all'anno 2023, ove l'entità del costo effettivo per l'acquisto di energia elettrica relativo al 2021 risultasse superiore a quello riconosciuto in applicazione delle regole di cui all'art. 20 e al comma 27.1 dell'MTI-3. L'Autorità ha, peraltro, previsto che l'istanza in discorso fosse corredata da un piano di azioni per il contenimento del costo dell'energia (attraverso anche l'esecuzione periodica delle diagnosi energetiche e la nomina di un tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia), con una valutazione del potenziale risparmio energetico, nonché delle misure per garantire la sostenibilità della tariffa per le utenze finali. Relativamente alle sole proposte tariffarie di aggiornamento biennale approvate dall'Autorità, la quota di conguaglio per eventi eccezionali riferibile al recupero di costi di energia elettrica (afferenti al 2021) è stata quantificata per 8 operatori (che servono 2.357.893 abitanti) in circa 2,4 euro per abitante servito.

⁴⁹ Sono state ritenute ammissibili le istanze presentate per 51 gestioni, le quali hanno beneficiato di anticipazioni finanziarie, da parte della Cassa per i servizi energetici e ambientali, complessivamente pari a 142.077.722 euro.

Strumenti per la gestione dell'emergenza da Covid-19

In considerazione del protrarsi degli effetti dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, l'Autorità, con la citata delibera 639/2021/R/idr, ha previsto che nell'ambito della quantificazione della voce Rc_{ALTR0}^a si potessero considerare anche gli oneri aggiuntivi, ovvero i minori costi operativi, conseguenti alle iniziative adottate nel 2021 per il contrasto alla diffusione del virus, secondo le medesime modalità e nel rispetto dei limiti previsti al comma 18.12 dell'MTI-3. Con riguardo alle sole proposte tariffarie di aggiornamento biennale approvate dall'Autorità, la quota di conguaglio per eventi eccezionali riferibile al recupero di costi conseguenti alle azioni di contrasto della pandemia (messe in atto nel 2021) risulta valorizzata per 12 gestioni (che servono 12.705.919 abitanti) per un ammontare pari a circa 0,3 euro per abitante.

Altre regole per i conguagli

Con la delibera 639/2021/R/idr, l'Autorità, al fine di tenere doverosamente conto dell'esito dei contenziosi riferiti a talune disposizioni adottate in materia di regolazione tariffaria del servizio idrico integrato, ha poi previsto che l'Ente di governo dell'ambito riconsideri, su istanza del gestore per la copertura dei costi efficienti, le predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2012 e 2013, nonché al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011, potendo predisporre la componente di conguaglio aggiuntiva, RC_{ARC} , per ciascuno degli anni $a = \{2022, 2023\}$ eventualmente provvedendo:

- al recupero della differenza tra quanto riconosciuto nelle pertinenti predisposizioni tariffarie in applicazione delle regole per il computo del "Capitale investito netto del gestore del SII", di cui all'art. 11 dell'allegato A alla delibera 585/2012/R/idr (di seguito: MTT), e quanto risulta determinando la "quota a compensazione del capitale circolante netto", CCN^{2012} e CCN^{2013} , di cui ai commi 11.2 e 11.3 dell'MTT, considerando nel computo, oltre agli importi relativi ai ricavi e ai costi delle attività afferenti al servizio idrico, anche quelli riconducibili alle "Altre attività idriche" definite al comma 1.1 dell'MTT;
- al recupero della differenza tra quanto riconosciuto nelle pertinenti predisposizioni tariffarie in applicazione delle regole di cui al comma 42.3 dell'MTT per la determinazione della "sommatoria della quota parte di FoNI percepita in ciascun anno $n < m$ e non investita sino all'anno $m-2$ " (portata in detrazione del CCN^m) e quanto risulta considerando, ai fini del calcolo della componente $FoNI_{spesa}^m$, sia la spesa complessiva (effettuata in ciascun anno n) per la realizzazione dei nuovi investimenti individuati come prioritari, nonché per il finanziamento di agevolazioni tariffarie a carattere sociale e per le altre destinazioni d'uso della componente $\Delta CUIT_{FoNI}^a$ (secondo quanto previsto dall'MTT), sia l'effetto fiscale (da aggiungersi alla citata spesa complessiva) ottenuto applicando l'aliquota 0,275 alla componente FoNI relativa agli anni 2012 e 2013;
- al recupero della differenza tra i "costi per variazioni sistemiche o eventi eccezionali", sub g) o h) del comma 45.1 dell'MTT e quelli eventualmente ammessi a recupero ai sensi del comma 29.1 dell'allegato A alla delibera 643/2013/R/idr (MTI);
- al recupero della differenza tra l'importo che, ai sensi della delibera 273/2013/R/idr, è stato detratto dalla quota di remunerazione del capitale da restituire agli utenti relativamente al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011 e l'importo calcolato considerando – in luogo degli "oneri fiscali in ragione dell'imposta effettivamente pagata", degli "oneri finanziari effettivamente sostenuti dal gestore" e degli "accantonamenti per la svalutazione crediti", di cui al comma 2.3, lett. i), ii) e iii), della delibera 273/2013/R/idr – gli oneri finanziari e fiscali standardizzati calcolati nel rispetto dei criteri, dei parametri e delle regole di cui al titolo 5 dell'MTT.

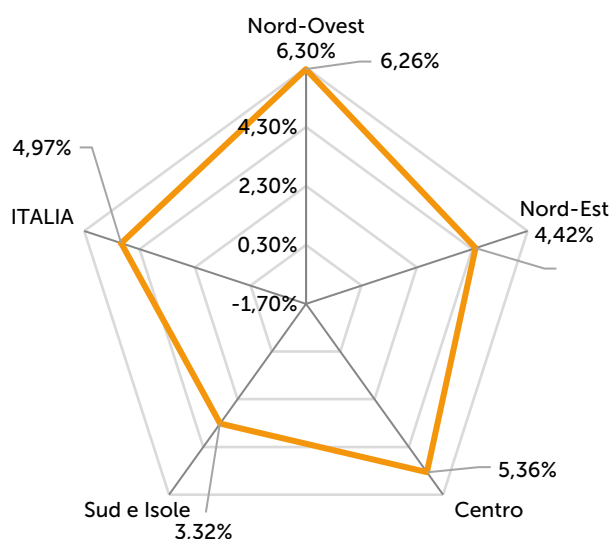
Le predisposizioni tariffarie contenenti la quantificazione dei recuperi sopra menzionati sono relative a 39 gestioni, che servono circa 22,4 milioni di abitanti, corrispondenti a circa 0,9 euro per abitante servito.

Variazioni tariffarie e investimenti

Relativamente al campione di riferimento di 118 gestori che servono 45.964.838 abitanti (dei quali 71 operatori – che servono una popolazione di 19.377.330 abitanti – non risultano ancora interessati da provvedimenti dell’Autorità aventi a oggetto l’approvazione degli specifici schemi regolatori), si rileva che, a livello nazionale, la variazione media dei corrispettivi applicati all’utenza nel 2022, rispetto all’anno precedente, risulta pari al 4,97%, variazione media annuale più marcata di quella registrata nelle precedenti annualità (che erano state caratterizzate da un graduale contenimento nel tempo degli incrementi tariffari)⁵⁰.

Le variazioni rilevate nelle diverse aree del Paese mostrano una certa eterogeneità: si segnala, infatti, una variazione delle tariffe pari a +3,32% nell’area Sud e Isole, a +4,42% nel Nord-Est, a +5,36% nel Centro, e a +6,26% nel Nord-Ovest (Fig. 5.61).

FIG. 5.61 Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all’utenza nel 2022

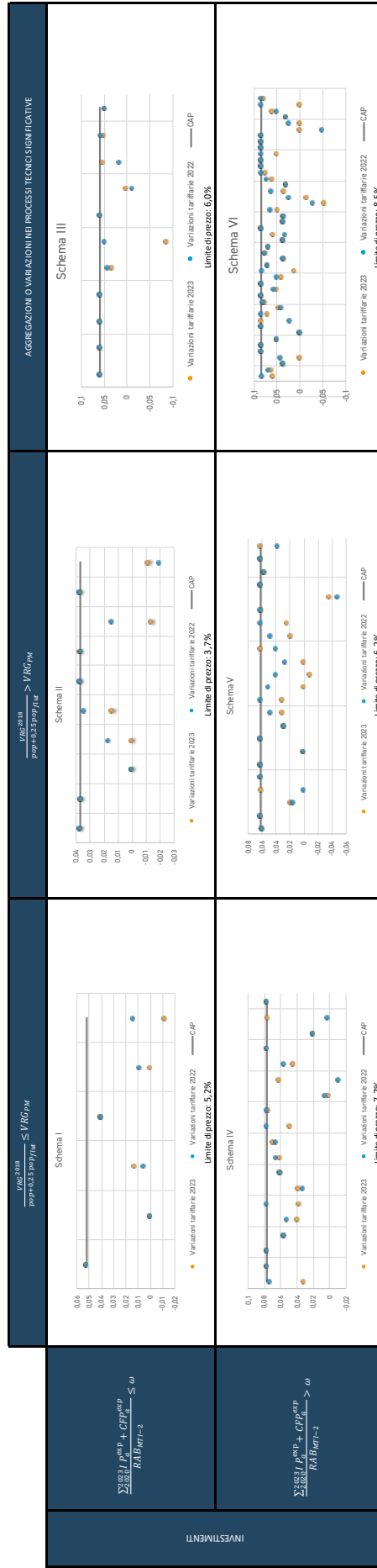


Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come mostrato dalla figura 5.62, tenuto conto delle scelte compiute dagli Enti di governo in ordine alla collocazione nella matrice di schemi, le variazioni annuali delle tariffe per gli anni 2022 e 2023 sono risultate prevalentemente contenute al di sotto del limite di prezzo fissato dalla regolazione vigente, risultando comunque pari (o prossime) al citato limite soprattutto per alcune delle gestioni interessate da un rilevante fabbisogno di investimenti rispetto al valore delle infrastrutture esistenti (operatori che si collocano nella seconda riga della citata matrice di schemi regolatori).

⁵⁰ I dati presentati nella *Relazione Annuale 2021* afferiscono a un campione di 99 operatori che servono 44.058.385 abitanti. Per il 2021, a livello nazionale, la variazione media dei corrispettivi applicati all’utenza, rispetto all’anno precedente, risultava pari al 2,79%.

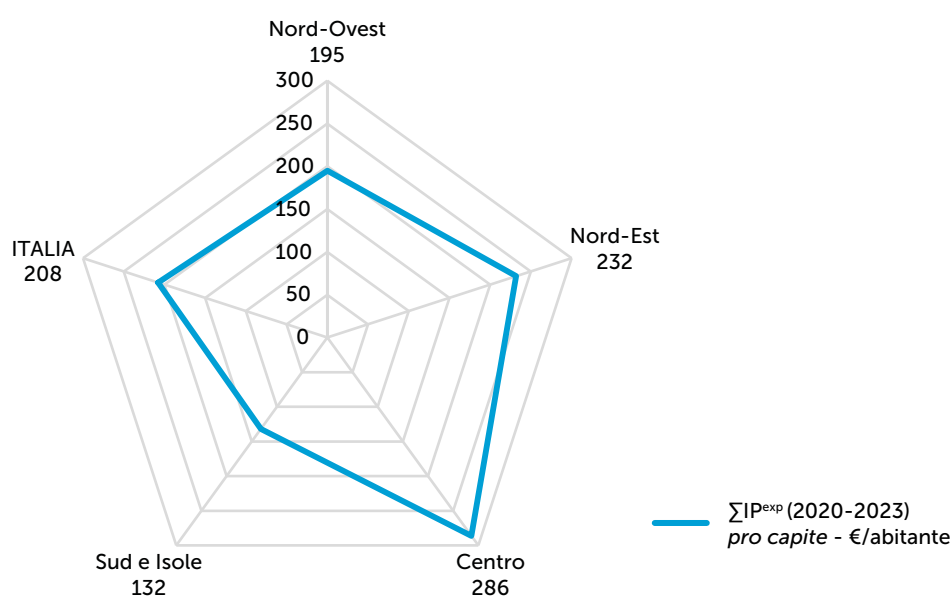
FIG. 5.62 Distribuzione delle variazioni tariffarie (anni 2022 e 2023) nell'ambito della matrice di schemi regolatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento agli investimenti programmati, come rivisti sulla base dei criteri e delle modalità di cui alla delibera 639/2021/R/idr, analizzando un campione composto da 135 gestioni che servono 48.851.824 abitanti (ricomprendendo anche i maggiori fornitori all'ingrosso e i dati rinvenibili nelle istanze di aggiornamento tariffario presentate dagli operatori, non ancora validate e approvate dai pertinenti Enti di governo dell'ambito), il valore della spesa per investimenti *pro capite* (al netto di contributi pubblici) si attesta – per l'intero quadriennio 2020-2023 – a 208 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a 52 euro/abitante/anno), con valori pari a 286 euro/abitante nel Centro, a 232 euro/abitante nel Nord-Est e a 195 euro/abitante nel Nord-Ovest. Si conferma, inoltre, la previsione di risorse più contenute destinate dalla tariffa agli interventi infrastrutturali nell'area Sud e Isole, in cui, nel quadriennio considerato, il valore si ferma a 132 euro/abitante (Fig. 5.63).

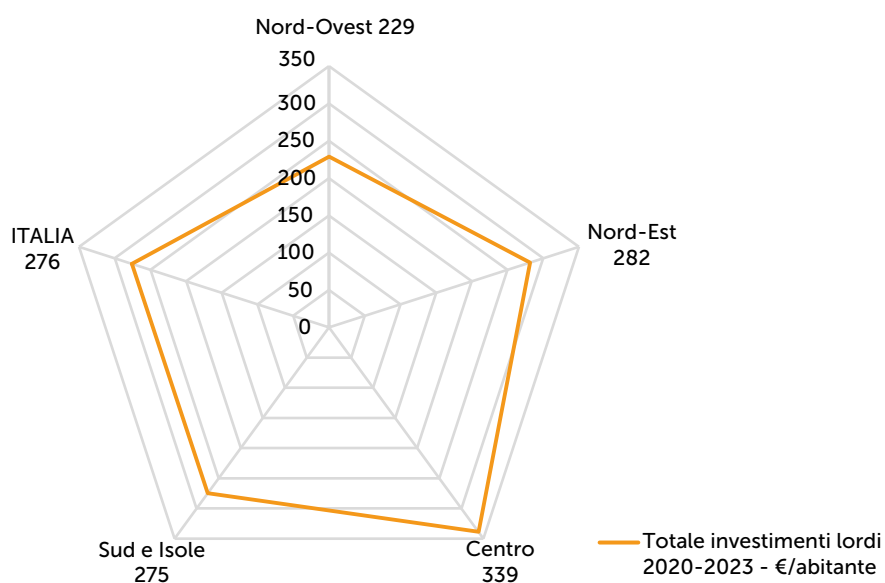
FIG. 5.63 Investimenti pro capite (al netto dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023, come rivisti in sede di aggiornamento tariffario 2022-2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento al medesimo campione di 135 gestioni, gli investimenti programmati per il quadriennio 2020-2023 – al lordo delle previsioni in ordine alla disponibilità di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche – risultano, in termini *pro capite*, pari a 276 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a una spesa annuale per investimenti di 69 euro/abitante); il valore più elevato si riscontra nell'area del Centro, con 339 euro/abitante per il quadriennio 2020-2023 (Fig. 5.64). Questo risultato (con un valore degli investimenti *pro capite* previsti per il quadriennio superiore di circa 13 euro/abitante rispetto ai dati mostrati nella precedente *Relazione Annuale*) tiene conto del recepimento nei programmi degli interventi (di cui il Piano delle opere strategiche costituisce parte integrante e sostanziale) dei progetti finanziati dalle risorse pubbliche stanziare nell'ambito degli strumenti del *Next Generation EU*, in esito a procedure di selezione delle proposte giunte a conclusione in data antecedente a quella di predisposizione dell'aggiornamento tariffario biennale.

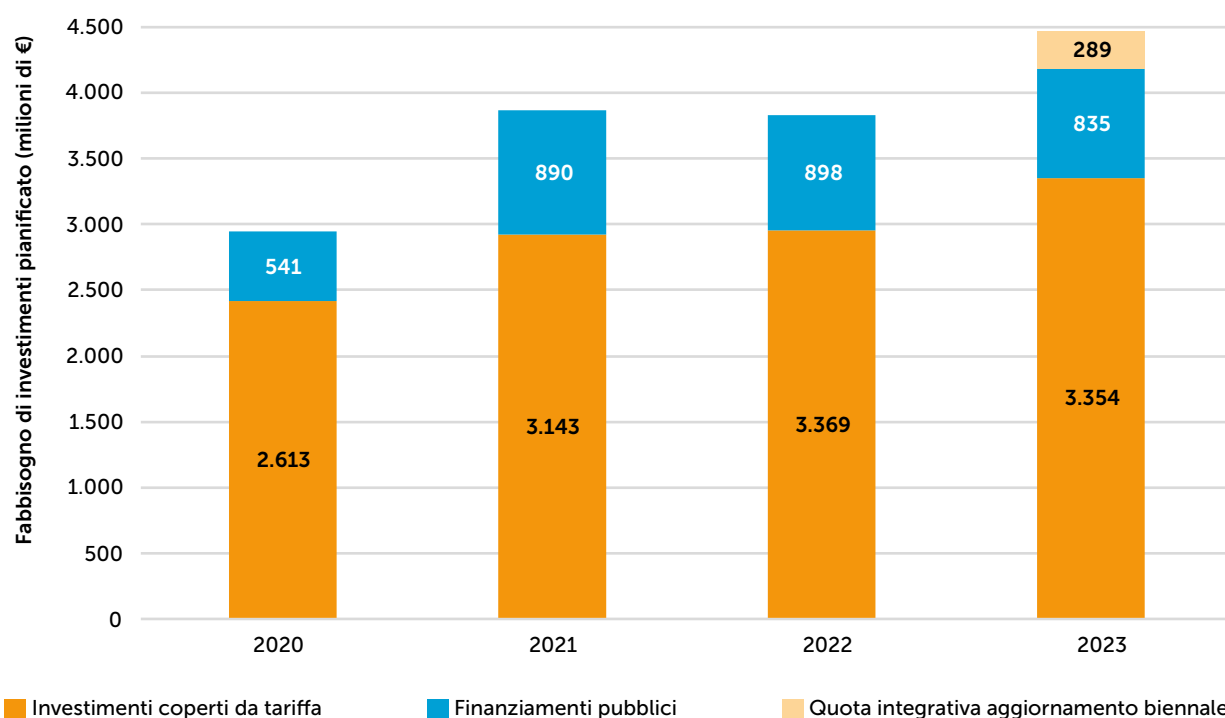
FIG. 5.64 Investimenti pro capite (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023 nell'ambito dell'aggiornamento tariffario 2022-2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Alla luce delle citate previsioni in ordine alla disponibilità di fondi pubblici, la spesa per investimenti relativa al menzionato campione di 135 gestioni, in termini assoluti, ammonta complessivamente a 13,5 miliardi di euro per il quadriennio, passando da 2,5 miliardi di euro nel 2020, a 3,2 miliardi di euro nel 2021 e nel 2022 e a 4,5 miliardi di euro nel 2023. L'aumento delle previsioni di spesa riferite all'ultimo anno 2023 – rispetto alla programmazione elaborata in sede di prima approvazione tariffaria ai sensi dell'MTI-3 – sembra potersi ricondurre, in parte, alle riferite politiche di sostegno agli investimenti infrastrutturali del comparto di cui al PNRR e al REACT EU e, in parte, anche all'aumento del costo delle materie prime che ci si attende di sostenere alla luce delle più recenti dinamiche registrate.

La figura 5.65 riporta il *trend* degli investimenti complessivamente pianificati nel quadriennio 2020-2023, ottenuto integrando l'estensione, a livello nazionale, del fabbisogno di investimenti programmato (come presentata nella *Relazione Annuale 2021*) con la quota aggiuntiva di investimenti risultante dall'aggiornamento della pianificazione riferita al 2023 per il menzionato campione di 135 operatori (che serve una popolazione servita di circa 49 milioni di abitanti), anche considerando che per gli ambiti territoriali ottimali caratterizzati da perdurante inerzia nel procedere all'affidamento del servizio, risultano ancora in corso le procedure per l'aggiornamento degli atti di pianificazione – e, in particolare, del Programma degli interventi ricompreso nel Piano d'ambito –, richiesti anche ai fini dell'assegnazione del servizio, in attuazione di quanto disposto dall'art. 14 del decreto legge n. 115/2022.

FIG. 5.65 Trend degli investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2020-2023 (in milioni di euro)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Al fine di assicurare la corretta applicazione della regolazione per schemi regolatori *pro tempore* vigente, l'Autorità ha condotto, come di consueto, specifici approfondimenti volti ad accertare l'effettiva realizzazione degli investimenti previsti per gli anni 2020 e 2021.

Sulla base dei dati comunicati nell'ambito delle predisposizioni tariffarie trasmesse per l'aggiornamento biennale 2022-2023, le verifiche compiute con riferimento ai costi delle immobilizzazioni computati in tariffa hanno confermato i generali miglioramenti nella capacità di realizzazione degli investimenti programmati. Il tasso di realizzazione⁵¹ è infatti risultato (considerando complessivamente gli investimenti nel biennio 2020-2021) pari a circa il 104%, con un valore più contenuto per i gestori operanti nell'area Sud e Isole (Tav. 5.12).

51 In particolare, il tasso di realizzazione tiene conto del fabbisogno di investimenti pianificato per ciascun anno t (IP_t^{exp}) e degli investimenti realizzati in ciascun anno t , calcolati considerando:

- l'incremento del valore delle immobilizzazioni di categoria c risultante dalle fonti contabili $IP_{t,c}$ (inclusivo del valore dei contributi a fondo perduto CFPT);
- la spesa sostenuta per l'avanzamento delle opere classificate come "lavori in corso", ossia la variazione del saldo delle immobilizzazioni in corso rispetto all'anno precedente (ΔLIC).

TAV. 5.12 Ripartizione per area geografica dei tassi di realizzazione degli investimenti previsti per il biennio 2020-2021

AREA GEOGRAFICA	TASSO DI REALIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DEL BIENNIO 2020-2021	TASSO DI REALIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DEL 2020	TASSO DI REALIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DEL 2021
Nord-Ovest	105%	112%	99%
Nord-Est	105%	117%	95%
Centro	110%	124%	98%
Sud e Isole	95%	123%	78%
ITALIA	105%	119%	94%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Si ritiene opportuno evidenziare che parte della spesa sostenuta è stata destinata al completamento delle opere classificate come "lavori in corso". Inoltre, dall'analisi dei dati del campione in esame si conferma una generale tendenza all'effettivo investimento della spesa prevista in sede di pianificazione (pur con una certa variabilità dei tassi di realizzazione fra le gestioni del *panel*). Per 66 operatori si riscontra una spesa complessiva, nelle annualità prese in considerazione, pari o superiore al 100% del fabbisogno pianificato. Tale risultato, se da un lato può essere in parte condizionato dall'effetto dell'aumento dei costi delle materie prime, che hanno reso più onerosi gli interventi realizzati rispetto a quanto pianificato, dall'altro dimostra la resilienza del settore nel corso della fase emergenziale dovuta al Covid-19.

Per le restanti gestioni del campione sembrano permanere talune criticità in ordine all'esecuzione degli interventi e si registrano livelli dei tassi di realizzazione medi per le annualità 2020-2021 pari all'81,5% della spesa prevista.

Articolazione dei corrispettivi

Con la delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr, e il relativo allegato A (di seguito TICS), l'Autorità, nell'ottica di garantire la trasparenza, l'*accountability* e la *cost-reflectivity* del settore, ha definito i criteri alla base delle strutture dei corrispettivi applicati agli utenti, ai fini di un progressivo riordino delle previgenti articolazioni tariffarie, per una omogeneizzazione delle stesse in termini di razionalizzazione delle tipologie d'uso.

In particolare, l'Autorità, all'art. 3, comma 3.4, lett. a), del TICS, aveva introdotto un meccanismo graduale che prevedeva, in sede di prima applicazione della nuova disciplina, l'adozione di tariffe per l'utenza domestica residente secondo un criterio di tipo *pro capite* standard (ossia considerando un'utenza domestica residente tipo di tre componenti), nelle more del completamento di un set informativo necessario all'applicazione di tariffe *pro capite* puntuali.

A partire dal 1° gennaio 2022, rilevano invece le previsioni di cui all'art. 3, comma 3.4, lett. b), del TICS, che introducono, per l'utenza domestica residente, tariffe *pro capite* basate sull'effettiva numerosità dei componenti di ciascuna utenza.

Le analisi che seguono derivano pertanto dalle elaborazioni condotte sulle strutture dei corrispettivi pubblicate sui siti internet dei gestori e adottate, per l'annualità 2022, secondo le previsioni di cui al citato comma 3.4, lett. b), del TICSÌ, riguardando un campione di 63 operatori⁵² che operano in 49 ATO/sub-ambiti e che servono circa 34 milioni di abitanti (Tav. 5.13).

TAV. 5.13 Campione di riferimento (numero di bacini tariffari, abitanti e numero di gestioni)

AREA GEOGRAFICA	ATO/SUB-ATO (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	GESTIONI (N.)
Nord-Ovest	12	8.606.957	19
Nord-Est	15	7.769.325	21
Centro	14	8.054.999	14
Sud e Isole	8	10.005.529	9
ITALIA	49	34.436.810	63

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Per ciascuna delle gestioni del campione è stata analizzata la struttura dei corrispettivi *pro capite* associata all'utenza domestico residente, prendendo a riferimento un'utenza tipo di 3 componenti. In particolare, la tavola 5.14 mostra la struttura media, ottenuta attraverso una media ponderata per la popolazione dei limiti superiori di ciascuno scaglione.

TAV. 5.14 Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestico residente: scaglioni di consumo, anno 2022 (valori medi)

	SCAGLIONE A TARIFFA AGEVOLATA	SCAGLIONE A TARIFFA BASE	SCAGLIONE DI I ECCEDENZIA	SCAGLIONE DI II ECCEDENZIA	SCAGLIONE DI III ECCEDENZIA
Minimo di scaglione (m ³)	0	77	153	236	277
Max scaglione (m ³)	76	152	235	276	-
Popolazione residente (abitanti)	34.436.810	34.436.810	32.590.974	24.672.974	23.298.392

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

In particolare, la tavola 5.14 mostra che la fascia di consumo a cui è associata una tariffa agevolata risulta più ampia di quella definita nel TICSÌ, evidenziando come molti soggetti competenti abbiano fatto ricorso alla facoltà, introdotta dal provvedimento da ultimo richiamato, di individuare un'ampiezza della classe a tariffa agevolata superiore a quella minima indicata dall'Autorità e fissata pari a 54,75 m³/anno (tenuto conto del quantitativo minimo vitale – di 50 litri/abitante/giorno, ossia 18,25 m³/anno – per un'utenza domestica residente tipo composta da 3 persone).

Dall'analisi della tariffa media applicata al servizio di acquedotto, riportata nella tavola 5.15, si rileva un valore della tariffa agevolata in media pari a 0,58 euro/m³, da cui si desume un livello di agevolazione media applicata pari a circa il 40% della tariffa base, valore ricadente nell'intervallo stabilito dal TICSÌ (compreso tra il 20% e il 50% della tariffa base).

⁵² Si consideri che per 33 gestioni del campione (che erogano il servizio a circa 12,7 milioni di abitanti) i moltiplicatori tariffari proposti dal soggetto competente sono ancora in fase di specifica istruttoria, ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità.

Con riferimento al rapporto tra la tariffa della terza eccedenza rispetto alla tariffa agevolata, per il campione esaminato, si rileva un valore in media pari a circa 4,8, in linea con la disposizione del TICSI di cui al comma 5.3 che ne impone il limite nel rapporto di 1:6.

TAV. 5.15 *Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestico residente: tariffe unitarie, anno 2022*

	TARIFFA AGEVOLATA	TARIFFA BASE	TARIFFA DI I ECCEDENZIA	TARIFFA DI II ECCEDENZIA	TARIFFA DI III ECCEDENZIA
Media ponderata della popolazione (euro/m ³)	0,580	0,964	1,505	2,066	2,780
Max (euro/m ³)	1,267	1,852	4,638	4,504	6,755
Min (euro/m ³)	0,124	0,156	0,320	0,540	0,587
Popolazione residente (abitanti)	34.436.810	34.436.810	32.590.974	24.672.974	23.298.392

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento ai corrispettivi variabili per i servizi di fognatura e depurazione, si rileva la presenza di tariffe *flat* al variare del consumo, in ossequio al comma 6.2 del TICSI, i cui valori di riferimento (pari, in media, a 0,263 euro/m³ per la fognatura e a 0,635 euro/m³ per la depurazione) sono riportati nella tavola 5.16.

Per quanto attiene alla quota fissa, i cui valori di riferimento sono riportati nella tavola 5.17, si riscontra un valore medio del corrispettivo fisso per il servizio idrico integrato pari a 34,2 euro/anno, di cui 18,9 euro/anno per il servizio di acquedotto, 5,0 euro/anno per il servizio di fognatura e 10,3 euro/anno per il servizio di depurazione, con un'elevata variabilità tra i valori minimi e i valori massimi.

TAV. 5.16 *Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestico residente: tariffe unitarie, anno 2022*

	QUOTA VARIABILE FOGNATURA	QUOTA VARIABILE DEPURAZIONE
Media ponderata della popolazione (euro/m ³)	0,263	0,635
Max (euro/m ³)	0,749	1,202
Min (euro/m ³)	0,136	0,136
Popolazione residente (abitanti)	34.436.810	

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

TAV. 5.17 *Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestico residente, anno 2022*

	QUOTA FISSA ACQUEDOTTO	QUOTA FISSA FOGNATURA	QUOTA FISSA DEPURAZIONE	QUOTA FISSA SII
Media ponderata della popolazione (euro/m ³)	18,9	5,0	10,3	34,2
Max (euro/m ³)	51,8	20,6	29,6	96,1
Min (euro/m ³)	2,1	0,6	0,6	5,8
Popolazione residente (abitanti)	34.436.810			

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Spesa media dell'utenza domestica per il servizio idrico integrato per l'anno 2022

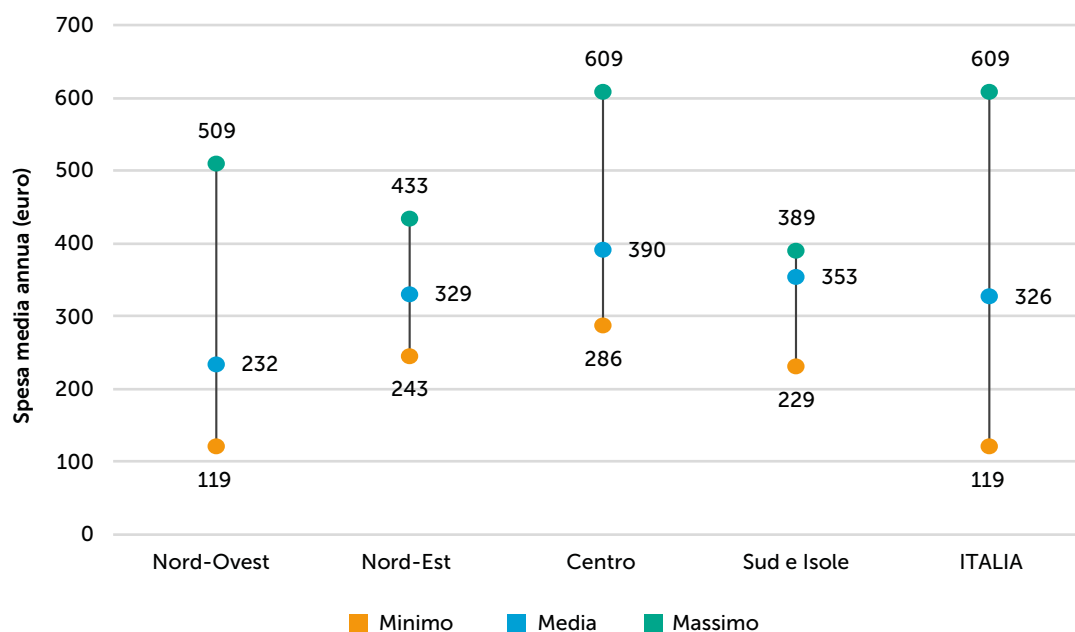
Come riportato nella tavola 5.18, considerando le gestioni del campione di riferimento, la spesa media sostenuta nel 2022 da un'utenza domestica residente tipo (famiglia di 3 persone, con consumo annuo pari a 150 m³), comprensiva di IVA al 10%, risulta a livello nazionale pari a 326 euro/anno (2,17 euro per metro cubo consumato), con un valore medio più contenuto nel Nord-Ovest (232 euro/anno) e più elevato al Centro (pari a 390 euro/anno). Come più volte rilevato, anche i dati relativi al 2022 confermano che la spesa più consistente per l'utenza domestica tipo è rinvenibile proprio nella macro-area del Paese in cui i soggetti competenti hanno programmato, per il periodo 2020-2023, una maggiore spesa *pro capite* per investimenti da finanziare attraverso la tariffa.

TAV. 5.18 Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2022 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 m³; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m³)

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA (euro/anno)	SPESA UNITARIA (euro/ m ³)
Nord-Ovest	Media ponderata per la popolazione	231,9	1,55
	Max	509,5	3,40
	Min	118,5	0,79
Nord-Est	Media ponderata per la popolazione	328,9	2,19
	Max	433,5	2,89
	Min	243,2	1,62
Centro	Media ponderata per la popolazione	390,4	2,60
	Max	608,9	4,06
	Min	285,8	1,91
Sud e Isole	Media ponderata per la popolazione	352,5	2,35
	Max	389,2	2,59
	Min	229,0	1,53
ITALIA	Media ponderata per la popolazione	325,9	2,17
	Max	608,9	4,06
	Min	118,5	0,79

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come rappresentato anche nella figura 5.66, la spesa annuale dell'utenza domestica presenta un'elevata variabilità anche nell'ambito della medesima area geografica, riflettendo la già discussa eterogeneità dei costi unitari del servizio. A titolo esemplificativo, nel Nord-Ovest, la famiglia tipo con consumo di 150 m³/anno è chiamata a sostenere un esborso annuale per il servizio idrico pari, in media, a 232 euro/anno, valore compreso tra un minimo di 119 euro/anno e un massimo di 509 euro/anno.

FIG. 5.66 Variabilità della spesa media annua nel 2022 (in euro per consumi annuali di 150 m³)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti domestici per consumi annui di 150 m³ (Tav. 5.19), si osserva come il 39,2% circa della spesa sia imputabile al servizio di acquedotto, per il quale si spendono a livello nazionale 127,7 euro/anno.

La spesa media nazionale per i servizi di fognatura e depurazione ammonta, rispettivamente, a 39,4 euro/anno (12,1% del totale) e a 95,3 euro/anno (29,2%).

TAV. 5.19 Componenti della spesa media nel 2022 (spesa in euro/anno)

SPESA	ACQUEDOTTO	FOGNATURA	DEPURAZIONE	QUOTA FISSA	IVA
Spesa per consumi di 150 m ³ (euro/anno)	127,7	39,4	95,3	33,9	29,6
Incidenza sulla spesa totale	39,2%	12,1%	29,2%	10,4%	9,1%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Qualità contrattuale

Nel mese di maggio 2023 si è chiusa la settima edizione della raccolta dati "Qualità contrattuale del servizio idrico integrato"⁵³, finalizzata a permettere all'Autorità, nell'ambito delle proprie funzioni di regolazione e controllo, di acquisire informazioni in merito alle prestazioni rese dai gestori del servizio idrico integrato (SII) nel corso del 2022 e di monitorare l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza in seguito all'introduzione de-

53 La raccolta dati viene effettuata anche al fine di sistematizzare le informazioni che i gestori del servizio idrico integrato (di seguito anche SII) sono tenuti a trasmettere in ottemperanza agli obblighi di comunicazione previsti dalla delibera 655/2015/R/idr.

gli standard minimi, omogenei sul territorio nazionale, avvenuta con la delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr, e il relativo allegato A, recante la Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato (RQSII), entrata in vigore il 1° luglio 2016. Con la raccolta sono stati acquisiti anche i dati di riepilogo utili alla valutazione dei macro-indicatori di qualità contrattuale sui quali è basato il meccanismo di premi e penalità introdotto con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr.

Come per le precedenti edizioni, la raccolta dati è stata rivolta a tutti i gestori del servizio idrico integrato, nonché agli Enti di governo dell'ambito (di seguito anche EGA), chiamati a validare le informazioni dichiarate dai gestori operanti nei territori di competenza al fine di verificarne la correttezza, la coerenza e la congruità e segnalare eventuali necessità di modifica o integrazione.

Con la presente *Relazione Annuale* viene fornita un'illustrazione in forma aggregata dei risultati comunicati dai gestori relativamente all'annualità 2022, rinviando a un secondo momento la diffusione puntuale dei dati afferenti alle singole gestioni, che verranno pubblicati sul sito internet dell'Autorità al fine di rafforzare la consapevolezza dei consumatori circa le caratteristiche dei servizi offerti dagli operatori, in attuazione di quanto previsto dal comma 77.7 dell'RQSII.

I dati di qualità contrattuale sono forniti per singola gestione, in riferimento ai singoli ambiti territoriali in cui viene erogato il servizio, e le informazioni sono state raggruppate sulla base delle prestazioni rese all'utenza per tipologia d'uso⁵⁴.

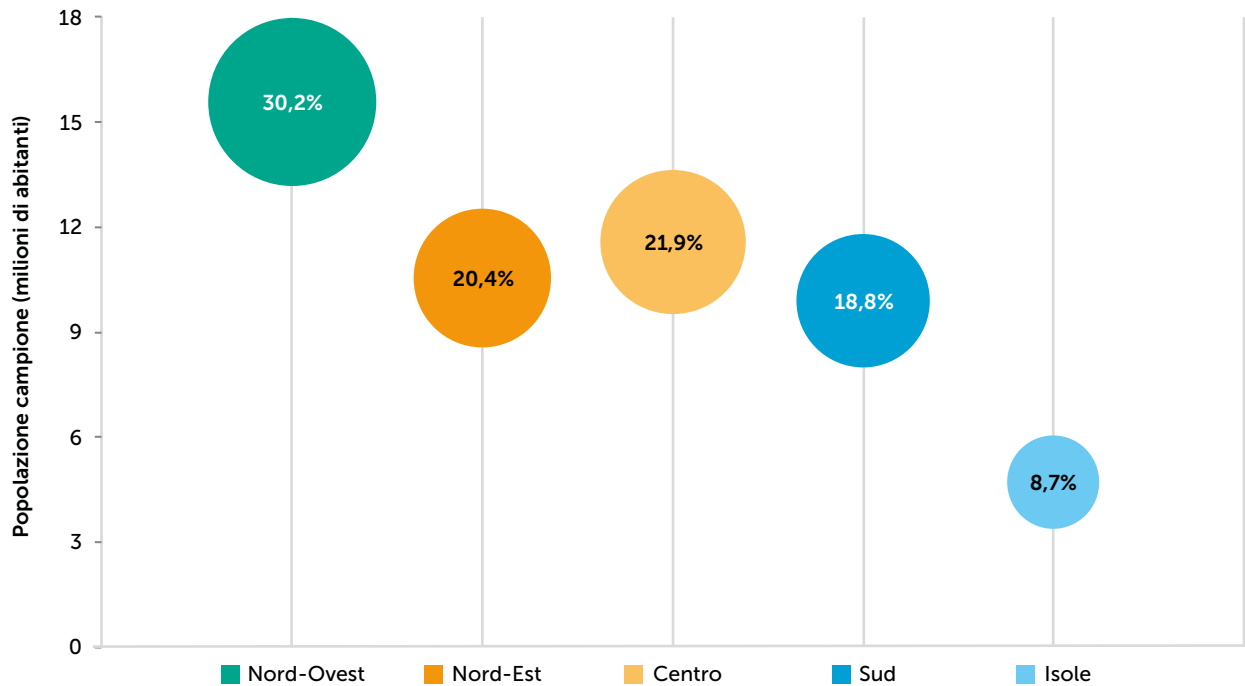
L'analisi esposta nei successivi sottoparagrafi è stata effettuata su un *panel* composto da 262 gestioni, che copre circa l'87,5% della popolazione residente italiana (51,5 milioni di abitanti). Nella figura 5.67 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* 2022 tra le diverse aree geografiche: il 50,6% della popolazione servita dalle gestioni rispondenti alla raccolta dati è residente nelle regioni del Nord, il 21,9% nelle regioni del Centro, il 18,8% nelle regioni del Sud e l'8,7% nelle Isole. Tale distribuzione risulta sostanzialmente in linea con quella del campione di riferimento dell'anno 2021⁵⁵, per la cui descrizione si rimanda alla *Relazione Annuale* 2021.

54 Si sottolinea che, sulla base di quanto disposto con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr, a partire dal 2020, le prestazioni di qualità contrattuale sono registrate con riferimento alle sotto-tipologie d'uso previste dal TICSII (allegato A alla delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr), e sono poi comunicate all'Autorità secondo le tipologie d'uso previste dal medesimo TICSII, ossia:

- uso domestico (art. 2 TICSII);
- uso diverso dal domestico (art. 8 TICSII).

55 Complessivamente ha risposto alla raccolta dati relativa al 2021 un insieme di 272 gestioni, che erogano il servizio a circa l'86,5% della popolazione residente italiana.

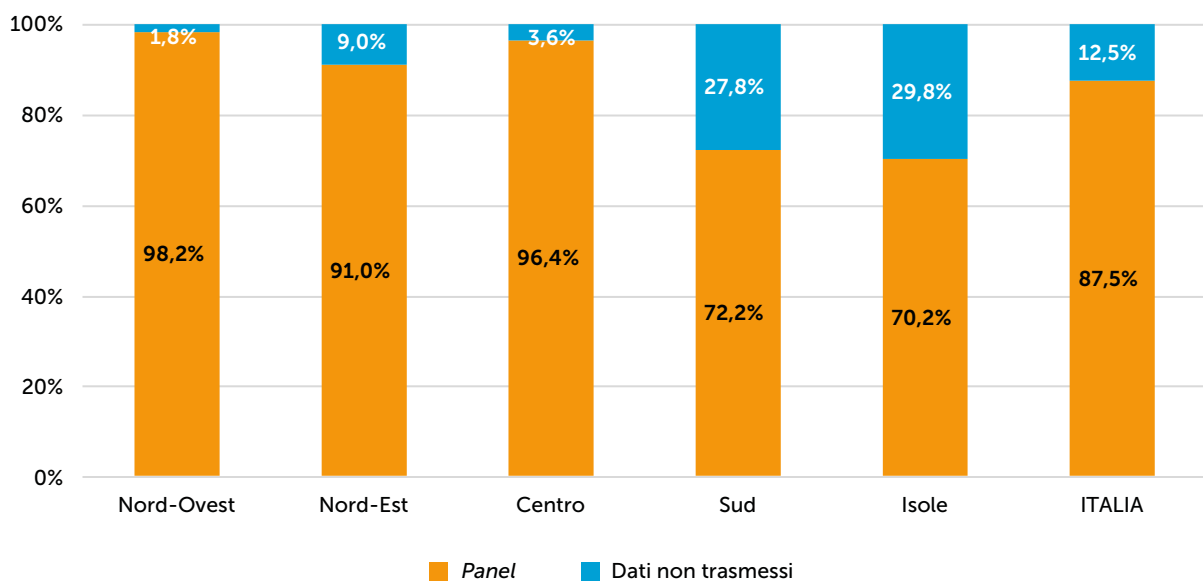
FIG. 5.67 Ripartizione del panel 2022 per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Confrontando la distribuzione geografica della popolazione servita dal *panel* con la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.68), si evince che le aree maggiormente rappresentate sono il Nord-Ovest, con una copertura del 98,2%, e il Centro, con una copertura pari al 96,4%, seguite dal Nord-Est, con una copertura del 91,0%. Risultano meno rappresentate, in linea con le precedenti edizioni della raccolta dati, le aree del Sud e delle Isole, che superano di poco la soglia del 70%; si conferma, quindi, l'incidenza delle differenti caratteristiche gestionali e operative che contraddistinguono la struttura organizzativa delle gestioni operanti al Sud e nelle Isole.

FIG. 5.68 Popolazione servita dal panel 2022 per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

L'analisi dei livelli di qualità garantiti all'utenza, illustrata nei sottoparagrafi che seguono, è basata sulla verifica del rispetto degli standard specifici e generali introdotti dall'Autorità (29 standard specifici e 14 standard generali), aggregando, laddove non diversamente specificato, i dati riferiti a tutte le tipologie d'uso e mettendo a confronto i risultati del 2022 con quelli dell'anno precedente, già descritti nella *Relazione Annuale 2021*⁵⁶. Viene, altresì, esaminata la diffusione di eventuali standard migliorativi e/o aggiuntivi approvati dall'Ente di governo dell'ambito territorialmente competente.

Un *focus* specifico viene, poi, dedicato ai macro-indicatori di qualità contrattuale cui è associato il meccanismo incentivante di premi-penalità introdotto con la delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr, riportando un confronto tra il 2022 e il 2018, che costituisce il livello di partenza sulla base del quale sono stati individuati i primi obiettivi da raggiungere⁵⁷. In ultimo viene analizzato l'impatto in tariffa, in termini di oneri aggiuntivi, derivante dall'adeguamento agli standard di qualità contrattuale del SII fissati dall'Autorità, anche con riferimento agli obiettivi di miglioramento riferiti ai citati macro-indicatori.

Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2022

Livelli associati agli standard specifici di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Le elaborazioni oggetto del presente sottoparagrafo forniscono indicazioni sintetiche in ordine al livello di rispetto degli standard specifici di qualità previsti dall'RQSII, ovvero riportati nella Carta dei servizi, qualora nella medesima siano fissati standard migliorativi rispetto a quelli disposti dalla regolazione per le prestazioni da assicurare all'utenza.

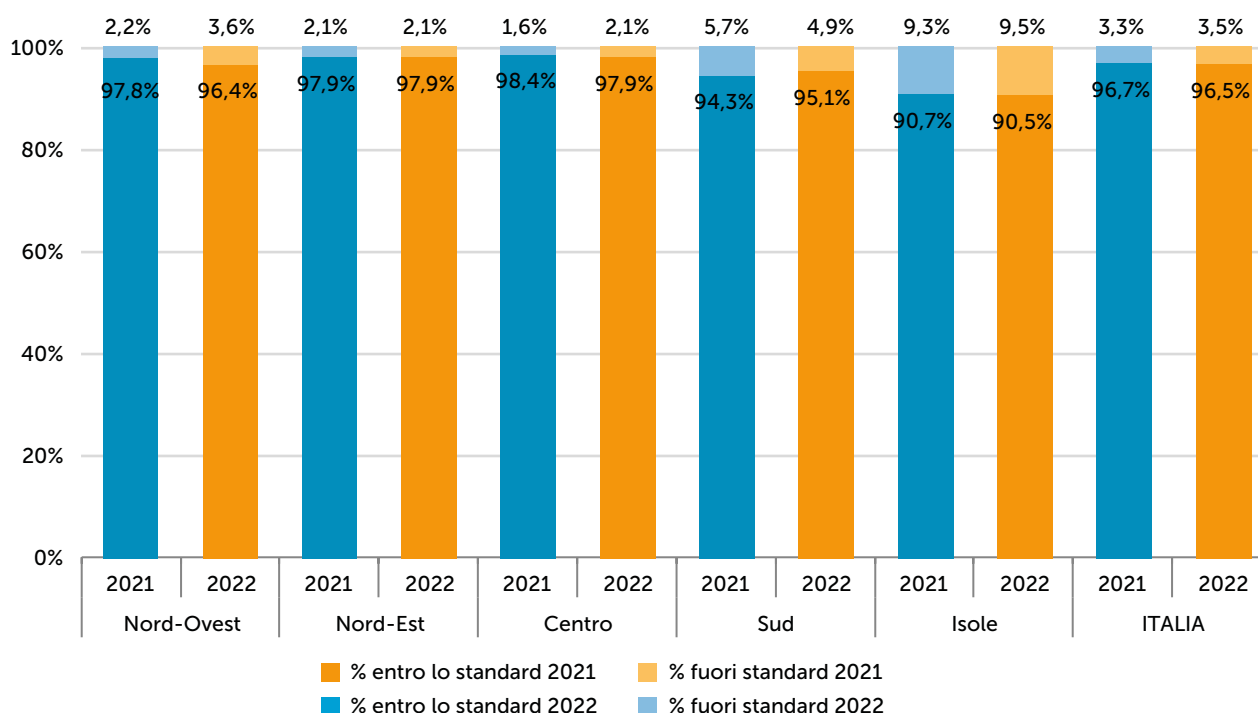
Nella figura 5.69 viene evidenziato, per area geografica e a livello nazionale, il dato relativo alla percentuale di rispetto degli standard specifici di qualità afferenti al complesso delle prestazioni⁵⁸ offerte all'utenza dalle gestioni del *panel*. I dati mostrano, anche per il 2022, un elevato livello di qualità contrattuale offerto, sostanzialmente in linea rispetto al 2021, con una percentuale di mancato rispetto dello standard pari in media al 3,5% (era del 3,3% nel 2021).

⁵⁶ Si precisa che in alcuni casi i dati del 2021 potrebbero marginalmente differire rispetto a quelli riportati nella *Relazione Annuale 2021* per effetto di rettifiche apportate dai gestori (ed eventualmente validate dai rispettivi EGA) successivamente alla pubblicazione degli stessi.

⁵⁷ In particolare, si fa riferimento agli obiettivi 2020 e 2021, da raggiungere cumulativamente al termine del 2021, come disposto dalla delibera 22 febbraio 2022, 235/2020/R/idr, con la quale sono stati introdotti elementi di flessibilità nei meccanismi di valutazione delle prestazioni di qualità contrattuale (nonché tecnica), volti a mitigare gli effetti sulle gestioni dell'emergenza epidemiologica da Covid-19.

⁵⁸ Dall'analisi vengono esclusi gli standard sulla periodicità di fatturazione (che, imponendo di garantire un numero minimo di fatture annue che varia a seconda del consumo medio annuo dell'utente – 2, 3, 4 o 6 fatture/anno – risulta di complessa rappresentazione nell'ambito della presente analisi, che si concentra sul rispetto dello standard a livello aggregato) e sul tempo per l'emissione della fattura, che, con circa il 97% delle prestazioni eseguite per entrambi gli anni (70,5 milioni di prestazioni nel 2022), influenza in modo rilevante il risultato medio e non permette di fornire un'efficace rappresentazione degli altri 27 indicatori.

FIG. 5.69 Rispetto degli standard specifici per area



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Grazie alla rappresentazione grafica, inoltre, è possibile rilevare per il 2022 livelli di rispetto pari a quasi il 98% nelle aree del Nord-Est e del Centro. Risultano sostanzialmente stabili nel biennio considerato anche le *performance* fatte registrare dalle gestioni del Sud (che, con un incremento del +0,8%, raggiungono una percentuale di prestazioni eseguite entro lo standard del 95,1%) e delle Isole (che, nonostante una marginale flessione dello 0,2%, mantengono una percentuale di rispetto dello standard superiore al 90%).

Nella tavola 5.20 viene fornito un dettaglio delle prestazioni eseguite relativamente a 28 standard specifici, escludendo dall'analisi l'indicatore relativo alla periodicità di fatturazione. Nel 2022 si confermano i livelli qualitativi generalmente elevati registrati nel 2021 con particolare riferimento alle prestazioni che afferiscono alla gestione del rapporto contrattuale, quali, per esempio, i tempi per l'esecuzione della voltura e per l'emissione della fattura, la fascia di puntualità per gli appuntamenti concordati e i tempi di preventivazione di lavori e allacci idrici senza sopralluogo, oltre che per alcune comunicazioni quali le risposte a richieste scritte di informazioni e le notifiche dell'esito delle verifiche al livello di pressione e al misuratore (qualora effettuate *in loco*); si evidenzia, poi, un incremento del livello medio di rispetto dello standard per il tempo di risposta ai reclami (pari al 95,1%, +1,3% rispetto all'anno precedente) e si conferma la *trend* di miglioramento dell'indicatore relativo ai tempi per la riattivazione della fornitura in seguito a morosità (da effettuare in due giorni lavorativi), che fa registrare livelli di rispetto pari al 98,8% (+0,5%), miglioramento che potrebbe essere stato favorito anche dal progressivo adeguamento dei gestori alla regolazione specifica⁵⁹.

⁵⁹ Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato introdotta con la delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/ldr, e il relativo allegato A "REMSI", entrata in vigore a fare data dal 1° gennaio 2020.

Con riferimento, infine, alle quote di fuori standard per cause imputabili al gestore, si registra una generale stabilità nel biennio considerato, fatta eccezione per il tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni e ai reclami, che vedono un miglioramento di tale quota (con decrementi nell'ordine, rispettivamente, del 20% e del 10%), oltre che per alcuni casi di variazioni relative a indicatori della numerosità, in termini di prestazioni eseguite, piuttosto contenuta⁶⁰.

TAV. 5.20 Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2021-2022

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2022	% ENTRO LO STANDARD 2022	% FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2021
Fascia di puntualità per gli appuntamenti	445.484	98,4%	1,6%	1,4%	72,4%	70,1%
Tempo di attivazione, della fornitura	141.908	90,9%	9,1%	7,5%	61,6%	61,1%
Tempo di disattivazione della fornitura	217.350	94,5%	5,5%	5,3%	70,8%	67,4%
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a morosità	79.506	98,8%	1,2%	1,7%	93,3%	94,5%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	639	86,5%	13,5%	10,4%	80,2%	93,9%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	169.785	96,0%	4,0%	4,0%	72,2%	66,9%
Tempo di esecuzione della voltura	653.528	97,9%	2,1%	2,0%	86,4%	87,2%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	18.173	92,7%	7,3%	5,8%	67,7%	53,0%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	2.017	95,7%	4,3%	3,0%	100,0%	87,0%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	105.530	93,4%	6,6%	5,9%	60,4%	55,3%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	13.388	99,0%	1,0%	1,4%	91,4%	94,1%
Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	24.292	92,2%	7,8%	6,8%	63,5%	63,2%
Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	2.767	98,7%	1,3%	2,7%	54,1%	95,2%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	2.120	96,2%	3,8%	5,0%	42,5%	48,7%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	26.526	88,0%	12,0%	10,0%	70,0%	71,5%
Tempo di esecuzione di lavori semplici	8.384	90,4%	9,6%	8,6%	59,8%	48,6%
Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	2.907	95,6%	4,4%	3,4%	84,3%	45,5%
Tempo di intervento per la verifica del misuratore	11.077	93,2%	6,8%	5,6%	76,1%	75,3%

(segue)

⁶⁰ È il caso, per esempio, del tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo e del tempo di intervento per la verifica del livello di pressione e per la successiva comunicazione del relativo esito, le cui oscillazioni tra gli anni sono legate alle performance di poche gestioni, dato che fanno registrare un totale di prestazioni eseguite fuori standard a livello nazionale inferiore ai 50 casi.

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2022	% ENTRO LO STANDARD 2022	% FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2021
Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	13.499	93,7%	6,3%	5,4%	32,9%	24,0%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	2.678	97,4%	2,6%	1,6%	43,5%	86,6%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	2.671	85,6%	14,4%	12,9%	92,7%	82,7%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	7.719	97,0%	3,0%	2,7%	70,3%	57,8%
Tempo per la risposta a reclami	123.409	95,1%	4,9%	6,2%	83,8%	94,3%
Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	257.004	98,0%	2,0%	1,0%	56,9%	74,9%
Tempo per l'emissione della fattura	73.903.276	99,6%	0,4%	0,5%	21,3%	24,9%
Tempo di rettifica di fatturazione	39.203	96,0%	4,0%	3,7%	75,3%	85,3%
Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	47	97,9%	2,1%	7,4%	100,0%	20,0%
Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	46	100,0%	0,0%	6,6%	-	0,0%

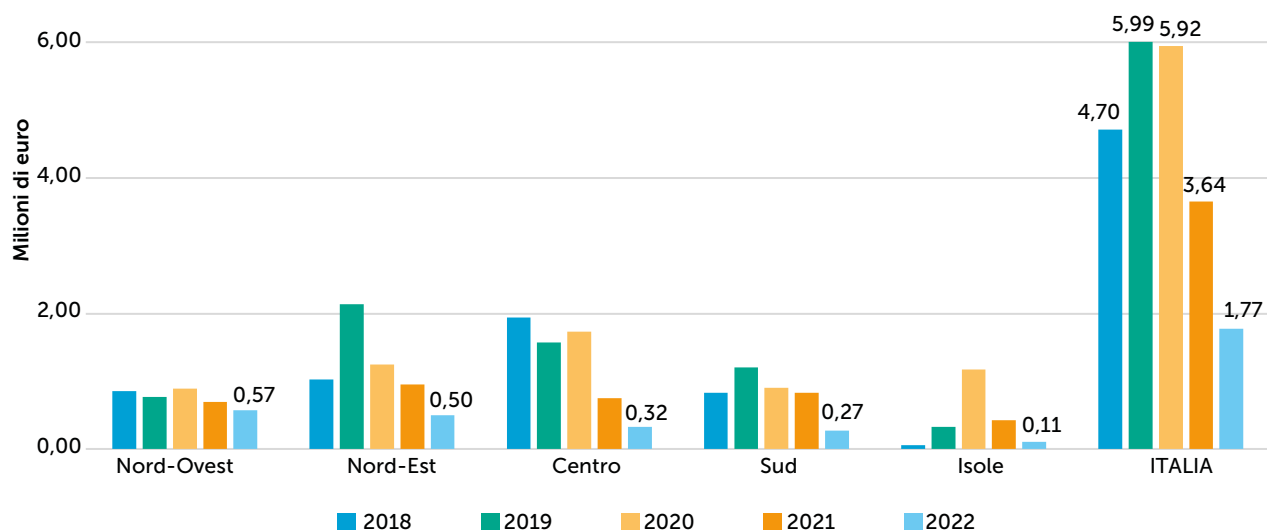
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Indennizzi automatici

Nel presente sottoparagrafo vengono esposti i risultati di un'analisi sugli indennizzi automatici che i gestori sono tenuti a erogare all'utenza qualora, per cause imputabili ai gestori medesimi, la prestazione richiesta, cui è legato uno standard specifico, non venga svolta nei tempi previsti. Nella figura 5.70 è riportato l'ammontare totale indennizzato in relazione alle prestazioni eseguite fuori standard nel quinquennio 2018-2022⁶¹.

⁶¹ Il totale indennizzato è calcolato facendo riferimento all'anno in cui è maturato il diritto all'indennizzo. Per esempio, il valore del 2018 è dato dalla somma di quanto erogato nel corso del medesimo anno, nonché nell'anno 2019 (a causa del fisiologico lag temporale tra il diritto a ricevere l'indennizzo e la sua effettiva corresponsione in bolletta) e nell'anno 2020 (con erogazione, pertanto, in forte ritardo), sempre relativamente alle prestazioni eseguite oltre lo standard nel 2018.

FIG. 5.70 Totale indennizzato nel periodo 2018-2022



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

I dati consentono di evidenziare come, a livello nazionale, nelle annualità 2019 e 2020, l'ammontare indennizzato complessivamente si sia attestato a un livello pari a quasi 6 milioni di euro, mentre tale importo per il 2021 risulta quasi dimezzato rispetto al biennio precedente (3,64 milioni di euro, anche se ci si attende che un'ulteriore quota venga indennizzata nel corso del 2023). Il valore più contenuto di questa annualità rispetto al biennio precedente è, almeno parzialmente, riconducibile al miglioramento dei livelli qualitativi e all'adeguamento delle gestioni agli standard previsti dalla regolazione dell'Autorità.

Infine, con riferimento all'annualità 2022, risultano erogati, al 31 dicembre 2022, indennizzi per circa 1,77 milioni di euro, ma una più compiuta valutazione al riguardo potrà essere effettuata nell'ambito della prossima *Relazione Annuale* poiché, a causa del fisiologico *lag* temporale nell'erogazione degli indennizzi, buona parte di questi verrà effettivamente accreditata nel corso del 2023.

Disaggregando il dato per area, si evidenzia come la quota principale degli indennizzi relativi alle prestazioni eseguite nel 2018 e 2020 sia stata erogata dalle gestioni del Centro, la maggior parte delle quali ha, però, definito numerosi standard migliorativi (come si vedrà nella successiva figura 5.73), mentre nel 2019 le gestioni del Nord-Est risultano quelle che hanno erogato la quota più consistente di indennizzi, pari a circa 2 milioni di euro. L'ammontare di indennizzi erogati risulta ancora molto contenuto al Sud e soprattutto nelle Isole, dove i dati sono fortemente influenzati dalla ridotta rappresentazione dei gestori di queste aree all'interno del *panel* (anche alla luce dell'elevata frammentazione gestionale); ciononostante, nel 2020, le gestioni delle Isole hanno erogato oltre 1,5 milioni di euro, cifra in linea con le aree del Nord, molto più rappresentate.

Volgendo lo sguardo a quanto registrato nella sola annualità 2022, nella tavola 5.21 viene riportata, per tipologia d'uso, la numerosità degli indennizzi, suddivisa per anno di svolgimento delle prestazioni cui tali indennizzi sono riferiti.

Per entrambe le tipologie d'uso ("uso domestico" e "uso diverso dal domestico"), il numero di indennizzi complessivamente erogati nell'anno 2022 è principalmente riconducibile al recupero degli indennizzi relativi alle

prestazioni eseguite nel 2021 e non erogati nella medesima annualità per il citato *lag* temporale (generato dal fatto che l'indennizzo viene generalmente erogato con la prima bolletta utile), *lag* che risulta evidente anche per quanto riguarda il solo 2022, dal momento che il numero di indennizzi relativo alle prestazioni eseguite durante l'anno (38.189 indennizzi erogati, per un totale di quasi 1,77 milioni di euro, come mostrato dalla precedente figura 5.70) risulta contenuto rispetto al numero di casi con diritto all'indennizzo automatico (348.575 casi).

In termini relativi, invece, il peso dell'ammontare medio indennizzato (calcolato sul totale delle utenze del *panel*) e l'incidenza dei casi con diritto all'indennizzo sul totale delle utenze risultano più elevati in relazione agli usi diversi dal domestico; tale evidenza sembrerebbe confermare che le prestazioni richieste da queste tipologie di utenza potrebbero essere caratterizzate da un più alto grado di complessità.

TAV. 5.21 *Indennizzi automatici per tipologia d'uso nel 2022 (numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro)*

TIPOLOGIA D'USO	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO/UTENZA	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2022	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2021	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2020 E PRECEDENTI	EROGAZIONI PER INDENNIZZI NEL 2022 (EURO)	TOTALE INDENNIZZATO/UTENZA NEL 2022 (EURO)
Uso domestico (art. 2 TICS)	281.294	0,017	30.258	36.003	11.149	3.784.324	0,231
Uso diverso dal domestico (art. 8 TICS)	67.281	0,028	7.931	14.261	2.450	1.194.630	0,504
TOTALE	348.575	0,019	38.189	50.264	13.599	4.978.954	0,266

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Livelli associati agli standard generali di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Il rispetto degli standard generali fissati dall'RQSII – o di quelli migliorativi riportati nella Carta dei servizi –, pur mostrando valori lievemente inferiori a quelli riscontrati per gli standard specifici sopra analizzati, fa rilevare nel 2022 un buon livello di rispetto dello standard, pari ad almeno il 90% per oltre la metà degli indicatori considerati, come emerge dall'analisi dei valori indicati nella tavola 5.22, nella quale viene fornito un dettaglio delle prestazioni complessivamente eseguite dai gestori del *panel*, offrendo altresì un confronto con quanto rilevato per il 2021. Nell'arco del biennio si registra un lieve peggioramento dei livelli di rispetto legati ai tempi di preventivazione di lavori e allacci idrici e fognari complessi⁶², e un miglioramento dei livelli medesimi riferiti al tempo di risposta alla chiamata per pronto intervento e al preavviso in caso di disdetta dell'appuntamento concordato, così come per il tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura, indicatore, sul quale si sono però evidenziati casi di errata interpretazione da parte di talune gestioni⁶³. Risultano, poi, leggermente allungati i tempi medi di attesa agli sportelli fisici (da 7,14 minuti del 2021 a 8,21 del 2022), tipologia di prestazione sulla quale si è anche registrato un consistente incremento della numerosità (oltre 2 milioni di prestazioni in luogo dei circa 1,7 milioni dell'anno precedente) in conseguenza del rilassamento delle disposizioni normative di distanziamento dettate dall'emergenza epidemiologica da Covid-19.

62 Si rammenta che la RQSII definisce, all'art. 1, i lavori complessi come prestazioni non riconducibili alla tipologia di lavoro semplice, a sua volta definito come "la prestazione di lavoro che riguarda l'esecuzione a regola d'arte di nuovi allacciamenti idrici o fognari o operazioni di qualsiasi natura su allacciamenti esistenti (ad es. nuovi attacchi) o su misuratori esistenti (spostamento, cambio, etc.) che non implichi specifici interventi per adattare alla nuova situazione i parametri idraulici degli allacciamenti stessi o la realizzazione di lavori per i quali è necessario l'ottenimento di atti autorizzativi da parte di soggetti terzi o la necessità di interrompere la fornitura del servizio ad altri utenti".

63 L'indicatore è, infatti, riferito alla comunicazione che il gestore del servizio di acquedotto è tenuto a effettuare al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione nei casi di gestione non aggregata del SII (art. 156 del decreto legislativo 24 marzo 2006, n. 156), mentre talune gestioni hanno interpretato tale indicatore come comunicazione da effettuare all'utente finale.

TAV. 5.22 Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALLA RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2022	% ENTRO LO STANDARD 2022	% FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD 2021	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2022	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2021
Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	95%	4.121	95,8%	4,2%	6,9%	88,5%	84,0%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	90%	13.336	72,4%	27,6%	21,7%	84,9%	77,1%
Tempo di esecuzione di lavori complessi	90%	11.103	88,4%	11,6%	9,3%	66,6%	69,0%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	90%	54.535	84,6%	15,4%	13,1%	77,3%	71,3%
Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	90%	253.955	91,9%	8,1%	9,2%	80,6%	80,9%
Tempo massimo per l'appuntamento concordato	90%	403.100	93,9%	6,1%	6,0%	91,0%	82,2%
Tempo massimo di attesa agli sportelli	95%	2.239.820	98,2%	1,8%	1,3%	96,1%	93,9%
Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	95%	87.781	82,1%	17,9%	17,6%	89,7%	92,8%
Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	90%	35.922	90,0%	10,0%	13,1%	98,1%	96,3%
Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	90%	3.073.457	93,2%	6,8%	8,6%	97,4%	98,8%

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALLA RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2021	TEMPO MEDIO 2022	TEMPO MEDIO 2020
Tempo medio di attesa agli sportelli	20 minuti	2.204.541	8,21 minuti	7,14 minuti

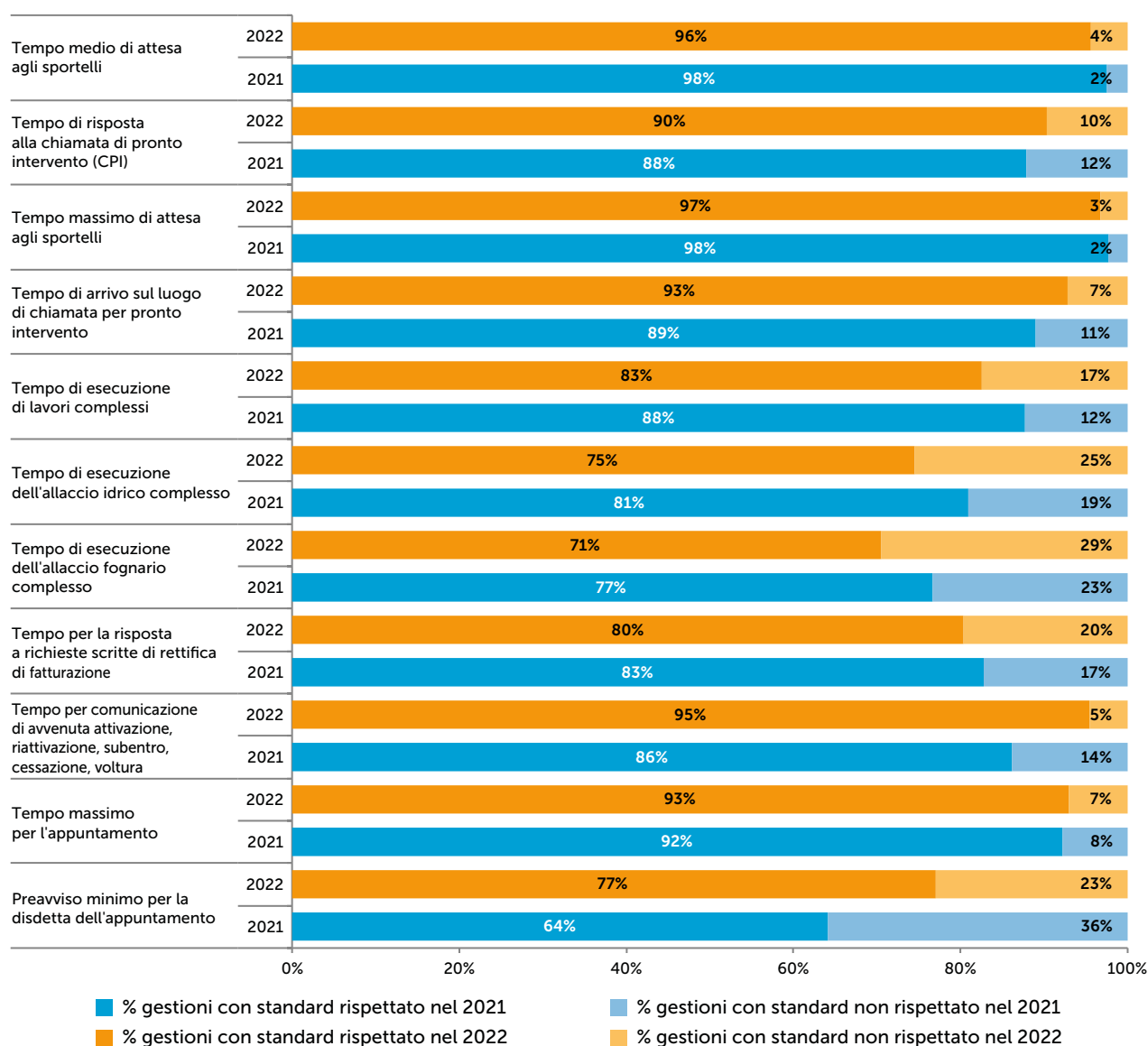
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Risulta generalmente in crescita nel biennio la quota di mancato rispetto imputabile al gestore, probabilmente per un minore ricorso all'imputazione del mancato rispetto alle cause di forza maggiore grazie all'evoluzione, in senso positivo, della situazione epidemiologica.

Nella successiva figura 5.71 sono presentati i dati relativi alla percentuale di gestioni che rispettano i singoli standard generali previsti dall'Autorità e/o il livello migliorativo garantito nella Carta dei servizi, con riferimento agli anni 2021 e 2022.

Nel biennio oggetto di analisi, si registra un complessivo miglioramento legato al fatto che la quota di gestioni del *panel* che non raggiunge i livelli previsti nella Carta dei servizi risulta inferiore al 10%, nel 2022, per meno della metà degli indicatori (5 su 11), mentre tale soglia veniva superata, nel 2021, dalla maggioranza degli indicatori (8 su 11). Si evidenziano, ancora, sostanziali difficoltà dei gestori del *panel* a rispettare i livelli fissati dalla regolazione con riferimento ai tempi di esecuzione degli allacci idrici e fognari complessi e per il preavviso in caso di disdetta dell'appuntamento concordato, indicatore quest'ultimo per il quale tale quota risulta tuttavia in sensibile miglioramento rispetto all'anno 2021 (dal 36% al 23%). Si segnala, inoltre, un incremento della quota delle gestioni che è riuscita a rispettare gli standard indicati nella Carta dei servizi in relazione ai tempi di risposta alla chiamata di pronto intervento e al susseguente arrivo sul luogo di chiamata (rispettivamente +2% e +4%).

FIG. 5.71 Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale

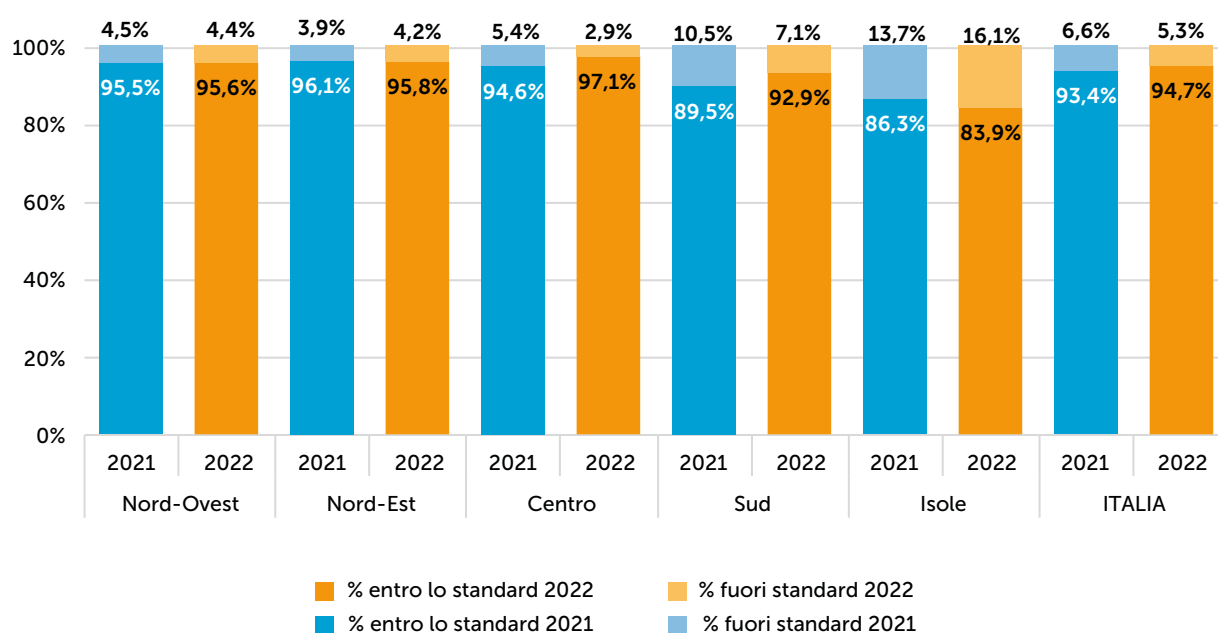


Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella successiva figura 5.72 sono riportati i livelli di rispetto degli standard generali, calcolati a livello aggregato sul complesso delle prestazioni eseguite con riferimento ai medesimi standard da parte di tutte le gestioni del *panel*, nonché ripartiti per area geografica. Si pongono, inoltre, a confronto i dati del 2022 con quelli relativi al 2021.

Il dato medio nazionale del livello di rispetto degli indicatori risulta in aggregato elevato, nonché in miglioramento dell'1,3%, con una quota di prestazioni eseguite entro lo standard pari al 94,7% nel 2022. A fronte di livelli sostanzialmente stabili nelle aree del Nord, si evidenzia che la media nazionale è spinta in maniera principale dalle gestioni del Centro e, in maniera minore, dalle gestioni del Sud, entrambe migliorate in aggregato del 2,4%, mentre peggiora la *performance* delle gestioni operanti nelle Isole (-2,4%).

FIG. 5.72 *Rispetto degli standard generali per area*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

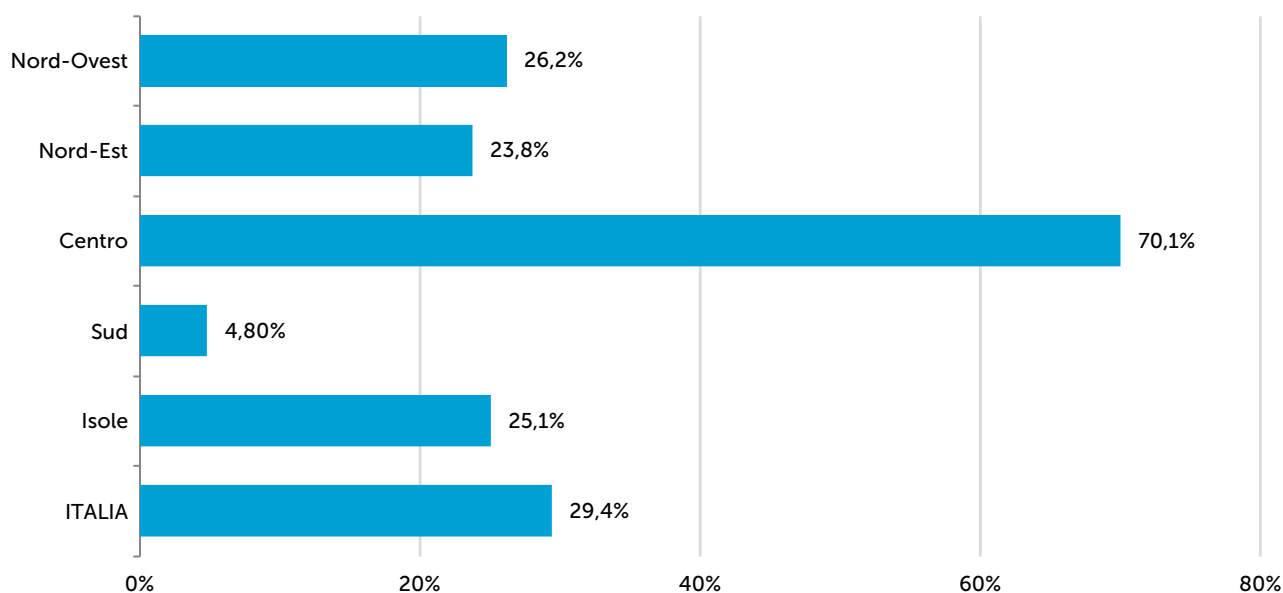
Standard migliorativi e standard aggiuntivi offerti all'utenza

Vengono di seguito analizzati i casi in cui all'utenza viene garantito, nella Carta dei servizi, uno standard migliorativo o aggiuntivo rispetto a quelli minimi previsti dalla regolazione di settore.

L'analisi dei dati fa emergere che 28 gestioni hanno offerto all'utenza standard specifici e/o generali di qualità migliorativi rispetto a quelli fissati dall'Autorità. La figura 5.73 mostra che al 29,4% della popolazione italiana è stato offerto dai gestori almeno uno standard di qualità migliorativo, con un picco del 70,1% della popolazione nel Centro e una percentuale prossima al 25% nelle aree del Nord, oltre che delle Isole (seppure in quest'ultima area i livelli effettivi di rispetto abbiano mostrato risultati meno soddisfacenti, come già illustrato nelle figure 5.69 e 5.72); tale quota si attesta, invece, al 4,8% al Sud.

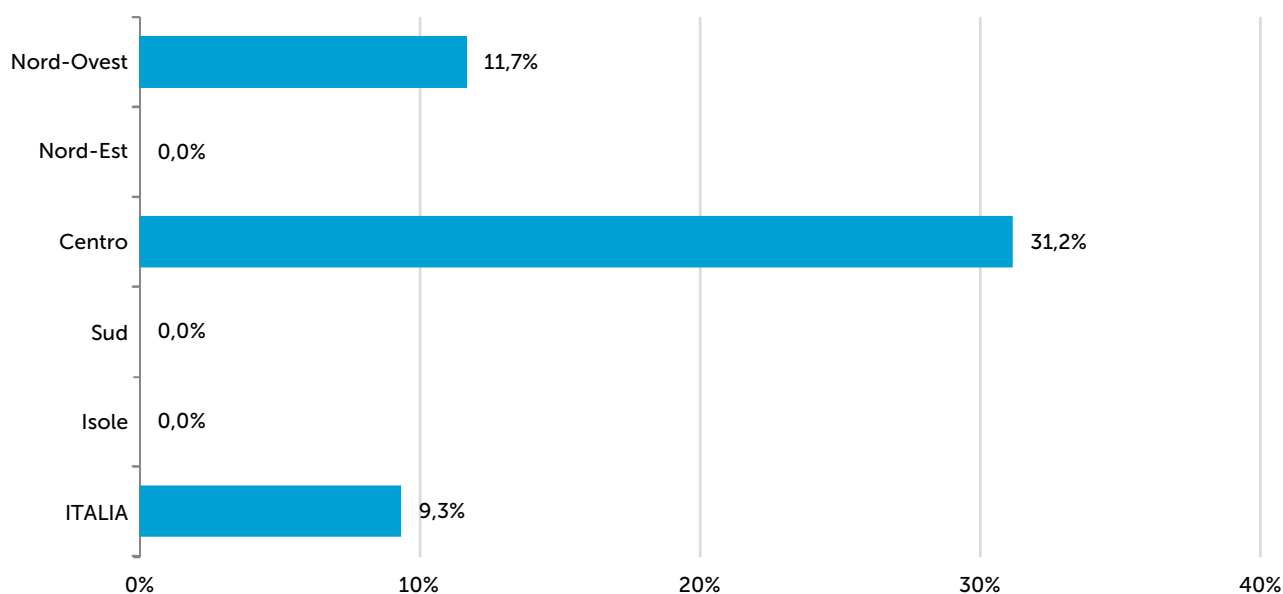
Complessivamente, sono stati offerti all'utenza 288 standard migliorativi, riconducibili alla riduzione dei tempi nell'esecuzione di una determinata tipologia di prestazione o all'innalzamento delle percentuali di rispetto, nel caso di standard generali; in particolare, in 18 casi (poco più del 6%) è stato ridotto il tempo di risposta ai reclami scritti degli utenti, in 17 casi (poco meno del 6%) sono stati diminuiti i tempi di disattivazione della fornitura, di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo e di risposta alle richieste scritte di informazione.

In media, le 28 gestioni hanno garantito all'utenza circa 10 standard migliorativi ciascuna.

FIG. 5.73 Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.74 si riportano le percentuali (suddivise per area) di popolazione servita da almeno uno standard aggiuntivo rispetto a quelli introdotti dall'Autorità. Si nota che gli operatori del Sud e delle Isole, analogamente a quelli localizzati nel Nord-Est, non offrono standard aggiuntivi, mentre al 31,2% della popolazione del Centro e all'11,7% della popolazione del Nord-Ovest è offerto almeno uno standard aggiuntivo. In linea con quanto emerso per il 2021 (annualità per la quale si rimanda alla precedente edizione della presente *Relazione Annuale*), gli standard di qualità aggiuntivi hanno riguardato la puntualità nella corresponsione del bonus idrico integrativo e il tempo massimo di attesa agli sportelli, inteso quale standard specifico cui è legata l'erogazione di un indennizzo automatico. Complessivamente, il 9,3% della popolazione italiana beneficia di almeno uno standard di qualità aggiuntivo.

FIG. 5.74 Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Macro-indicatori di qualità contrattuale

Nel presente paragrafo viene esposta un'analisi dei dati oggetto del meccanismo incentivante introdotto con la delibera 547/2019/R/idr, basato sulle *performance* delle singole gestioni, da valutare con riferimento a due macro-indicatori:

- MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale", composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative ai preventivi, all'esecuzione di allacciamenti e lavori, all'attivazione e alla disattivazione della fornitura;
- MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative agli appuntamenti, alla fatturazione, alle verifiche dei misuratori e del livello di pressione, alle risposte alle richieste scritte, nonché alla gestione dei punti di contatto con l'utenza.

Giova ricordare che, nell'ambito della raccolta dati svolta annualmente, viene richiesto ai gestori del SII di fornire il riepilogo delle prestazioni eseguite, necessario al fine di potere garantire l'applicazione omogenea del citato meccanismo incentivante sull'intero territorio nazionale, e quindi per permettere di fornire tali dati secondo le specifiche indicazioni dell'Autorità, in particolare per quanto concerne la trattazione delle informazioni relative ai gestori che, garantendo nelle proprie Carte dei servizi livelli migliorativi, sono di norma tenuti a rendicontare le *performance* dei diversi standard di qualità con riferimento ai livelli migliorativi⁶⁴.

Sulla base della nuova disciplina introdotta dall'Autorità alla fine del 2019, a ciascun macro-indicatore sono associate tre classi di valori (nell'ambito delle quali la singola gestione si colloca sulla base del valore di partenza registrato), a cui corrisponde un obiettivo annuale di mantenimento o di miglioramento. Nella tavola 5.23 vengono riportati le classi e gli obiettivi di qualità contrattuale, come definiti con la citata delibera 547/2019/R/idr.

TAV. 5.23 Classi e obiettivi per macro-indicatore

MACRO-INDICATORE	ID CLASSE	CLASSE	OBIETTIVO
MC1 – Avvio e cessazione del rapporto contrattuale	A	MC1 > 98%	Mantenimento
	B	90% < MC1 ≤ 98%	+1%
	C	MC1 ≤ 90%	+3%
MC2 – Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio	A	MC2 > 95%	Mantenimento
	B	90% < MC2 ≤ 95%	+1%
	C	MC2 ≤ 90%	+3%

Fonte: ARERA, delibera 19 dicembre 2019, 547/2019/R/idr.

Nella tavola 5.24 sono elencati gli indicatori semplici (distinguendo quelli che afferiscono al macro-indicatore MC1 e quelli relativi al macro-indicatore MC2), evidenziando per ciascuno il numero di gestioni (che compongono il medesimo *panel* delle precedenti figure 5.67 e 5.68) che hanno erogato almeno una prestazione all'utenza nel corso del 2022. I valori mostrati confermano l'elevata variabilità della numerosità di gestioni che ha attivato i singoli indicatori semplici: si va da un minimo di 10-11 gestioni per i tempi per l'inoltro delle comunicazioni tra utente e

⁶⁴ In particolare, ai soli fini del menzionato meccanismo incentivante, l'Autorità ha previsto che i gestori che applicano standard migliorativi all'utenza siano tenuti a riclassificare il numero di prestazioni eseguite entro/oltre lo standard con riferimento al livello minimo previsto dall'RQSI.

gestori, nel caso di gestione non integrata del SII, a un massimo di 245 gestioni per il tempo di disattivazione della fornitura. L'analisi della numerosità delle gestioni che hanno attivato i singoli indicatori permette di evidenziare alcuni elementi che caratterizzano il rapporto contrattuale con l'utenza, quali la netta preferenza dei gestori verso l'effettuazione di preventivi con sopralluogo rispetto a quelli a distanza, o la circostanza per la quale, in fase di riattivazione della fornitura, è di rado richiesta la modifica alla portata del misuratore (sole 24 gestioni hanno erogato questo tipo di prestazione, mentre 187 hanno effettuato riattivazioni senza modifiche alla portata del misuratore).

TAV. 5.24 Gestioni del panel con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2022

MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
MC1	Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	86
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	45
	Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	53
	Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	190
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	109
	Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	138
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	189
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	82
	Tempo di esecuzione di lavori semplici	143
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	156
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	93
	Tempo di esecuzione di lavori complessi	126
	Tempo di attivazione, della fornitura	240
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	187
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	24
	Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità	126
	Tempo di disattivazione della fornitura	245
	Tempo di esecuzione della voltura	244
MC2	Tempo massimo per l'appuntamento concordato	208
	Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	72
	Fascia di puntualità per gli appuntamenti	208
	Tempo di intervento per la verifica del misuratore	185
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	129
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	89
	Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	150
	Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	108
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	92
	Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	189

(segue)

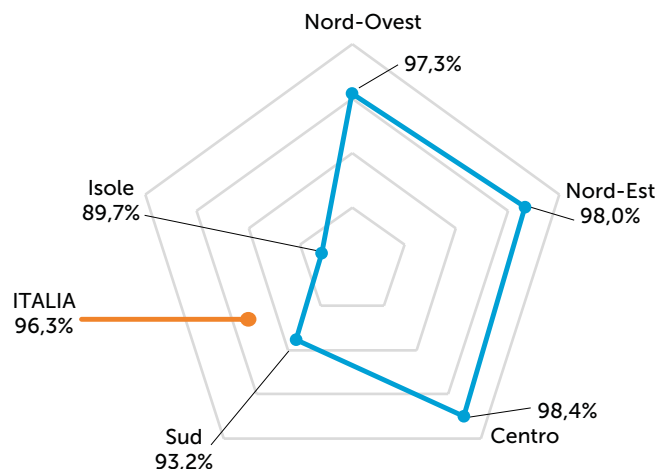
MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
	Tempo per l'emissione della fattura	242
	Tempo di rettifica di fatturazione	193
	Tempo per la risposta a reclami	185
	Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	184
	Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	163
	Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	10
	Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	11
	Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	63
	Tempo massimo di attesa agli sportelli	214
	Tempo medio di attesa agli sportelli	214
	Accessibilità al servizio telefonico (AS)	206
	Tempo medio di attesa (secondi) per il servizio telefonico (TMA)	206
	Livello del servizio telefonico (LS)	206
	Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	193

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale"

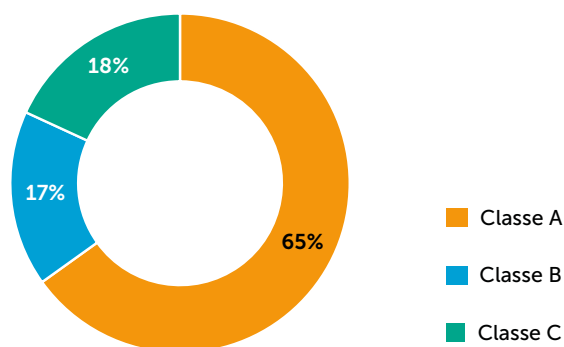
Con riferimento al macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale", nella figura 5.75 viene riportato il livello medio registrato per il 2022 nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla regolazione sul totale delle prestazioni eseguite⁶⁵. A fronte di una media nazionale pari al 96,3%, si registrano valori più elevati nelle aree del Centro (98,4%) e del Nord (con valori pari al 98,0% per il Nord-Est e al 97,3% per il Nord-Ovest), e più contenuti al Sud (93,2%) e soprattutto sulle Isole (89,7%), confermando l'esistenza di un *water service divide* sul territorio italiano per quanto concerne il livello dei servizi offerti all'utenza.

⁶⁵ Come richiamato più sopra, al fine di permettere un'omogenea comparazione tra le diverse gestioni, per il corretto funzionamento del meccanismo di incentivazione, il livello di rispetto dei singoli indicatori semplici che compongono i macro-indicatori di qualità contrattuale è valutato sulla base dei livelli minimi di qualità previsti dall'RQSII anche per le gestioni che garantiscono all'utenza standard migliorativi. Inoltre, dal totale delle prestazioni eseguite, vengono escluse quelle non conformi allo standard per causa attribuibile a forza maggiore, all'utente o a terzi.

FIG. 5.75 Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2022

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.76 viene riportata la distribuzione del *panel*, in termini di popolazione residente per classe di appartenenza dei relativi gestori, definita sulla base del livello registrato dal macro-indicatore MC1 nel 2022. Al 65% della popolazione del campione sono state rese, nel 2022, prestazioni afferenti all'avvio e alla cessazione del rapporto contrattuale da operatori che risultano avere un livello di MC1 molto elevato, corrispondente alla classe A, mentre quote del 17% e del 18% degli abitanti sono servite rispettivamente da gestioni in classe B – cui corrisponde un buon livello del servizio, da migliorare gradualmente attraverso un obiettivo annuo di incremento dell'1% – e in classe C – alle quali viene richiesto uno sforzo maggiore per il miglioramento delle relative *performance*, con l'assegnazione di un obiettivo di miglioramento annuo del 3% –.

FIG. 5.76 Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2022

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

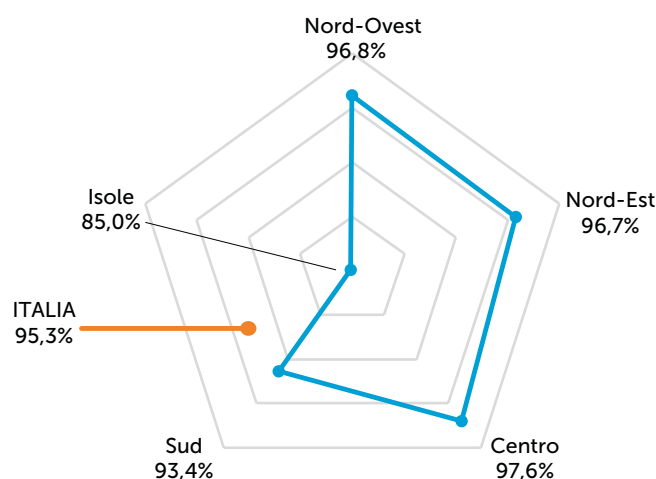
Macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio"

Nella figura 5.77 viene riportato, con riferimento al macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", il livello medio registrato per il 2022, nelle singole aree del Paese, calcolato come per-

centuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla regolazione nazionale sul totale delle prestazioni eseguite.

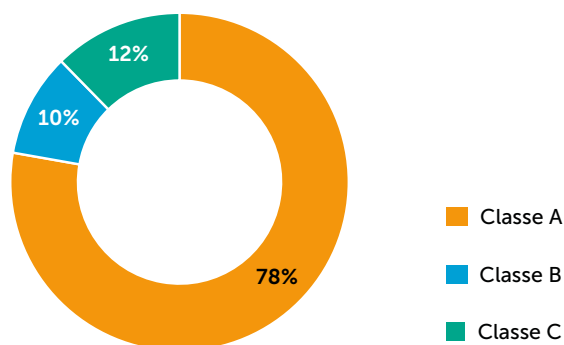
Rispetto ai dati sopra esposti in relazione al macro-indicatore MC1, la media nazionale per il macro-indicatore MC2 risulta lievemente più contenuta e pari al 95,3%, valore che comunque rappresenta un elevato livello medio di qualità nella fase di gestione del rapporto contrattuale con l'utenza e nell'accessibilità al servizio, anche considerando che, come evidenziato nella precedente tavola 5.23, per l'MC2 la soglia di accesso alla classe A è fissata al 95%. La media nazionale è sostenuta dalle tre aree maggiormente rappresentate (Nord-Ovest, Nord-Est e Centro) che mostrano valori di MC2 compresi tra il 96,7% del Nord-Est e il 97,6% del Centro. Come per l'MC1, le gestioni del Sud e delle Isole registrano valori mediamente più contenuti; queste ultime, in particolare, mostrano una media che non supera l'85,0%.

FIG. 5.77 Macro-indicatore MC2: livelli medi per area geografica nel 2022



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nella figura 5.78, il *panel* viene ripartito, in termini di popolazione residente, per classe di appartenenza, definita sulla base del livello di MC2 rilevato nel 2022. La rappresentazione grafica consente di evidenziare, in prima battuta, come, rispetto al macro-indicatore MC1, la quota di popolazione servita da gestori con macro-indicatore in classe A risulti, in media, più elevata, circostanza favorita dalla soglia di accesso alla medesima classe A più contenuta nel caso dell'MC2 (95%): in questo caso, infatti, il 78% della popolazione del *panel* è servita da un gestore che raggiunge la classe A (a cui viene richiesto il mantenimento del livello di *performance*), mentre per il 10% degli abitanti del campione i relativi gestori si collocano in classe B e per il 12% in classe C. Come per il macro-indicatore MC1, a tali gestori compete un obiettivo annuale di miglioramento delle prestazioni iniziali pari, rispettivamente, all'1% e al 3%.

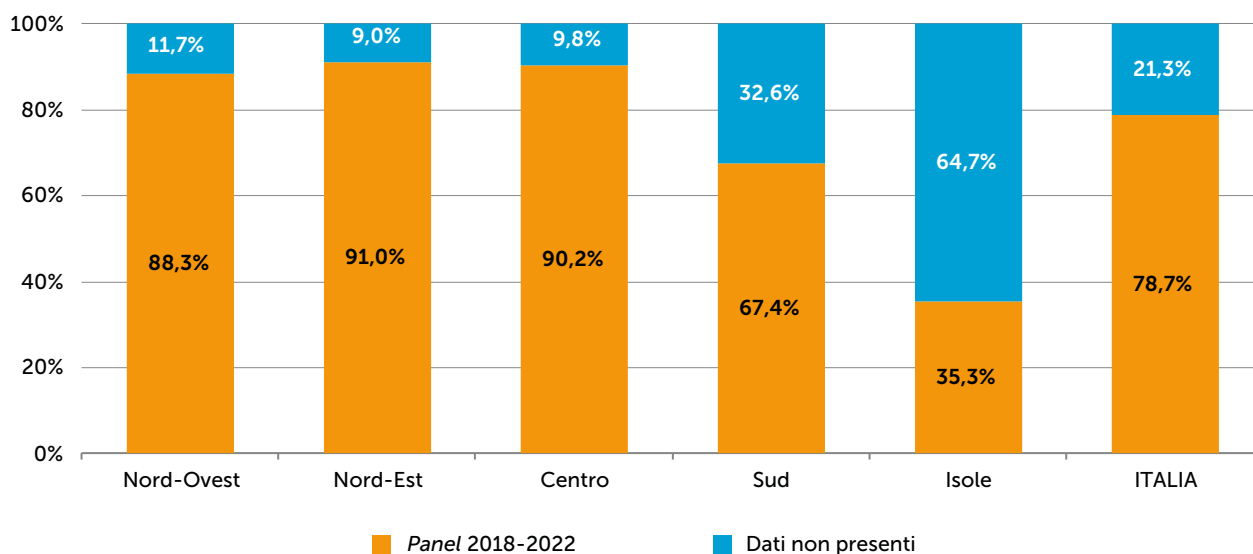
FIG. 5.78 Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2022

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Analisi di trend 2018-2022

Nel presente sottoparagrafo vengono esposti i risultati di un'analisi di *trend* dei valori dei macro-indicatori di qualità contrattuale tra il livello di partenza 2018⁶⁶ e il livello registrato nel 2022.

Il *panel* di riferimento per la presente analisi, rappresentato nella figura 5.79, è composto dalle gestioni (170 in totale) che hanno fornito i dati dei macro-indicatori per entrambe le annualità 2018 e 2022 e che operano complessivamente su un territorio dove risiedono circa 46,3 milioni di persone (78,7% della popolazione residente italiana). Rispetto al *panel* dei dati 2022, l'area che risulta meno rappresentata è quella delle Isole, mancando i dati 2018 del gestore unico della Regione Sardegna.

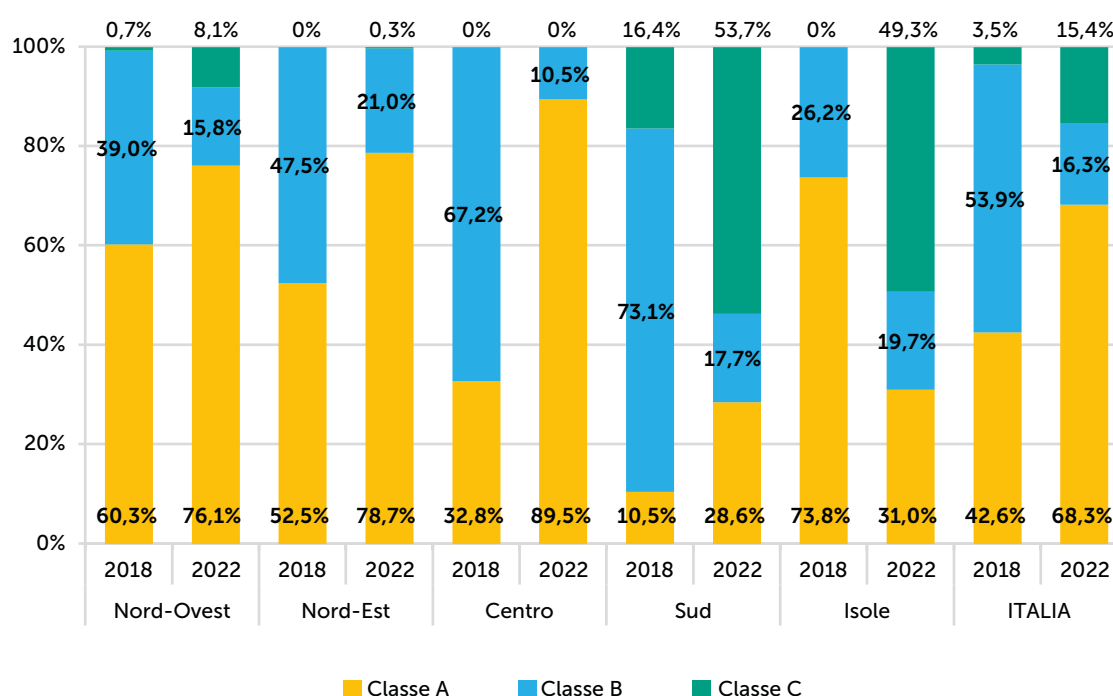
FIG. 5.79 Popolazione servita dal panel per l'analisi di trend dei valori dei macro-indicatori 2018-2022

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

⁶⁶ Si rammenta che l'RQSII prevede inoltre che, con esclusivo riferimento al primo anno di valutazione delle *performance* (2020), il livello di partenza sia definito sulla base dei dati relativi agli indicatori semplici registrati nel 2018.

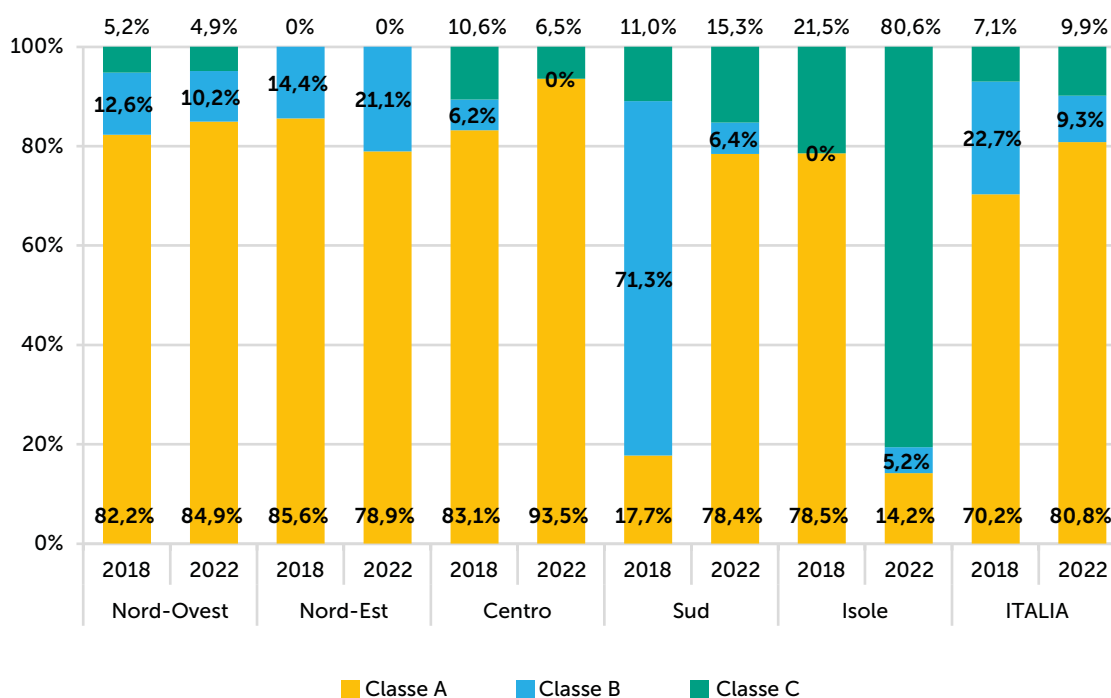
Con riguardo al macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale", nella figura 5.80, il *panel* viene ripartito, in termini di popolazione residente, per area e classe di appartenenza, mostrando i valori rilevati nel 2018 e nel 2022. A livello nazionale, si osserva una crescita considerevole, del 25% circa, della quota di popolazione servita da gestioni in classe A, resa possibile dal miglioramento di gestioni precedentemente in classe B; di questa ultima classe, si registra tuttavia un'ulteriore riduzione del 12% circa in favore della classe C. Analizzando i valori delle singole aree si osserva come il medesimo *trend* sia riscontrabile, in maniera ancora più evidente, nelle regioni del Centro (classe A, +56,7%), dove si conferma l'assenza di gestioni in classe C. Per contro, sembra peggiorare la situazione nelle aree del Sud – dove, pur rilevandosi un incremento della quota in classe A, si evidenzia che la riduzione del 55% della classe B ha favorito principalmente l'incremento della classe C (+37%) – e delle Isole, dove la classe C passa dallo 0% al 50% circa.

FIG. 5.80 Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per area e classe di appartenenza (2018-2022)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Con riferimento al macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", il *panel* mostra (Fig. 5.81) una sostanziale stabilità tra le annualità 2018 e 2022, sia a livello nazionale – dove peraltro si possono apprezzare gli incrementi delle quote di popolazione in classe A (+10,6%) e classe C (+2,8%) alimentati dalla riduzione della classe B – sia a livello locale, ma solo con riferimento alle aree del Nord e del Centro, mentre si registrano evidenti variazioni nel resto del Paese. In particolare, al Sud cresce di circa il 60% la classe A, quota che nelle Isole rappresenta l'incremento della classe C; tuttavia, mentre al Sud si ha uno spostamento dalla classe B alla classe A, nelle Isole è principalmente la classe A ad alimentare la crescita della classe C, denotando un forte peggioramento dei livelli qualitativi nel periodo di tempo considerato.

FIG. 5.81 Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per area e classe di appartenenza (2018-2022)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale

L'introduzione di standard minimi omogenei sul territorio nazionale per tutte le prestazioni da assicurare all'utenza, definiti dall'Autorità con la regolazione in tema di qualità contrattuale in vigore dal 1° luglio 2016, ha richiesto modifiche organizzative e gestionali per la maggior parte dei gestori del SII, tenuti fino a quel momento a garantire livelli di qualità definiti a livello locale⁶⁷.

Al fine di favorire il recepimento della disciplina recata dall'RQSII e considerando i differenti livelli di partenza degli operatori, l'Autorità ha introdotto, con il Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2), di cui alla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr, la facoltà di ricomprendere tra i costi ammessi al riconoscimento tariffario gli oneri aggiuntivi $Opex_{QC}$, connessi all'adeguamento agli standard di qualità del servizio di cui alla delibera 655/2015/R/idr, laddove i medesimi non fossero già previsti nelle previgenti Carte del servizio⁶⁸. L'Autorità ha, poi, esplicitato le modalità con le quali gli Enti di governo dell'ambito provvedono al recupero, solo se a vantaggio dell'utenza, dello scostamento fra gli oneri effettivamente sostenuti dai gestori per il citato adeguamento agli standard di qualità contrattuale e la componente $Opex_{QC}$ valorizzata per il biennio precedente in sede di determinazione tariffaria.

⁶⁷ In coerenza con lo schema recato dal DPCM 29 aprile 1999 che definiva gli indicatori di qualità da riportare nelle Carte del servizio demandandone la quantificazione a livello locale.

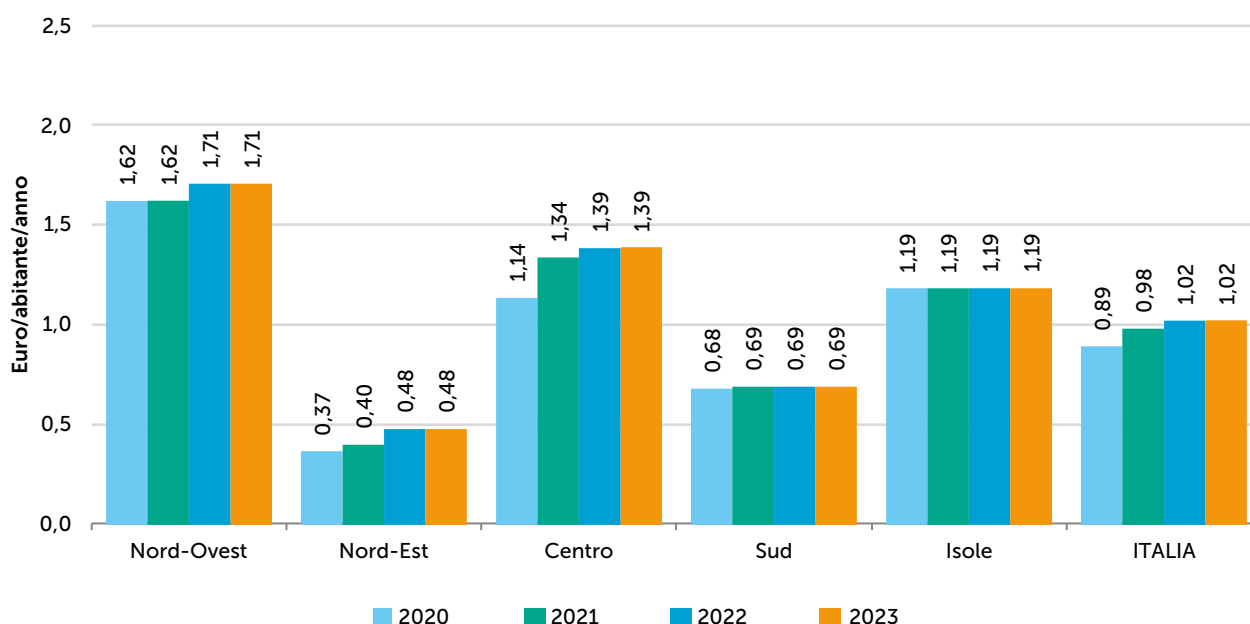
⁶⁸ Si rammenta che, su richiesta dell'Ente di governo dell'ambito, nel secondo periodo regolatorio 2016-2019 era possibile procedere al riconoscimento di premi per il raggiungimento di standard ulteriori e migliorativi considerati prioritari dal medesimo Ente, tenuto conto delle specificità territoriali rilevate. La previsione dell'istanza per il riconoscimento dei premi di cui all'MTI-2 è stata superata, a partire dal 2020, dal meccanismo incentivante di premi-penalità introdotto dalla delibera 547/2019/R/idr.

Con il metodo tariffario per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 è stata poi introdotta la facoltà per gli Enti di governo di ricomprendere tra i costi ammessi al riconoscimento tariffario, nell'ambito della componente $Opex_{OC}$, anche gli oneri aggiuntivi connessi al raggiungimento degli obiettivi di miglioramento, previsti dal nuovo meccanismo incentivante di premi e penalità introdotto con la delibera 547/2019/R/idr, per le gestioni che si collocano in classi diverse dalla classe A. Di seguito viene analizzato l'impatto economico della regolazione della qualità contrattuale con riferimento al terzo periodo regolatorio 2020-2023⁶⁹, considerando sia la componente $Opex_{OC}$ per l'adeguamento delle Carte del servizio alla disciplina dell'RQSII (di seguito $Opex_{OC}$ ex comma 18.9, lett. a), MTI-3), quantificata in funzione degli importi rendicontati con riferimento all'annualità 2019 (se inferiori rispetto a quelli ammessi a riconoscimento tariffario per la medesima annualità), sia la componente $Opex_{OC}$ per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento previsti dal meccanismo incentivante di premi e penalità (di seguito $Opex_{OC}$ ex comma 18.9, lett. b), MTI-3).

Nella figura 5.82 viene riportata la valutazione, per area geografica, degli oneri aggiuntivi richiesti dagli Enti di governo dell'ambito per l'adeguamento agli standard di qualità contrattuale, da cui emerge una quantificazione complessiva media nazionale degli $Opex_{OC}$ di circa 1 euro/abitante/anno (a eccezione del 2020, in cui la media registrata era pari a 89 centesimi di euro).

L'ammontare medio più elevato è richiesto per le gestioni del Nord-Est (con importi compresi tra 1,62 e 1,71 euro/anno per abitante), seguite dalle gestioni del Centro e delle Isole con importi pari, rispettivamente, nel biennio 2022-2023, a 1,39 e a 1,19 euro/abitante/anno. Le richieste di riconoscimento di oneri aggiuntivi più contenute si registrano per le gestioni del Nord-Est (con circa 0,45 euro/abitante/anno).

FIG. 5.82 $Opex_{OC}$ richiesti nel quadriennio 2020-2023 pro capite per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.

⁶⁹ Si precisa che la presente analisi è riferita al campione di 118 gestioni descritto al precedente paragrafo "Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità".

Analizzando i dati riportati nella tavola 5.25 emerge che, alla data del 23 maggio 2023, gli EGA hanno richiesto, nelle proprie proposte di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie, il riconoscimento di $Opex_{OC}$ (sia per l'adeguamento agli standard previsti dall'RQSII, sia per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento introdotti a fine 2019) per 34 gestioni, per un ammontare complessivo pari a circa 78,2 milioni di euro per l'intero quadriennio 2020-2023; di tali proposte, alla medesima data, sono state oggetto di istruttoria e di conseguente approvazione da parte dell'Autorità quelle riferite a 13 gestioni che operano in tutte le aree a eccezione delle Isole, per un ammontare totale di $Opex_{OC}$ riconosciuti nel quadriennio pari a circa 25,7 milioni di euro. Infine, è possibile notare che il riconoscimento tariffario di oneri aggiuntivi richiesto per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento associati ai macro-indicatori di qualità contrattuale risulta relativamente contenuto (10,5 milioni di euro).

TAV. 5.25 *Opex_{OC} per il quadriennio 2020-2023*

AREA GEOGRAFICA	GESTIONI CON $OPEX_{OC}$ IN PROPOSTA EGA (N.)	GESTIONI CON $OPEX_{OC}$ APPROVATI ARERA (N.)	AMMONTARE $OPEX_{OC}$ QUANTIFICATO DAGLI EGA PER IL QUADRIENNIO EX COMMA 18.9, LETT. A), MTI-3 (EURO)	AMMONTARE $OPEX_{OC}$ QUANTIFICATO DAGLI EGA PER IL QUADRIENNIO EX COMMA 18.9, LETT. B), MTI-3 (EURO)
Nord-Ovest	4	1	7.706.201	24.000
Nord-Est	16	8	6.391.121	366.138
Centro	11	3	31.610.656	10.039.689
Sud	2	1	14.901.519	90.000
Isole	1		7.074.045	-
ITALIA	34	13	67.683.542	10.519.827

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.



CAPITOLO

6



**STRUTTURA, TARIFFE
E QUALITÀ NEL SETTORE
DEI RIFIUTI URBANI**

Nel 2022, con l'approvazione della nuova metodologia tariffaria, di cui all'allegato A alla delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif (MTR-2), ha preso avvio il secondo periodo di regolazione tariffaria per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, caratterizzato dalla pianificazione economico-finanziaria del servizio su un orizzonte pluriennale. L'attività di istruttoria e di approvazione tariffaria dell'Autorità si è, pertanto, estesa al periodo 2022-2025, continuando a interessare una platea molto consistente di enti competenti e di ambiti tariffari.

Con l'MTR-2 l'Autorità ha anche introdotto una regolazione tariffaria asimmetrica per i servizi di trattamento dei rifiuti urbani in un'ottica di rafforzata attenzione al profilo infrastrutturale del settore e di promozione della capacità del sistema. Coerentemente con quanto previsto per il servizio integrato, gestori ed enti competenti interessati sono stati chiamati a trasmettere le prime predisposizioni tariffarie relative ai servizi di recupero e smaltimento, oggetto di valutazione e di approvazione da parte dell'Autorità.

Nel presente Capitolo sono illustrati:

- il monitoraggio, ai sensi dell'art. 5, comma 6, del decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201, relativo al rispetto delle prescrizioni stabilite dalla disciplina di settore per la definizione del perimetro degli ambiti territoriali e per la costituzione degli Enti di governo dell'ambito;
- la struttura del settore in termini di mappatura dei soggetti iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità, evidenziandone la numerosità, la tipologia societaria e le attività svolte;
- le principali evidenze relative alle caratteristiche della produzione e della raccolta dei rifiuti, con particolare riguardo ai risultati in termini di percentuale di raccolta differenziata e di riciclo, elaborate a partire dai dati pubblicati da ISPRA nel Rapporto Rifiuti Urbani 2022;
- lo stato della trasmissione, da parte degli Enti territorialmente competenti, e dell'approvazione, da parte dell'Autorità, delle predisposizioni tariffarie relative al servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani per il primo e il secondo periodo regolatorio, con particolare attenzione al 2022-2025; sarà oggetto del presente Capitolo anche un aggiornamento sulla trasmissione delle proposte tariffarie relative ai servizi erogati dagli impianti di trattamento dei rifiuti urbani soggetti, a partire dal 2022, agli obblighi di predisposizione e trasmissione all'Autorità dei piani economico-finanziari, per la successiva approvazione da parte dell'Autorità medesima;
- la diffusione degli schemi regolatori di cui all'art. 3.1 del TQRIF¹ a partire da quanto dichiarato nelle predisposizioni tariffarie per il periodo regolatorio 2022-2025 di cui all'MTR-2.

Monitoraggio degli assetti istituzionali locali

Le criticità riconducibili alla complessità della *governance* istituzionale locale nel settore del ciclo dei rifiuti sono note da tempo e recentemente il legislatore ha deciso di prevedere una nuova attività di monitoraggio *“sul rispetto delle prescrizioni stabilite dalla disciplina di settore per la definizione del perimetro degli ambiti territoriali e per la costituzione degli Enti di governo dell'ambito”*².

¹ Il TQRIF è l'allegato A alla delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif.

² Art. 5, comma 6, del decreto legislativo 22 dicembre 2022, n. 201 ("Riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica").

Alla luce della richiamata prescrizione e al fine di fornire una rappresentazione dello stato di riordino degli assetti locali del settore rifiuti, si illustrano in questa sede i primi esiti dell'attività di monitoraggio effettuata dall'Autorità, attraverso l'acquisizione di dati e informazioni dalle regioni e dalle province autonome. Gli approfondimenti condotti hanno riguardato principalmente la delimitazione degli Ambiti territoriali ottimali (ATO), i profili di costituzione e operatività dei relativi Enti di governo d'ambito territoriale ottimale (EGATO), il rispetto dell'obbligo di partecipazione ai medesimi da parte degli enti locali, l'eventuale adozione di modelli alternativi o in deroga al modello degli ATO, nonché i casi di attivazione di poteri sostitutivi, secondo le previsioni della vigente normativa di settore.

Il quadro illustrato è in evoluzione e continuerà naturalmente a essere oggetto di specifici approfondimenti nel corso delle attività di monitoraggio degli assetti locali istituzionali che l'Autorità, in ossequio alla normativa vigente, intende svolgere in modo stabile, strutturato e secondo le scadenze previste dalla legge.

Delimitazione degli ambiti territoriali ottimali

Il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i. (di seguito: DLgs n. 152/2006) prevede all'art. 196 che rientra tra le competenze delle regioni: *"g) la delimitazione, nel rispetto delle linee guida generali di cui all'articolo 195, comma 1, lettera m), degli ambiti territoriali ottimali per la gestione dei rifiuti urbani; [...]"*.

Lo stesso decreto legislativo, all'art. 199, comma 3, lett. f), stabilisce che i piani di gestione dei rifiuti prevedano *"la delimitazione di ogni singolo ambito territoriale ottimale sul territorio regionale"*.

In ordine all'organizzazione territoriale del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, l'art. 200 prescrive, inoltre:

"1. La gestione dei rifiuti urbani è organizzata sulla base di ambiti territoriali ottimali, di seguito anche denominati ATO, delimitati dal piano regionale di cui all'articolo 199 [...], secondo i seguenti criteri:

- a) superamento della frammentazione delle gestioni attraverso un servizio di gestione integrata dei rifiuti;*
- b) conseguimento di adeguate dimensioni gestionali, definite sulla base di parametri fisici, demografici, tecnici e sulla base delle ripartizioni politico-amministrative;*
- c) adeguata valutazione del sistema stradale e ferroviario di comunicazione al fine di ottimizzare i trasporti all'interno dell'ATO;*
- d) valorizzazione di esigenze comuni e affinità nella produzione e gestione dei rifiuti;*
- e) ricognizione di impianti di gestione di rifiuti già realizzati e funzionanti;*
- f) considerazione delle precedenti delimitazioni affinché i nuovi ATO si discostino dai precedenti solo sulla base di motivate esigenze di efficacia, efficienza ed economicità.*

2. Le regioni, sentite le province e i comuni interessati, nell'ambito delle attività di programmazione e di pianificazione di loro competenza, entro il termine di sei mesi dalla data di entrata in vigore della parte quarta del presente decreto, provvedono alla delimitazione degli ambiti territoriali ottimali [...]. Il provvedimento è comunicato alle province e ai comuni interessati. [...]

7. Le regioni possono adottare modelli alternativi o in deroga al modello degli Ambiti territoriali ottimali laddove predispongano un piano regionale dei rifiuti che dimostri la propria adeguatezza rispetto agli obiettivi strategici previsti dalla normativa vigente [...]”.

L’art. 3-bis del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138, come convertito con legge 14 settembre 2011, n. 148 (di seguito: DL n. 138/2011), prevede, inoltre, che: *“1. A tutela della concorrenza e dell’ambiente, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano organizzano lo svolgimento dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica definendo il perimetro degli ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei tali da consentire economie di scala e di differenziazione idonee a massimizzare l’efficienza del servizio e istituendo o designando gli enti di governo degli stessi, entro il termine del 30 giugno 2012. La dimensione degli ambiti o bacini territoriali ottimali di norma deve essere non inferiore almeno a quella del territorio provinciale. Le regioni possono individuare specifici bacini territoriali di dimensione diversa da quella provinciale, motivando la scelta in base a criteri di differenziazione territoriale e socio-economica e in base a principi di proporzionalità, adeguatezza ed efficienza rispetto alle caratteristiche del servizio [...]”.*

Il DLgs n. 201/2022 ha introdotto, poi, previsioni che costituiscono disciplina generale dei servizi di interesse economico generale prestati a livello locale, integrando le normative di settore e, in caso di contrasto, prevalendo su di esse, nel rispetto del diritto dell’Unione europea, salvo che non siano previste specifiche norme di salvaguardia e prevalenza della disciplina di settore. Il citato decreto, all’art. 5, commi 1 e 2, ha previsto che: *“1. Ferme restando le disposizioni regionali, nelle città metropolitane è sviluppata e potenziata la gestione integrata sul territorio dei servizi pubblici locali di rilevanza economica ivi compresa la realizzazione e gestione delle reti e degli impianti funzionali. A tal fine, il comune capoluogo può essere delegato dai comuni ricompresi nella città metropolitana a esercitare le funzioni comunali in materia di servizi pubblici locali di rilevanza economica per conto e nell’interesse degli altri comuni. 2. Le regioni incentivano, con il coinvolgimento degli enti locali interessati, la riorganizzazione degli ambiti o bacini di riferimento dei servizi pubblici locali a rete di propria competenza, anche tramite aggregazioni volontarie, superando l’attuale assetto e orientandone l’organizzazione preferibilmente su scala regionale o comunque in modo da consentire economie di scala o di scopo idonee a massimizzare l’efficienza del servizio [...]”.*

Sulla scorta del quadro normativo citato, appare, pertanto, opportuno evidenziare come la normativa vigente preveda l’individuazione di ATO di dimensioni non inferiori al territorio delle province o delle città metropolitane, ancorando a specifici parametri la possibilità di individuare ambiti territoriali ottimali di dimensioni diverse, e incentivando, peraltro, le regioni a una riorganizzazione preferibilmente su scala regionale degli ambiti dei servizi pubblici locali a rete.

Dall’attività di monitoraggio del quadro legislativo regionale in materia di organizzazione del servizio di gestione dei rifiuti e dall’analisi delle informazioni acquisite dai soggetti territorialmente competenti, è risultato che la quasi totalità delle regioni e delle province autonome ha provveduto a delimitare gli Ambiti territoriali ottimali e che le scelte adottate a livello territoriale non sono uniformi sul territorio nazionale. È possibile, tuttavia, seppure non agevolmente per via dei rilevanti fattori di differenziazione presenti, individuare alcuni elementi di sintesi al fine di fornire un quadro d’insieme:

- la prevalenza della scelta del modello di ATO unico per il territorio di pertinenza. In 13 Regioni (Valle d’Aosta, Piemonte, Liguria, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna, Umbria, Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata, Calabria e Sardegna) e in 1 Provincia autonoma (Bolzano) è stato individuato un ambito territoriale unico, corrispondente con il pertinente territorio della regione o della provincia autonoma;

- in 5 Regioni (Toscana, Marche, Lazio, Campania e Sicilia) si è, invece, optato per l'individuazione di un modello di ATO a carattere sub-regionale, con un dimensionamento territoriale differente fra le Regioni (sovra-provinciale, provinciale o sub-provinciale). In particolare:
 - in 2 Regioni (Marche, Lazio) è a oggi prevista una pluralità di ATO, di dimensioni non inferiori al territorio delle province o città metropolitane;
 - in una sola Regione (Toscana) sono presenti ATO di livello sovra-provinciale;
 - in 2 regioni (Campania, Sicilia) si riscontra la ripartizione del territorio regionale in più ambiti, alcuni dei quali – come dettagliato nella successiva tavola 6.1 – di dimensioni inferiori al territorio delle corrispondenti province o città metropolitane. In particolare, in Campania sono compresenti ATO di livello provinciale e sub-provinciale (7 ATO, di cui 4 provinciali, corrispondenti ai territori delle Province di Avellino, Caserta, Benevento e Salerno, e 3 ATO sub-provinciali, in cui è suddiviso il territorio della Città metropolitana di Napoli); in Sicilia gli ambiti sono 18 e sono di livello prevalentemente sub-provinciale³.

Con riferimento, invece, ai soggetti territorialmente competenti che non hanno finora delimitato gli Ambiti territoriali ottimali, si evidenzia che:

- in Lombardia è stato adottato un modello alternativo o in deroga a quello degli Ambiti territoriali ottimali, ai sensi del comma 7 dell'art. 200 del DLgs n. 152/2006. La Regione Lombardia, in particolare, ha adottato un modello in cui sono i Comuni a organizzare la gestione dei rifiuti urbani e ad affidare il relativo servizio, *"nel rispetto delle indicazioni fornite dalla programmazione regionale e dalle linee guida regionali"*⁴. Il Programma regionale di gestione dei rifiuti vigente, approvato con delibera della Giunta regionale 23 maggio 2022, n. 6804, favorisce l'aggregazione dei Comuni, *"sia attraverso aggregazioni volontarie di enti locali che possono essere incentivate da Regione Lombardia mediante opportune forme di sostegno, sia attraverso la collaborazione con altri attori, istituzionali e non, con cui implementare azioni funzionali al conseguimento degli obiettivi"*;
- nella Provincia autonoma di Trento, infine, la normativa di riferimento (LP n. 3/2006) individua l'Ambito territoriale ottimale, coincidente con l'intero territorio provinciale, solo ed esclusivamente, però, per i segmenti relativi al trasporto, al trattamento e allo smaltimento dei rifiuti urbani. Il provvedimento legislativo *de quo* prevede che il servizio di raccolta venga organizzato sulla base di ambiti territoriali ottimali, individuati mediante intesa definita con il Consiglio autonomie locali. In mancanza della predetta intesa, tuttavia, i citati ATO non sono stati ancora individuati⁵.

³ La delimitazione territoriale degli ATO di Enna, Ragusa e Siracusa corrisponde al territorio delle rispettive Province.

⁴ La Regione Lombardia ha dato conto dell'adeguatezza del PRGR rispetto agli obiettivi strategici previsti dalla normativa vigente, riferendo, in particolare, che: *"La pianificazione regionale per la gestione dei rifiuti concorre all'attuazione dei programmi comunitari in materia di sviluppo sostenibile ed è elaborata secondo logiche di autosufficienza, programmazione integrata, protezione ambientale, sicurezza, economicità e in base a criteri di flessibilità del sistema di recupero e smaltimento. La pianificazione, inoltre, persegue la riduzione della quantità dei rifiuti prodotti e l'effettivo recupero di materia e di energia, sostiene l'innovazione tecnologica e valorizza le esperienze del sistema industriale lombardo. Con riferimento alla gestione dei rifiuti urbani il Programma contiene, in particolare, la valutazione dei flussi, ivi compresa la destinazione finale degli stessi per i diversi scenari evolutivi delineati al 2027, la valutazione dell'autosufficienza impiantistica sia per i rifiuti urbani che per i rifiuti decadenti dal loro trattamento. [...] il modello lombardo ha consentito di raggiungere elevati livelli di qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani [...] Con riferimento agli obiettivi definiti dal pacchetto delle direttive sull'economia circolare le valutazioni effettuate dal Programma hanno portato a stimare una percentuale di riciclo raggiunta nel 2019 pari a 54,9%, [...] Il modello lombardo ha consentito la realizzazione di circa 3.000 impianti privati di cui 1.850 che trattano rifiuti urbani (e in tal caso anche speciali) e di cui 10 inceneritori dedicati anche al rifiuto urbano residuo. Tale disponibilità impiantistica ha permesso di garantire la piena autosufficienza nella gestione dei rifiuti urbani e di quelli decadenti dal loro trattamento. [...] Tale sistema ha garantito negli anni, data la capacità di assorbire la richiesta di trattamento sul territorio, delle tariffe al cittadino più vantaggiose rispetto a quelle applicate nella maggior parte delle altre regioni. Di fatto, quindi, il modello lombardo che non prevede l'istituzione degli ATO ha permesso di raggiungere risultati di eccellenza. Il Programma di gestione dei rifiuti, nell'ambito della procedura di VAS, prevede che venga effettuato un monitoraggio con cadenza triennale. Tale attività garantirà di conoscere lo stato di fatto e l'evoluzione del sistema di gestione e la valutazione dello stato di attuazione degli obiettivi e azioni definiti dalla pianificazione, fondamentale per avere gli strumenti necessari per eventualmente riorientare i contenuti della pianificazione stessa"*.

⁵ La Provincia di Trento, peraltro, ha rappresentato che *"è in corso l'iter di approvazione di una normativa volta alla definizione dell'ATO provinciale e dei relativi organismi di governo, con una radicale riorganizzazione del servizio finalizzata a un efficientamento generale del sistema"*. Inoltre, secondo quanto è stato evidenziato dagli uffici provinciali, il quinto aggiornamento del piano provinciale di gestione dei rifiuti, approvato con delibera della Giunta provinciale n. 1506/2022, prevede nell'orizzonte temporale 2022-2027 *"la riorganizzazione territoriale della gestione dei rifiuti, con un unico ATO provinciale, eventualmente suddiviso in n. 5 sub-ATO secondo una logica territoriale di gestione per singola vallata"* (Valle del Noce; Valle dell'Avisio; Valle del Brenta e Primiero; Valle del Sarca e del Chiese; Valle dell'Adige).

La tavola 6.1, elaborata sulla base delle risposte dei soggetti territorialmente competenti e del monitoraggio della normativa regionale vigente, mostra il carattere eterogeneo delle scelte di delimitazione degli ATO, operate a livello territoriale, evidenziando, per completezza, le diffuse presenze di articolazioni dimensionali degli ATO anche a carattere regionale (tutte definite con il termine di "sub-ambiti" per indicare, al di là della differente terminologia utilizzata nei diversi provvedimenti normativi regionali, il carattere di aree relative a un territorio inferiore a quello dell'ATO).

TAV. 6.1 Delimitazione degli ATO

REGIONE	ATO	SUB-AMBITI	NUMERO COMUNI	POPOLAZIONE REGIONALE (ABITANTI)
Abruzzo	ATO unico regionale	La normativa regionale prevede che il Piano d'ambito possa individuare ambiti territoriali ottimali per l'affidamento dei servizi per la gestione integrata dei rifiuti ⁶	305	1.269.860
Basilicata	ATO unico regionale	Secondo la normativa vigente, il Piano d'ambito può prevedere aree di raccolta per le funzioni inerenti alla raccolta differenziata, al trasporto e all'avvio a specifico trattamento delle raccolte differenziate, a esclusione del rifiuto organico, alla raccolta e al trasporto dei rifiuti urbani residuali indifferenziati e alle strutture a servizio della raccolta differenziata ⁷	131	536.659
Calabria	ATO unico regionale	14 ambiti di raccolta ottimali ⁸	404	1.841.300
Campania⁹	ATO Napoli 1	Ciascuno degli ATO può essere articolato – su proposta dei Comuni e con delibera dell'Ente d'ambito – in aree omogenee, denominate sub-ambiti distrettuali (SAD) ¹⁰	9	5.624.260
	ATO Napoli 2		24	
	ATO Napoli 3		59	
	ATO Avellino		114	
	ATO Benevento		79	
	ATO Caserta		104	
	ATO Salerno		161	
Emilia-Romagna	ATO unico regionale	16 bacini gestionali ¹¹	330	4.426.929

(segue)

6 La Regione Abruzzo ha evidenziato che: "La normativa regionale ribadisce la possibilità, già prevista dal DL n. 1/2012, art. 24, comma 4, di affidamento disgiunto del servizio di gestione integrata dei rifiuti. L'esercizio di tale opzione è, tuttavia, rimessa a valutazioni legate alla complessiva efficienza ed economicità dei servizi e, quindi, al raggiungimento di adeguate dimensioni gestionali. Tali valutazioni, secondo la disciplina regionale abruzzese, sono rimesse al Piano d'ambito, nel contesto del quale deve essere individuato, l'ambito territoriale ottimale per l'affidamento dei servizi per la gestione integrata dei rifiuti, delle opere e degli impianti da realizzare necessari per il raggiungimento dell'autosufficienza nello stesso (art. 15, comma 3, lett. b), LR n. 36/2013".

7 La LR Basilicata 16 novembre 2018, n. 35, all'art. 19 (Ambito territoriale ottimale e aree di raccolta) stabilisce che: "1. Ai fini dell'organizzazione del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani il territorio della Regione è così organizzato:

a) Ambito territoriale ottimale, coincidente con il territorio della Regione Basilicata, per le funzioni inerenti la realizzazione e la gestione degli impianti a tecnologia complessa, intendendosi per tali gli impianti di trattamento del rifiuto organico, gli impianti di trattamento della frazione residuale indifferenziata, gli impianti finalizzati all'utilizzo energetico dei rifiuti, inclusi gli impianti di produzione del combustibile derivato da rifiuti, e le discariche, anche esaurite, nonché le funzioni inerenti l'avvio a trattamento della frazione residuale indifferenziata del rifiuto organico;

b) Aree di raccolta, definite dal piano d'ambito, per le funzioni inerenti, la raccolta differenziata, il trasporto e l'avvio a specifico trattamento delle raccolte differenziate, a esclusione del rifiuto organico, la raccolta e il trasporto dei rifiuti urbani residuali indifferenziati e le strutture a servizio della raccolta differenziata".

8 Dal riscontro della Regione Calabria emerge che "Nel Piano [PRGR aggiornato con delibera della Giunta regionale 20 aprile 2023, n. 181] si confermano gli Ambiti di raccolta ottimale (ARO) individuati nel piano gestionale di gestione dei rifiuti del 2016 [...] Il Piano del 2016, per come modificato nel 2019, ha suddiviso nelle seguenti ARO le province calabresi: ARO Cosenza (1 Alto Tirreno Cosenzino; 2 Castrovillari; 3 Sibaritide; 4 Cosenza Rende; 5 Presila Cosentina; 6 Appennino Paolano); ARO Catanzaro (1 Catanzaro; 2 Lamezia Terme; 3 Soverato); ARO Città metropolitana (1 Locride Area Grecanica; 2 Piani di Gioia Tauro; 3 Reggio Calabria); ARO Crotone; ARO Vibo Valentia".

9 La Regione Campania ha riferito che "la delimitazione degli ATO Napoli 1, Napoli 2 e Napoli 3 è stata considerata identificabile con la perimetrazione degli ambiti territoriali già esistenti, come indicata nell'allegato A della LR n. 5/2014, per il territorio della Città metropolitana di Napoli, sulla base della facoltà della Regione di definire ATO di dimensione diversa rispetto ai confini provinciali, nel rispetto delle disposizioni di cui all'art. 3-bis del DL n. 138/2011".

10 Cfr. LR Campania 26 maggio 2016, n. 14, art. 24, ai sensi del quale: "1. Al fine di consentire in base alle diversità territoriali, una maggiore efficienza gestionale ed una migliore qualità del servizio all'utenza, ciascun ATO può essere articolato in aree omogenee, denominate sub-ambiti distrettuali (SAD), con riferimento ai criteri di ottimizzazione del ciclo o di suoi segmenti funzionali, in conformità a criteri e parametri indicati nel Piano regionale di gestione dei rifiuti ai sensi dell'articolo 200 commi 1 e 7 del decreto legislativo 152/2006. 2. L'articolazione dell'ATO in sub-ambiti distrettuali è deliberata dall'Ente d'ambito, sentiti i Comuni interessati, nel rispetto delle indicazioni generali del PRGRU e sentita la Regione. [...] 4. I Comuni ricadenti nel SAD possono regolare i rispettivi rapporti di collaborazione per la gestione associata di servizi su base distrettuale mediante stipula di convenzioni ai sensi dell'articolo 30 del decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267 [...] 6. I Comuni di Napoli, Avellino, Benevento, Caserta e Salerno possono costituirsi in SAD ai fini della presente legge. [...] 6-bis. I Comuni capoluogo costituiti in SAD procedono all'individuazione del soggetto gestore nel rispettivo territorio, salve diverse determinazioni in sede di convenzione con l'EdA, anche con riferimento a singoli segmenti del ciclo [...]".

11 La Regione Emilia-Romagna ha dichiarato che: "Con la stessa LR n. 23/2011 è inoltre previsto che, all'interno di tale ambito, l'individuazione dei bacini gestionali del servizio sia stabilita da ATERSIR in attuazione a quanto previsto all'art. 8, comma 6, lettera a) della richiamata legge. A oggi sono stati individuati 16 (sedici) bacini gestionali".

REGIONE	ATO	SUB-AMBITI	NUMERO COMUNI	POPOLAZIONE REGIONALE (ABITANTI)
Friuli-Venezia Giulia	ATO unico regionale	La normativa regionale prevede che l'Ente di governo dell'ambito possa individuare ambiti di affidamento di dimensione almeno provinciale ¹²	215	1.192.191
Lazio	ATO Frosinone		91	5.592.175
	ATO Latina		33	
	ATO Rieti		73	
	ATO Città metropolitana di Roma ¹³		121	
	ATO Viterbo		60	
Liguria	ATO unico regionale ¹⁴	Area omogenea Spezzina	32	1.502.624
		Area omogenea metropolitana di Genova	67	
		Area omogenea Savonese	32	
		Area omogenea Imperiese	69	
Lombardia	Modello alternativo agli ATO, ai sensi dell'art. 200, comma 7, del DLgs n. 152/2006		1.504	9.950.742
Marche	ATO 1 Pesaro Urbino		51	1.480.839
	ATO 2 Ancona		46	
	ATO 3 Macerata		56	
	ATO 4 Fermo		40	
	ATO 5 Ascoli Piceno		33	
Molise	ATO unico regionale	La normativa regionale (LR n. 1/2016) definisce, all'interno del territorio regionale, 8 Ambiti territoriali ottimali (Alto medio Sannio; Basso Molise; Cigno; Cintura Campobasso; Cintura Isernia; Fortore; Matese; Volturno) ¹⁵	136	289.840
Piemonte	ATO unico regionale	Secondo le previsioni della normativa regionale, l'Ambito territoriale ottimale, costituito dal territorio regionale, è articolato in 21 sub-ambiti di area vasta ¹⁶	1.181	4.240.736

(segue)

- 12 Cfr. LR Friuli-Venezia Giulia 15 aprile 2016, n. 5, art. 6 (Assemblea regionale d'ambito), comma 7, lettera j).
- 13 In proposito, tuttavia, si segnala la disciplina specifica prevista dall'art. 4 della legge regionale Lazio 25 luglio 2022, n. 14, "Disciplina degli Enti di governo d'ambito territoriale ottimale per la gestione integrata dei rifiuti urbani", per la gestione dei rifiuti nel territorio di Roma Capitale, che impegna la Regione ad adeguare il PRGR, individuando due distinti ATO, uno per il territorio di Roma Capitale e uno per il restante territorio della Città metropolitana di Roma Capitale, per la gestione in forma separata del servizio di raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani nei rispettivi territori. Il citato art. 4, infatti, attribuisce a Roma Capitale l'esercizio delle funzioni concernenti la gestione dei rifiuti urbani nel proprio territorio, secondo le modalità definite ai sensi del rispettivo ordinamento e nel rispetto dei principi previsti dalla legge regionale in esame, dal DLgs n. 152/2006 e dall'art. 13 del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50.
- 14 Ai sensi della LR Liguria 24 febbraio 2014, n. 1, art. 14 (Definizione degli ambiti territoriali ottimali per la gestione dei servizi di gestione rifiuti urbani), comma 1: "A fini dell'organizzazione dei servizi di gestione integrata dei rifiuti urbani ed in attuazione delle disposizioni nazionali vigenti in materia, la Regione individua l'ambito regionale unico, corrispondente all'intero territorio regionale, articolato in quattro aree, coincidenti con il territorio della Città metropolitana e delle tre Province liguri".
- 15 La Regione Molise ha riferito che "In materia di organizzazione istituzionale del servizio rifiuti, si richiama la legge regionale n. 1/2016, recante "Disciplina dell'esercizio associato delle funzioni e dei servizi comunali", con la quale la Regione Molise ha avviato un processo di riordino degli assetti amministrativi, in attuazione della L. 56/2014 e dell'art. 14, comma 27 e ss.mm.ii., del DL n. 78/2010. In base alla suddetta normativa regionale, i comuni sono chiamati ad adempiere all'obbligo di esercizio associato delle funzioni fondamentali (tra le quali figura l'organizzazione del servizio rifiuti urbani), attraverso unioni di comuni o convenzione associativa, sulla base della dimensione territoriale individuata dalla Regione. Tali ambiti territoriali sono definiti dall'art. 4 della citata LR n. 1/2016, che ne individua 8 (Alto medio Sannio, Basso Molise, Cigno, Cintura Campobasso, Cintura Isernia, Fortore, Matese, Volturno). Ai fini dell'organizzazione del servizio rifiuti, tali ambiti possono essere considerati alla stregua di sub-ambiti interni all'ATO regionale molisano".
- 16 La Regione Piemonte ha riferito, in particolare, che: "Ai fini dell'organizzazione del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, la legge regionale n. 1/2018 e s.m.i. prevede (all'articolo 7):
- un ambito regionale, coincidente con il territorio della Regione, per le funzioni inerenti alla individuazione e alla realizzazione, laddove mancanti o carenti, degli impianti a tecnologia complessa come definiti dalla norma regionale, dell'avvio a trattamento della frazione residuale indifferenziata, del rifiuto ingombrante e del rifiuto organico, dell'affidamento della gestione delle discariche esaurite;
 - diversi sub-ambiti di area vasta, (delimitati da apposito allegato alla norma regionale in via di prima attuazione e coincidenti con il territorio dei consorzi di bacino di cui all'abrogata LR n. 24/2002, attualmente costituiti) per le funzioni inerenti alla prevenzione della produzione dei rifiuti urbani, alla riduzione, alla raccolta differenziata, al trasporto e all'avvio a specifico trattamento delle raccolte differenziate (a eccezione del rifiuto organico e di quello ingombrante che competono all'ATO regionale)" e che "[...] con riferimento alla delimitazione in ambiti territoriali ottimali, la legge regionale n. 1/2018 e s.m.i., ha disposto la riorganizzazione della governance del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani in ambiti di area vasta, ed in un unico ambito regionale".

REGIONE	ATO	SUB-AMBITI	NUMERO COMUNI	POPOLAZIONE REGIONALE (ABITANTI)
Puglia	ATO unico regionale	La normativa regionale dispone l'organizzazione delle filiere della raccolta, spazzamento e trasporto a livello di Ambiti di raccolta ottimale (ARO). Risultano presenti 38 ARO ¹⁷	257	3.900.852
Sardegna	ATO unico regionale ¹⁸		377	1.575.028
Sicilia	ATO Agrigento Provincia Est		26	4.802.016
	ATO Agrigento provincia Ovest		17	
	ATO Caltanissetta Provincia Nord		15	
	ATO Caltanissetta Provincia Sud		8	
	ATO Catania Area metropolitana		28	
	ATO Catania Provincia Nord		15	
	ATO Catania Provincia Sud		15	
	ATO Provincia Enna		19	
	ATO Messina Area metropolitana		47	
	ATO Messina Isole Eolie		4	
	ATO Messina Provincia		57	
	ATO Palermo Area metropolitana		21	
	ATO Palermo Provincia Est		38	
	ATO Palermo Provincia Ovest		23	
	ATO Ragusa		12	
	ATO Siracusa		21	
	ATO Trapani Provincia Nord		13	
ATO Trapani Provincia Sud		11		
Toscana	ATO Toscana Centro		65	3.651.152
	ATO Toscana Costa		100	
	ATO Toscana Sud		104	

(segue)

17 La Regione Puglia ha riferito che: "Con LR n. 20/2016, di modifica della LR n. 24/2012, il legislatore regionale è intervenuto unificando i n. 6 ATO provinciali in un unico (n. 1) ATO coincidente con l'intero territorio regionale, garantendo una disciplina organica ed unitaria nella gestione del ciclo dei rifiuti sull'intero territorio regionale, ed in particolare nei servizi di trattamento, recupero, riciclo e smaltimento. [...] Con la legge regionale n. 20/2016, il legislatore regionale ha provveduto alla definizione di un nuovo modello di governance anche per il primo segmento del ciclo dei rifiuti urbani, ovvero per i servizi di raccolta spazzamento e trasporto dei rifiuti urbani, individuando le Aree omogenee, quali organi associativi deputati alla gestione di tali servizi, caratterizzate da una perimetrazione ed un modello gestionale ed organizzativo da definirsi successivamente con provvedimenti attuativi regionali". Da quanto dichiarato dalla Regione, risulta che la perimetrazione di n. 38 ARO sia stata effettuata con la delibera della Giunta regionale 23 ottobre 2012, n. 2147 e s.m.i.

18 Secondo quanto evidenziato dalla Regione Sardegna: "[...] il vigente Piano regionale di gestione dei rifiuti - sezione rifiuti urbani è stato approvato dalla Giunta regionale con deliberazione n. 69/15 del 23.12.2016. Il medesimo ha perimetrato un unico Ambito territoriale ottimale coincidente con l'intero territorio regionale".

REGIONE	ATO	SUB-AMBITI	NUMERO COMUNI	POPOLAZIONE REGIONALE (ABITANTI)
Umbria	ATO unico regionale ¹⁹	ATO 1 ²⁰	14	854.137
		ATO 2	24	
		ATO 3	22	
		ATO 4	32	
Valle d'Aosta	ATO unico regionale ²¹	sub-ATO A	18	122.955
		sub-ATO B	21	
		sub-ATO C – Città di Aosta	1	
		sub-ATO D	21	
		sub-ATO E	13	
Veneto	ATO unico regionale	La normativa regionale assegna alla Giunta regionale l'approvazione del riconoscimento dei bacini territoriali per l'esercizio in forma associata delle funzioni di organizzazione e controllo del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani ²² . Ne sono stati individuati 12: Belluno; Venezia Ambiente; Sinistra Piave; Destra Piave – Priula; Brenta; Padova Centro; Padova Sud; Vicenza; Verona Città; Verona Sud; Verona Nord; Rovigo	563	4.838.253
Provincia autonoma di Bolzano	ATO unico provinciale ²³		116	533.267
Provincia autonoma di Trento	Solo per trasporto, trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani indifferenziati è stato individuato un ATO unico regionale. Per i segmenti dello spazzamento, raccolta e trasporto non risulta individuato alcun ATO ²⁴	I Comuni della provincia sono suddivisi in 12 bacini di raccolta	166	542.050

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni di regioni e province autonome.

19 Ai sensi della LR Umbria 17 maggio 2013, n. 11, art. 2 (Ambito territoriale ottimale): "L'intero territorio regionale costituisce Ambito territoriale ottimale, ai sensi e per gli effetti degli articoli 147, 196, comma 1, lettera g) e 200 del DLgs n. 152/2006, nonché dell'articolo 3-bis del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 (Ulteriori misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e per lo sviluppo) convertito, con modificazioni, dalla legge 14 settembre 2011, n. 148".

20 La Regione Umbria ha riferito che: "[...] la gestione è specificata a livello di sub-ambiti, coincidenti con gli ex ATI".

21 La LR Valle d'Aosta 3 dicembre 2007, n. 31, all'art. 7 (Sistema integrato di gestione dei rifiuti), stabilisce che: "La Regione costituisce Autorità di ambito territoriale ottimale unico (ATO) per le fasi di smaltimento e recupero finale dei rifiuti urbani [...] 3. Le Comunità montane e il Comune di Aosta costituiscono Autorità di sotto ambito territoriale ottimale (sub-ATO) per le fasi di raccolta e trasporto dei rifiuti urbani [...]". La Regione Valle d'Aosta ha riferito, in proposito, che: "la delimitazione dei sub-ATO è stata successivamente modificata con leggi regionali e deliberazioni di giunta fino ad arrivare alla configurazione attuale di 5 sub-ATO di cui si riportano di seguito sinteticamente: sub-ATO A [...], sub-ATO B [...], sub-ATO C [...], sub-ATO D [...], sub-ATO E [...]".

22 Secondo quanto riferito dalla Regione Veneto: "Con la legge regionale 31 dicembre 2012, n. 52, [...] è stato sancito che l'Ambito territoriale ottimale, ai sensi dell'articolo 199, comma 3, lettera f), del DLgs 3 aprile 2006, n. 152, è l'intero territorio regionale. Nell'intento di favorire, accelerare e garantire l'unificazione del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani sul territorio regionale, in forza dell'art. 3, co. 1-ter della LR n. 52/2012, è stato demandato alla Giunta regionale il riconoscimento dei bacini territoriali per l'esercizio in forma associata delle funzioni di organizzazione e controllo del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani a livello provinciale, infraprovinciale o interprovinciale, in base al criterio di differenziazione territoriale e socio-economica ai sensi dell'articolo 3-bis, comma 1, del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138 [...]. Con le delibere di Giunta regionale n. 13 del 21 gennaio 2014 e n. 288 del 10 marzo 2015 è stata data attuazione alla citata LR n. 52/2012 e s.m.i. e definita l'attuale organizzazione del territorio regionale, suddiviso in 12 bacini di gestione al fine di favorire l'unificazione del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani". I 12 bacini individuati sono i seguenti: Belluno; Venezia Ambiente; Sinistra Piave; Destra Piave – Priula; Brenta; Padova Centro; Padova Sud; Vicenza; Verona Città; Verona Sud; Verona Nord; Rovigo.

23 Ai sensi dell'art. 7-bis (Ambito territoriale ottimale e autorità d'ambito per la gestione integrata dei rifiuti urbani) della LP Bolzano 16 novembre 2017, n. 18, come modificata dalla LP n. 1/2023: "Al fine di organizzare i servizi di gestione integrata dei rifiuti urbani e in attuazione delle disposizioni statali vigenti, la Provincia autonoma di Bolzano individua un unico Ambito territoriale ottimale, corrispondente all'intero territorio provinciale". La Provincia autonoma ha, altresì, riferito che "La corrispondenza tra territorio provinciale e Ambito territoriale ottimale è fissata nella deliberazione della Giunta provinciale 18 luglio 2005, n. 2594 – 2° aggiornamento al piano provinciale gestione rifiuti, capitolo 4 dell'aggiornamento al piano: "L'ambito territoriale ottimale per la gestione dei rifiuti urbani è la Provincia".

24 Secondo quanto riferito dalla Provincia autonoma di Trento: "La legge provinciale di riferimento sulla gestione integrata dei rifiuti urbani è la LP n. 3/2006. In particolare, l'art. 13, comma 6 della citata legge prevede l'organizzazione del ciclo dei rifiuti sulla base di ambiti territoriali ottimali (ATO) individuati mediante intesa definita con il Consiglio autonomie locali. L'art. 13-bis, comma 1 prevede che l'Ambito territoriale ottimale coincide con l'intero territorio provinciale per le attività di trasporto, trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani indifferenziati. Tuttavia, in mancanza dell'intesa con il Consiglio autonomie locali, non è ancora stato attivato l'Ambito territoriale ottimale anche per la parte di servizio relativa alla raccolta". La Provincia, inoltre, ha dato conto dell'avvio dell'iter di approvazione di "una normativa volta alla definizione dell'ATO provinciale e dei relativi organismi di governo, con una radicale riorganizzazione del servizio finalizzata a un efficientamento generale del sistema".

In particolare, esaminando le dimensioni degli ATO attualmente delimitati dalle pertinenti legislazioni regionali (come riassunte nella precedente tavola 6.1), emergerebbe la presenza di ATO di livello sub-provinciale o inferiore al territorio della città metropolitana, nei casi riportati nella successiva tavola 6.2.

TAV. 6.2 *Delimitazione degli ATO (ATO sub-provinciali)*

REGIONE CAMPANIA ²⁵	
AMBITO TERRITORIALE OTTIMALE	NOTE SU DELIMITAZIONE ATO
ATO Napoli 1	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Napoli 2	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Napoli 3	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
REGIONE SICILIA	
AMBITO TERRITORIALE OTTIMALE	NOTE SU DELIMITAZIONE ATO
ATO Agrigento Provincia Est	ATO di dimensione sub-provinciale
ATO Agrigento Provincia Ovest	ATO di dimensione sub-provinciale
ATO Caltanissetta Provincia Nord	ATO di dimensione sub-provinciale
ATO Caltanissetta Provincia Sud	ATO di dimensione sub-provinciale
ATO Catania Area metropolitana	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Catania Provincia Nord	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Catania Provincia Sud	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Messina Area metropolitana	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Messina Isole Eolie	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Messina Provincia	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Palermo Area metropolitana	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Palermo Provincia Ovest	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Palermo Provincia Est	Il territorio della Città metropolitana è stato suddiviso in 3 ambiti
ATO Trapani Provincia Nord	ATO di dimensione sub-provinciale
ATO Trapani Provincia Sud	ATO di dimensione sub-provinciale

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni di regioni e province autonome.

Come si evince dalle tabelle precedenti, sotto il profilo organizzativo gran parte delle regioni ha optato anche per la suddivisione degli ATO in sub-ATO, ovvero per l'adozione di modelli di organizzazione che prevedono la gestione di alcune fasi del ciclo dei rifiuti a un livello inferiore all'ATO. La presenza di sub-ambiti è generalmente connessa a una suddivisione della competenza sui diversi segmenti della filiera del ciclo dei rifiuti, con lo svolgimento ai livelli di sub-ATO delle funzioni organizzative e di affidamento generalmente delle fasi di spazzamento, raccolta e trasporto dei rifiuti urbani e il mantenimento a livello di ATO della gestione delle sole fasi di trattamento.

25 Ai sensi dell'art. 23 della LR Campania n. 14/2016: "2. Gli ATO sono delimitati in riferimento all'obiettivo del raggiungimento di economie di scala e differenziazione, tenuto conto prioritariamente dei principi di autosufficienza e di prossimità, secondo i seguenti parametri: a) caratteristiche di ciascun territorio in base ai fattori fisici, demografici, tecnici e di ripartizione politico-amministrativa che si conciliano con il principio di autosufficienza nella gestione delle principali fasi di gestione dei rifiuti a eccezione della fase residuale di smaltimento finale da realizzare su scala regionale e minimizzare progressivamente; b) localizzazione delle strutture di supporto dei servizi di raccolta e trasporto dei rifiuti; c) localizzazione e potenzialità autorizzata ed effettiva degli impianti di compostaggio e di trattamento meccanico manuale, attuali e programmati; d) esigenze specifiche di raccolta e smaltimento in relazione a dislivello altimetrico: pianura, collina, montagna; distribuzione degli insediamenti abitativi e densità abitativa: centri, nuclei e case sparse; tipologia di edifici: condomini, case isolate, villette a schiera; struttura rete viaria: tempi di percorrenza; presenza di attività commerciali e terziarie: centri commerciali, attività turistica".

Dalle risposte fornite dalle regioni, in particolare, si registra la presenza di sub-ambiti, variamente denominati (aree di raccolta ottimali, aree omogenee, bacini gestionali, sub-ambiti), in pressoché tutte le Regioni che hanno optato per l'ATO regionale (Abruzzo, Basilicata, Calabria, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Molise, Piemonte, Puglia, Umbria, Valle d'Aosta, Veneto) e in una delle Regioni con ATO sub-regionali (Campania).

Come di seguito illustrato, dal monitoraggio effettuato è emerso, inoltre, che in tali casi con ATO regionale, allo svolgimento delle funzioni di sub-ATO sembrerebbero preposti soggetti istituzionali, ai quali la normativa regionale attribuisce espressamente le funzioni tipiche dell'EGATO, come previste dall'art. 3-bis del DL n. 138/2011 (Liguria, Piemonte, Veneto, Valle d'Aosta e Puglia).

Costituzione degli Enti di governo dell'ambito

L'art. 3-bis del DL n. 138/2011 prevede che: "[...] 1-bis. *Le funzioni di organizzazione dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica, compresi quelli appartenenti al settore dei rifiuti urbani, di scelta della forma di gestione, di determinazione delle tariffe all'utenza per quanto di competenza, di affidamento della gestione e relativo controllo sono esercitate unicamente dagli enti di governo degli ambiti o bacini territoriali ottimali e omogenei istituiti o designati ai sensi del comma 1 del presente articolo cui gli enti locali partecipano obbligatoriamente, fermo restando quanto previsto dall'articolo 1, comma 90, della legge 7 aprile 2014, n. 56. Qualora gli enti locali non aderiscano ai predetti enti di governo entro il 1° marzo 2015, oppure entro sessanta giorni dall'istituzione o designazione dell'ente di governo dell'ambito territoriale ottimale ai sensi del comma 2 dell'articolo 13 del decreto legge 30 dicembre 2013, n. 150, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2014, n. 15, il Presidente della regione esercita, previa diffida all'ente locale ad adempiere entro il termine di trenta giorni, i poteri sostitutivi. [...]*".

Come si evince dalla tavola 6.3, la maggioranza delle regioni italiane ha proceduto all'individuazione degli Enti di governo dell'ambito, ma solo in alcuni casi anche alla costituzione degli stessi, con profili specifici di potenziale criticità (riassunti nella tavola 6.4) in diverse aree territoriali del Paese (Piemonte, Veneto, Lazio, Marche, Campania, Calabria, Molise, Sardegna, Provincia autonoma di Bolzano e Provincia autonoma di Trento).

In particolare, dalla ricognizione effettuata – che si basa sulle informazioni e sui dati forniti dai soggetti territorialmente competenti – risulta che:

- in 2 Regioni (Molise e Sardegna) e in 1 Provincia autonoma (Trento) gli EGATO non siano ancora stati individuati dalla normativa regionale vigente;
- in 2 Regioni (Lazio e Piemonte) e in 1 Provincia autonoma (Bolzano) gli Enti di governo dell'ambito, pur individuati dalla normativa regionale, non siano ancora stati costituiti;
- per 4 Regioni (Calabria, Campania, Marche, Veneto) sono stati comunicati profili specifici di criticità in ordine all'operatività dei rispettivi Enti di governo degli ambiti.

TAV. 6.3 Individuazione degli Enti di governo dell'ambito

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	ENTE DI GOVERNO DELL'AMBITO	NUMERO DI AMBITI
Abruzzo	LR n. 36/2013	AGIR – Autorità di gestione integrata rifiuti urbani	1
Basilicata	LR n. 35/2018	EGRIB – Ente di governo per i rifiuti e le risorse idriche della Basilicata ²⁶	1
Calabria	LR n. 10/2022	ARRICAL – Autorità rifiuti e risorse idriche Calabria	1
Campania	LR n. 14/2016, come modificata dalla LR n. 31/2021	Enti di governo dell'ambito	7
Emilia-Romagna	LR n. 23/2011	ATERSIR – Agenzia territoriale dell'Emilia-Romagna per i servizi idrici e i rifiuti	1
Friuli-Venezia Giulia	LR n. 5/2016	AUSIR – Autorità unica per i servizi idrici e i rifiuti	1
Lazio	LR n. 14/2022	Enti di governo dell'ambito	5
Liguria ²⁷	LR n. 1/2014, come modificata dalla LR n. 12/2015	Regione Liguria – Comitato d'ambito. Città metropolitana di Genova, Provincia di Imperia, Provincia di Savona e Provincia di La Spezia (per i 4 sub-ATO, con riferimento ai servizi relativi alla raccolta e al trasporto dei rifiuti urbani)	1
Lombardia	LR n. 26/2003	Modello alternativo agli ATO	-
Marche	LR n. 24/2009, come modificata dalla LR n. 22/2018	Assemblee territoriali d'ambito	5
Molise	LR n. 1/2016	EGATO non individuato	1

(segue)

26 La Regione Basilicata ha riferito che la LR n. 35/2018 all'art. 6 "definisce, fra l'altro, le competenze dell'Ente di governo per i rifiuti e le risorse idriche della Basilicata (EGRIB), il quale, esercita le funzioni di Ente di governo d'ambito, secondo le disposizioni di cui all'art. 3, comma 1-bis della legge n. 148/2011, dell'art. 1, comma 2, lett. c) della legge regionale 8 gennaio 2016, n. 1 e dell'art. 202 del DLgs n. 152/2006, così come modificato dal DPR 7 settembre 2010, n. 168, ovvero le funzioni di organizzazione del servizio di gestione integrata dei rifiuti, nonché di elaborazione, adozione, approvazione ed aggiornamento del relativo Piano d'ambito sulla base dei criteri formulati dalla Regione con apposita delibera di giunta". In merito, la Regione ha dichiarato, inoltre, che sono demandate alla Regione Basilicata, nelle more della definizione del Piano d'ambito da parte dell'Ente di governo per i rifiuti e le risorse idriche della Basilicata (EGRIB) – le cui competenze sono formulate all'art. 6 della LR n. 35/2018 – l'organizzazione sul territorio del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani e la pianificazione dei relativi flussi di conferimento verso gli impianti di trattamento e smaltimento.

27 LR Liguria n. 1/2014 attribuisce alla Città metropolitana di Genova e alle Province l'organizzazione dei servizi relativi alla raccolta e al trasporto dei rifiuti, alla raccolta differenziata e all'utilizzo delle infrastrutture al servizio della raccolta differenziata, definendo i bacini di affidamento, nonché alla gestione dei rifiuti residui indifferenziati e al loro smaltimento, sulla base di uno specifico Piano d'area. A livello di ATO regionale, la norma prevede che l'Autorità d'ambito per il governo del ciclo dei rifiuti è la Regione Liguria, che opera attraverso un Comitato d'ambito (cui partecipano il Presidente della Regione, gli Assessori competenti, il Sindaco della CM di Genova e i Presidenti delle Province). In proposito, la Regione Liguria ha, infatti, riferito che: "Tra le competenze del Comitato d'ambito figurano: a) l'approvazione del Piano d'ambito che recepisce e coordina le scelte dei Piani provinciali; b) la definizione dell'articolazione degli standard di costo; c) l'individuazione dei livelli qualitativi dei servizi e relative modalità di monitoraggio; d) l'individuazione degli enti pubblici incaricati della gestione delle procedure per la realizzazione e l'affidamento della gestione degli impianti terminali di recupero o smaltimento di livello regionale o al servizio di più aree; e) ogni altro provvedimento, necessario alla gestione dei servizi. Per quanto riguarda il ruolo di Province e Città metropolitana la legge regionale stabilisce che le stesse provvedano ai sensi dell'articolo 1, comma 44, lettera b), della legge 7 aprile 2014, n. 56 (Disposizioni sulle città metropolitane, sulle province, sulle unioni e fusioni di comuni), alla strutturazione ed organizzazione dei servizi relativi alla raccolta e al trasporto dei rifiuti, alla raccolta differenziata e all'utilizzo delle infrastrutture al servizio della raccolta differenziata, definendo i bacini di affidamento, nonché alla gestione dei rifiuti residui indifferenziati ed al loro smaltimento, tramite specifici piani".

Si evidenzia, infine, che la Regione ha altresì comunicato l'approvazione di "uno specifico disegno di legge di iniziativa della Giunta regionale, che ha ad oggetto 'Istituzione dell'Agenzia regionale ligure per i rifiuti (ARLIR) e modifiche alla legge regionale 24 febbraio 2014, n. 1 (Norme in materia di individuazione degli ambiti ottimali per l'esercizio delle funzioni relative al servizio idrico integrato e alla gestione integrata dei rifiuti)'. Il disegno di legge rappresenta un'evoluzione del sistema di governo delle funzioni relative alla gestione integrata dei rifiuti urbani, già disciplinato dalla legge regionale n. 1/2014, che la Regione gestisce nella sua qualità di Autorità di governo dell'Ambito territoriale ottimale. La finalità è l'istituzione dell'Agenzia regionale ligure per i rifiuti, alla quale vengono attribuite le funzioni relative all'affidamento della realizzazione e gestione degli impianti di gestione dei rifiuti urbani previsti dalla pianificazione di settore, nonché le funzioni connesse all'applicazione del regime di regolazione dei servizi territoriali e degli impianti nel rispetto del sistema regolatorio definito dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente. L'assetto funzionale proposto assicura la continuità con l'attività di governance esercitata dal Comitato d'ambito e conferma in capo a Province e Città metropolitana le funzioni inerenti all'affidamento dei servizi territoriali, facendo salve le ripartizioni territoriali definite nei rispettivi Piani per quanto riguarda l'organizzazione dei servizi. L'iter di approvazione del disegno di legge prevede l'espressione del parere da parte del Consiglio delle autonomie locali – CAL e da parte delle Commissioni consiliari competenti, propedeutico alla presentazione in aula prevista per il prossimo mese di giugno 2023, con la possibile costituzione dell'Agenzia dal 1° luglio 2023, con la nomina di un Commissario designato dal Presidente della Regione".

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE	ENTE DI GOVERNO DELL'AMBITO	NUMERO DI AMBITI
Piemonte	LR n. 1/2018, come modificata dalla LR n. 4/2021 e dalla LR n. 3/2023	Conferenza d'ambito. La legge regionale prevede, altresì, un'articolazione in Consorzi di area vasta (21), con competenze sui servizi di raccolta, trasporto e avvio a trattamento delle raccolte differenziate e raccolta e trasporto dei rifiuti urbani indifferenziati	1
Puglia	LR n. 24/2012 e LR n. 20/2016	AGER – Agenzia territoriale della Regione Puglia per il servizio di gestione dei rifiuti. La legge regionale prevede, altresì, per i servizi di raccolta, spazzamento e trasporto, l'individuazione di Aree omogenee (ARO), cui sono preposte forme associative dei Comuni. Sono stati individuati 38 ARO ²⁸	1
Sardegna	DGR n. 69/2015 del 23 dicembre 2016	EGATO non individuato	1
Sicilia	LR n. 9/2010, come modificata dalla LR n. 3/2013	S.R.R. – Società per la regolamentazione del servizio di gestione dei rifiuti	18
Toscana	LR n. 69/2011	Autorità per il servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani	3
Umbria	LR n. 11/2009 e LR n. 11/2013	AURI – Autorità umbra per i rifiuti e idrico	1
Valle d'Aosta ²⁹	LR n. 4/2022 LR n. 31/2017; LR n. 22/2015; LR n. 6/2014	Regione (per l'ATO regionale, con riferimento alle attività di smaltimento e recupero dei rifiuti urbani). Comune di Aosta e 4 Comunità montane (per i 5 sub-ATO, con riferimento alle attività di raccolta e trasporto)	1
Veneto ³⁰	LR n. 52/2012	Comitato di bacino regionale. 12 Consigli di bacino (per i 12 sub-ATO, con riferimento ai servizi di raccolta, trasporto, avvio a smaltimento e recupero)	1
Provincia autonoma di Bolzano	LP n. 1/2023	Autorità d'ambito	1
Provincia autonoma di Trento	LP n. 3/2006	Provincia per attività di trasporto, trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani indifferenziati. ATO ed EGATO non individuati per i servizi di raccolta	1

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni di regioni e province autonome.

28 La Regione Puglia ha riferito che AGER esercita le sue funzioni "nel segmento dei servizi di trattamento, recupero e smaltimento dei rifiuti urbani e nella disciplina dei flussi regionali [...] Per quanto concerne gli ARO, a cui sono attribuite le funzioni di organizzazione e gestione dei servizi di raccolta, spazzamento e trasporto dei rifiuti urbani si evidenzia che tutti i 38 ambiti sono stati formalmente costituiti entro i primi mesi del 2014 con forme associative in convenzione ex art. 30 del TUEL, ovvero in Unione dei Comuni ex art. 32 del TUEL".

29 La Regione Valle d'Aosta ha riferito che: "la gestione dei rifiuti urbani è attribuita in Valle d'Aosta come segue: alle Unités des Communes Valdôtaines (già Comunità Montane) e al Comune di Aosta, individuati quali sotto ambiti territoriali ottimali (sub-ATO) per la gestione di tali attività per quanto riguarda le fasi dell'organizzazione della raccolta e trasporto; alla Regione, individuata a tale proposito, quale ambito territoriale ottimale (ATO) per quanto concerne le fasi del recupero e smaltimento finale".

30 La Regione Veneto ha riferito che "gli enti locali ricadenti nei bacini territoriali di cui alla predetta legge regionale, esercitano in forma associata le funzioni di organizzazione e controllo diretto del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani attraverso i Consigli di Bacino, sostitutivi delle precedenti Autorità d'ambito [...] l'ambito territoriale ai fini dell'ottimale organizzazione, coordinamento e controllo del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani è il territorio regionale, mentre i Consigli di Bacino operano in nome e per conto degli enti locali in essi associati e sono dotati di personalità giuridica di diritto pubblico e autonomia funzionale, organizzativa, finanziaria, patrimoniale e contabile, per lo svolgimento delle attività connesse alle funzioni di programmazione, organizzazione, affidamento e controllo del servizio pubblico di gestione integrata dei rifiuti urbani [...]".

TAV. 6.4 Costituzione e operatività degli Enti di governo dell'ambito: situazioni specifiche di potenziale criticità

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE DI RIFERIMENTO	ELEMENTI SPECIFICI DI CRITICITÀ SU COSTITUZIONE O OPERATIVITÀ DEGLI ENTI DI GOVERNO DELL'AMBITO	NUMERO DI AMBITI
Campania	LR n. 14/2016, come modificata dalla LR n. 31/2021	Con decreti presidenziali 22 giugno 2021, n. 105 e 28 dicembre 2021, n. 165, sono stati nominati Commissari <i>ad acta</i> rispettivamente per gli Eda NA 2 e Avellino, "per l'accertata impossibilità di assicurare il normale funzionamento degli organi ...". Ai Commissari sono stati attribuiti i poteri del Presidente e del Consiglio d'ambito. La Regione non ha dato conto se il commissariamento sia ancora in corso	2
Calabria		La Regione Calabria non ha fornito specifici elementi rispetto all'operatività di ARRICAL. Tuttavia, risulta che la normativa regionale (LR 20 aprile 2022, n. 10) prevede un periodo transitorio, in attesa della completa operatività della predetta autorità, rispetto al quale la legge assegna al Presidente della Giunta regionale il compito di nominare un Commissario straordinario, che rimane in carica fino alla costituzione degli organi dell'autorità (Consiglio direttivo d'ambito e Direttore generale), e comunque per un periodo massimo di 6 mesi, "eventualmente rinnovabile". Il Commissario ha la rappresentanza legale dell'ente fino alla nomina del Direttore. A oggi risulta che con decreto del Presidente della Regione Calabria 21 aprile 2023, n. 33 è stato rinnovato "per ulteriori sei mesi, l'incarico di Commissario straordinario dell'Autorità rifiuti e risorse idriche Calabria [...] alle stesse condizioni di cui al decreto del Presidente della Regione Calabria n. 13 del 22 aprile 2022"	1
Lazio	LR n. 14/2022	Gli Ambiti territoriali ottimali (ATO) individuati dalla normativa regionale sono 5 e sono perimetrati in coincidenza con le Province della Regione: ATO Frosinone; ATO Latina; ATO Rieti; ATO Roma; ATO Viterbo. L'unico EGATO costituito è quello di Frosinone, rispetto al quale la Regione ha evidenziato la presenza di ricorsi pendenti dinanzi alla giustizia amministrativa. La Regione ha riferito che gli altri EGATO non sono stati ancora costituiti, "a causa anche dei ricorsi pendenti" ³¹	5
Marche	LR n. 24/2009, come modificata dalla LR n. 22/2018	La Regione riferisce che tutti gli Enti di governo dell'ambito sono stati costituiti in forma associativa dai Comuni, ma il "panorama regionale del livello di autonomia e di operatività delle ATA è estremamente vario: infatti con realtà adeguatamente strutturate e pienamente operanti (ATO 2 Ancona), coesistono contesti in cui gli EGATO sono ancora in fase di organizzazione attraverso percorsi di reclutamento del personale (ATO 3 Macerata, ATO 1 Pesaro e Urbino e in minor misura ATO 5 di Ascoli Piceno), o che patiscono ancora gli effetti di un ampio difetto di strutturazione (ATO 4 Fermo)"	5
Molise	LR n. 1/2016	La normativa regionale non individua l'Ente di governo dell'ambito ³²	1

(segue)

31 La Regione Lazio ha riferito che, con DGR 4 novembre 2022, n. 998, è stato approvato lo schema di statuto tipo degli Enti di governo d'ambito ottimale per la gestione integrata dei rifiuti urbani e con successiva DGR 16 novembre 2022, n. 1063 sono stati approvati i criteri per la determinazione della quota di rappresentanza dei comuni all'interno dell'EGATO.

32 La Regione Molise ha riferito che "si prevede di individuare l'Ente di governo d'ambito entro il 30 giugno 2024".

REGIONE	LEGGE O PROVVEDIMENTO REGIONALE DI RIFERIMENTO	ELEMENTI SPECIFICI DI CRITICITÀ SU COSTITUZIONE O OPERATIVITÀ DEGLI ENTI DI GOVERNO DELL'AMBITO	NUMERO DI AMBITI
Piemonte	LR n. 1/2018	La Regione Piemonte ha riferito che le funzioni riferibili all'Ambito territoriale ottimale regionale sono svolte in forma associata da tutti i Consorzi di area vasta, dalla Città di Torino, dalla Città metropolitana di Torino e dalle Province, attraverso un'apposita "Conferenza d'ambito", che opera in nome e per conto degli enti associati, con autonomia funzionale, organizzativa, patrimoniale, finanziaria e contabile. Con delibera 22 ottobre 2021, n. 10-3952, la Giunta regionale ha provveduto all'approvazione degli schemi tipo di convenzione e di statuto per la costituzione della conferenza d'ambito territoriale regionale per l'organizzazione delle funzioni di ambito regionale afferenti al servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani. Tutti i soggetti coinvolti, ovvero Consorzi di area vasta – Città di Torino, Città metropolitana di Torino e Province –, hanno provveduto all'approvazione degli schemi tipo di convenzione e statuto sopra richiamati. Secondo quanto evidenziato dagli uffici regionali, sono in corso le fasi propedeutiche alla costituzione della Conferenza d'ambito e, in considerazione della molteplicità degli adempimenti successivi alla costituzione, si prevede la piena operatività della medesima a partire da gennaio 2024	1
Sardegna	DGR 23 dicembre 2016, n. 69/2015	La Regione Sardegna ha riferito che il PRGR perimetra un unico Ambito territoriale ottimale, coincidente con l'intero territorio regionale. Non avendo, però, il Consiglio regionale legiferato in materia, non è stato istituito l'Ente di governo dell'Ambito territoriale ottimale ³³	1
Veneto	LR n. 52/2012	La Regione riferisce che il Consiglio di bacino Padova Sud "non è ancora operativo in quanto oltre a non aver ancora istituito l'Ufficio del consiglio di bacino e nominato il suo Direttore, non vi è stato il trasferimento, da parte dei soppressi Enti di bacino, della titolarità dei rapporti giuridici in essere"	1
Provincia autonoma di Bolzano	LP n. 1/2023	La LP n. 1/2023 prevede l'individuazione di una Autorità d'ambito, attraverso la quale la provincia, i comuni e le comunità comprensoriali esercitano in forma associata le funzioni e le attività in materia di rifiuti urbani. L'Autorità d'ambito sarà costituita con la sottoscrizione di una convenzione da parte degli enti sopra citati. I tempi di adeguamento sono fissati nella citata LP n. 18/2007 (come modificata e integrata con LP n. 1/2023) e prevedono un arco temporale di massimo 5 anni. L'EGATO, quindi, al momento non è costituita	1
Provincia autonoma di Trento	LP n. 3/2006	EGATO per i servizi di raccolta non individuati dalla normativa provinciale. Attualmente le competenze sul servizio di raccolta sono svolte dai Comuni, che spesso hanno delegato la gestione alle Comunità di valle, secondo un modello territoriale legato ai bacini di raccolta	ATO non individuato

Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni di regioni e province autonome.

Alla luce di quanto sopra rappresentato, il percorso di riordino dell'organizzazione del settore – così come delineato dall'art. 3-bis del DL n. 138/2011 – risulta a oggi non pienamente compiuto sul territorio nazionale, tanto che l'Autorità, alla luce dell'eterogeneità della soluzione istituzionale locale di volta in volta rilevata, ha da tempo adottato la definizione di "Ente territorialmente competente" (ETC), inteso come "l'Ente di governo dell'ambito, laddove costituito e operativo, o, in caso contrario, la regione o la provincia autonoma o altri enti competenti secondo la normativa vigente" (ricomprendendo quindi in tale definizione anche i comuni).

³³ La Regione Sardegna ha riferito che, ai fini dell'istituzione dell'Ente di governo, con delibera 16 febbraio 2022, 5/28 la Giunta regionale ha approvato il programma normativo annuale per il 2022, individuando i disegni di legge da proporre nel corso del 2022 e, tra questi, quelli da sottoporre ad analisi di impianto della regolazione (AIR). L'elenco riporta, tra gli altri, il disegno di legge concernente "Norme per l'attuazione in Sardegna della gestione sostenibile dei rifiuti e l'istituzione dell'Autorità per il servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani della Sardegna", proposto dall'Assessorato della difesa dell'ambiente.

Considerando i dati più aggiornati a disposizione dell'Autorità – come desumibili dalla trasmissione di circa 5.987 proposte tariffarie per la determinazione della TARI (e dei relativi piani economico-finanziari) per il periodo 2022-2025, riferibili a circa 52 milioni di abitanti – risulta (come meglio dettagliato nei paragrafi successivi del presente Capitolo) che:

- i 2.554 Enti territorialmente competenti (adempienti agli obblighi previsti dalla regolazione tariffaria) sono prevalentemente comuni (2.485), mentre dei restanti 69 sono qualificabili come Enti di governo dell'ambito solo quelli che risultano operativi tra i soggetti richiamati alla precedente tavola 6.3;
- dei citati ETC classificati come Enti di governo dell'ambito, la quasi totalità procede a predisporre piani economico-finanziari (e connessi corrispettivi) comunque differenziati a livello comunale, mentre un numero limitato di ETC predispongono un piano economico-finanziario unico per l'intero territorio di pertinenza (come il Consiglio di bacino Priula e il Consiglio di bacino Sinistra Piave) o unico per unioni di comuni³⁴.

Pertanto, la platea dei soggetti in capo ai quali la regolazione pone obblighi di validazione e di trasmissione dei dati e degli atti elaborati dai gestori, appare poliedrica, denotando potenzialità di razionalizzazione degli assetti locali ancora da cogliere pienamente.

Partecipazione degli enti locali agli EGATO

L'art. 3-bis del DL n. 138/2011 prevede che gli enti locali partecipino obbligatoriamente agli Enti di governo degli ambiti istituiti o designati dalle rispettive regioni. Qualora gli enti locali non aderiscano ai predetti Enti di governo, il Presidente della regione esercita i poteri sostitutivi, previa diffida all'ente locale ad adempiere entro il termine di trenta giorni.

Alla luce delle informazioni a oggi acquisite, con riguardo alle aree territoriali in cui gli Enti di governo sono stati individuati, sussistono criticità nel perfezionamento dei procedimenti di partecipazione degli enti locali nelle seguenti Regioni:

- Calabria, ove su 404 Comuni risulta che solo *"199 hanno aderito all'ente di governo e 4 sono stati commissariati"*³⁵;
- Lazio, ove risulta diffuso il fenomeno – ancorché non quantificato dalla Regione nel riscontro trasmesso all'Autorità – della mancata adesione degli enti locali sia al costituito EGATO di Frosinone sia ai costituendi soggetti territorialmente competenti per i restanti ATO laziali;
- Sicilia, ove solo 1 Comune³⁶ non risulta avere ancora aderito al soggetto territorialmente competente.

In diverse aree del paese (Campania, Puglia e Veneto) le criticità relative alla partecipazione degli enti locali ai relativi EGATO sono state positivamente risolte, nel corso di questi ultimi anni, mediante l'esercizio dei poteri sostitutivi da parte degli organismi regionali competenti.

³⁴ Nel complesso, i piani economico-finanziari pluricomunali risultano 26, a fronte dei 5.961 documenti di programmazione di livello comunale.

³⁵ Si tratta dei comuni Pianopoli (CZ), Acquaformosa (CS), San Giovanni Gerace (RC), Gioia Tauro (RC).

³⁶ Comune di Misiliscemi (TP) *"di recente costituzione e per cui si sta avviando la procedura di annessione alla SRR di riferimento"*.

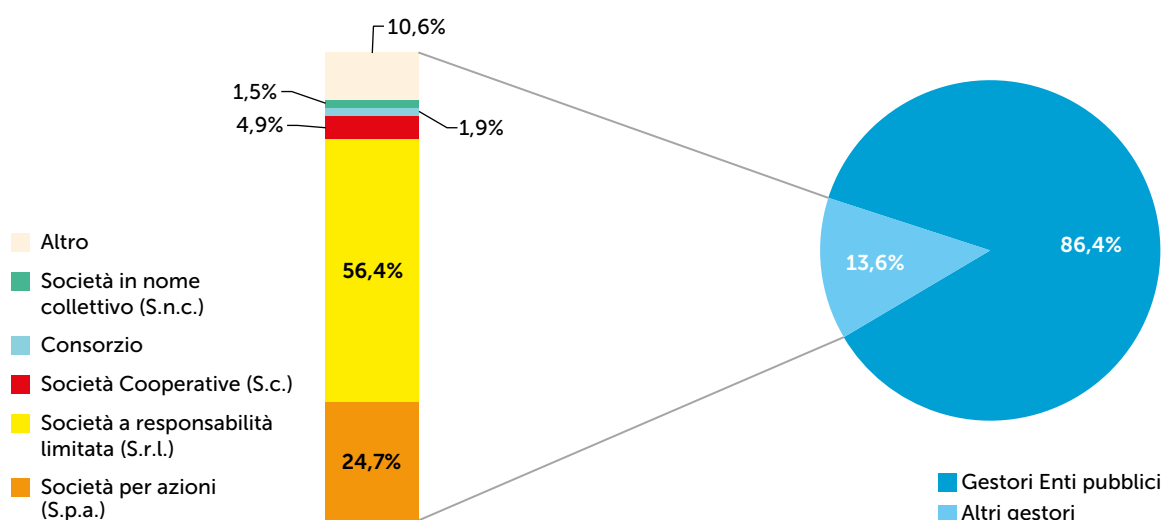
Struttura del settore

A maggio 2023 risultano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 8.101 soggetti con un incremento rispetto allo scorso anno di 258 nuovi iscritti³⁷. Il quadro generale non mostra grandi cambiamenti rispetto allo scorso anno; si rileva una certa stabilità rispetto alla tipologia delle attività svolte dai soggetti iscritti e alla natura giuridica degli stessi.

I soggetti iscritti come Enti territorialmente competenti permangono in numero elevato (pari a 3.550), seppure in progressiva riduzione³⁸, a conferma di un processo di organizzazione territoriale del servizio ancora incompleto per la cui analisi si rinvia a quanto illustrato nel paragrafo relativo al monitoraggio degli assetti istituzionali locali.

In relazione alla natura giuridica dei soggetti iscritti come gestori (pari a 7.888), la figura 6.1 mostra che continuano a essere in prevalenza (86,4%) Enti pubblici. Nella maggioranza dei casi (66,6%) i gestori risultano inoltre accreditati per una singola attività e solo raramente (1,9%) per tutte le attività del ciclo (Fig. 6.2)³⁹.

FIG. 6.1 Natura giuridica dei gestori iscritti in Anagrafica



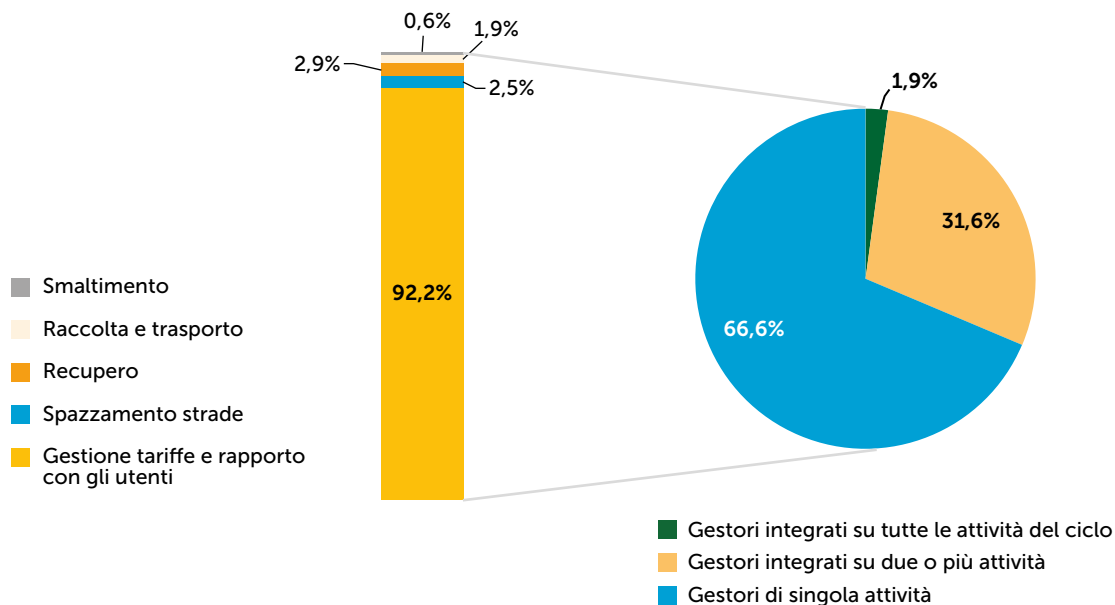
Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

³⁷ L'apertura dell'Anagrafica operatori al settore dei rifiuti urbani   stata introdotta con la delibera 27 dicembre 2018, 715/2018/R/rif.

³⁸ Rispetto alla *Relazione Annuale* dello scorso anno, si rileva una riduzione del numero di Enti territorialmente competenti riconducibile principalmente alla costituzione dell'Autorit  gestione integrata rifiuti urbani regione Abruzzo (AGIR).

³⁹ Nell'analisi non sono stati ricompresi i soggetti che svolgono due o pi  attivit  inerenti a combinazioni ritenute marginali rispetto al totale, e pari al 3,7% del campione (per esempio, gestione tariffe e rapporti con gli utenti e recupero).

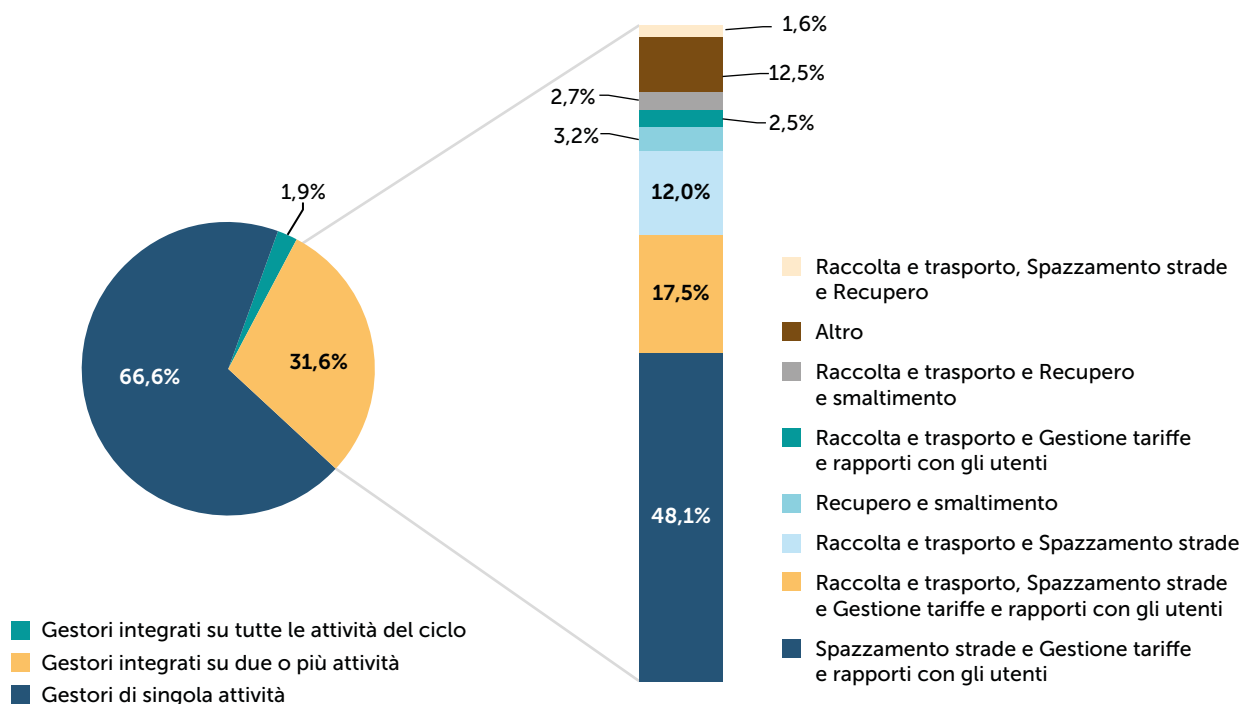
FIG. 6.2 Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

In merito alla tipologia di attività svolta, fra i gestori di singole attività il maggior numero si osserva fra quelli che si sono accreditati per l'attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti (92%), a fronte di quello più basso riscontrato per i gestori dell'attività di smaltimento (0,6%). Rispetto ai gestori che si sono accreditati per due o più attività (Fig. 6.3), la combinazione più frequente si osserva fra quelli che hanno dichiarato l'attività di spazzamento strade e di gestione tariffe e rapporto con gli utenti (48,1%), seguiti da quelli che svolgono, oltre a queste, anche l'attività di raccolta e trasporto (17,5%).

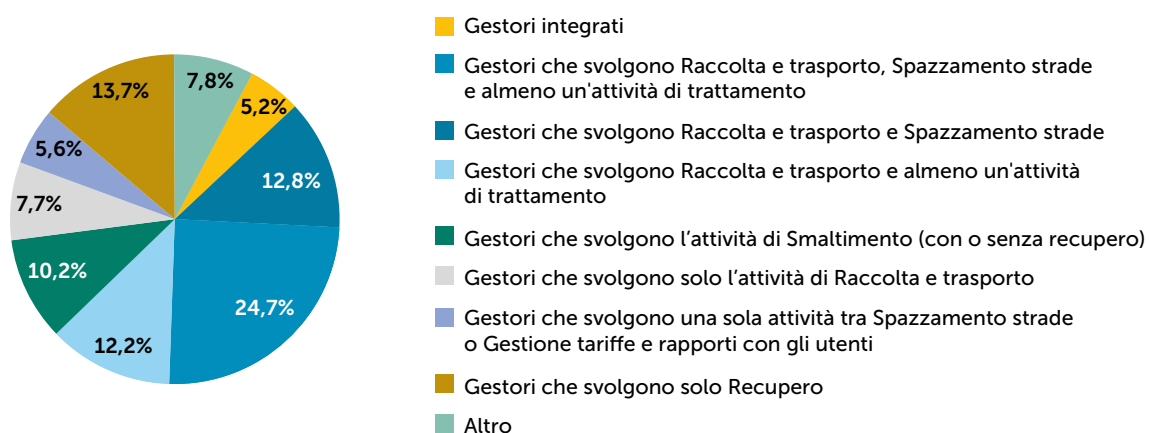
FIG. 6.3 Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Dall'analisi, invece, dei soggetti accreditati in Anagrafica come gestori aventi natura giuridica diversa da Ente pubblico (13,5%), la combinazione più frequente si osserva fra quelli che svolgono congiuntamente l'attività di raccolta e trasporto e spazzamento strade (24,7%), seguiti dai gestori che oltre alle suddette attività svolgono anche un'attività di trattamento (12,8%). Solo il 5,2% dei gestori che non hanno natura di Ente pubblico risulta invece integrato su tutte le attività del ciclo (Fig. 6.4).

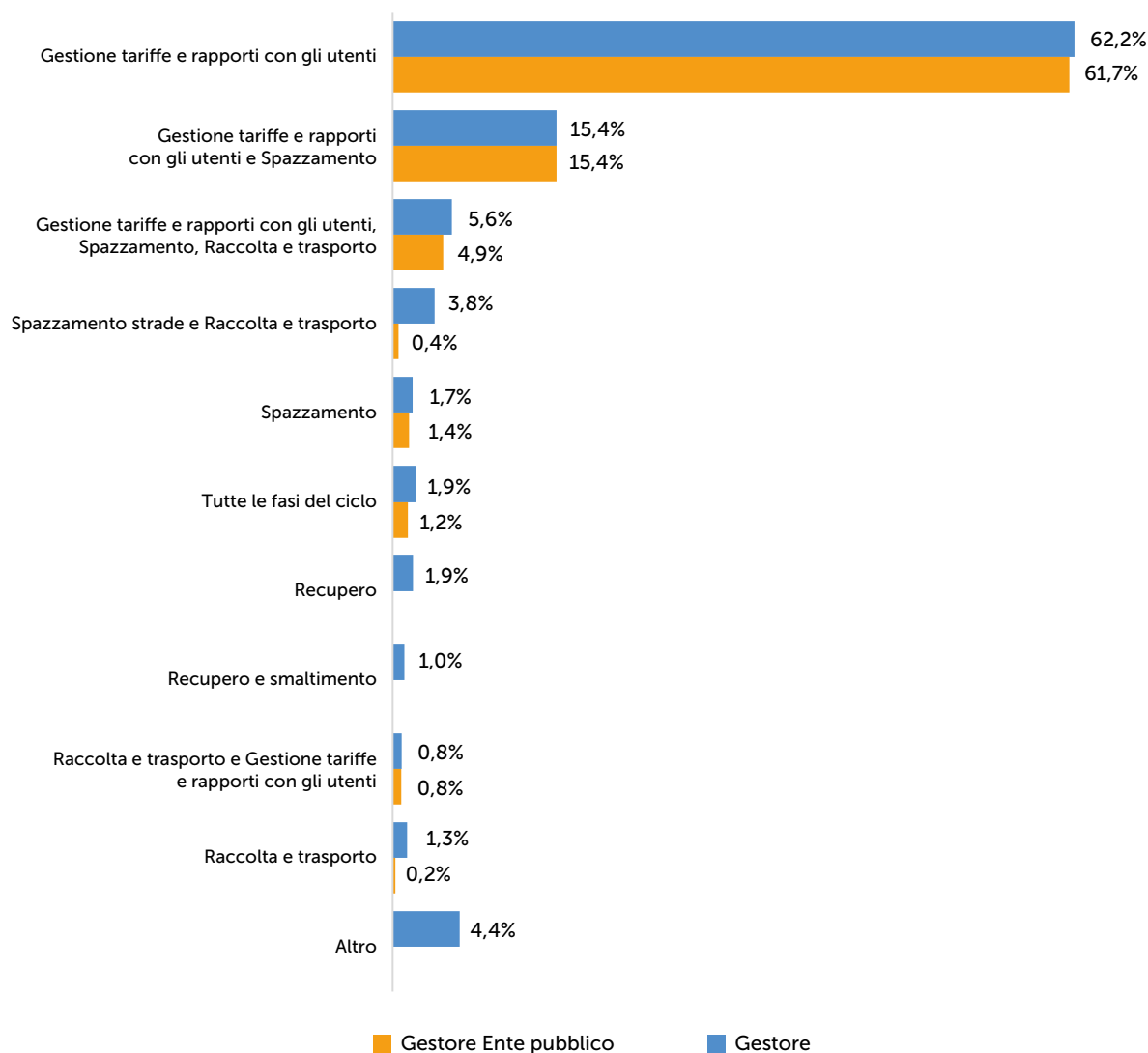
FIG. 6.4 Gestori non Enti pubblici per attività svolta



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Si rileva, infine, anche per l'anno 2023, una considerevole presenza di gestori aventi natura di Ente pubblico e che svolgono le attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti e spazzamento strade (Fig. 6.5).

FIG. 6.5 Gestori Enti pubblici per attività svolta

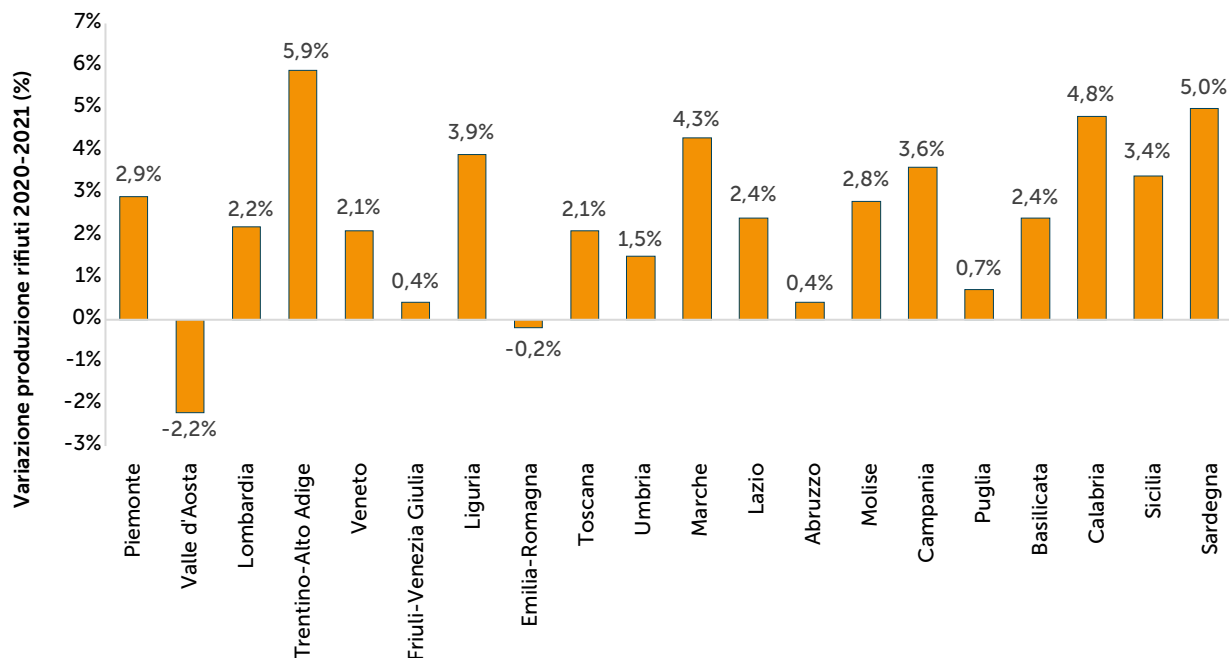


Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Produzione e raccolta dei rifiuti

Nel 2021 la produzione nazionale dei rifiuti urbani è stata pari a circa 29,6 milioni di tonnellate, in aumento del 2,3% rispetto al 2020. Tali dati riflettono la ripresa economica *post* pandemia dell'economia nazionale, pur se in maniera più contenuta rispetto agli indicatori socio-economici, PIL e spesa delle famiglie, che fanno registrare rispettivamente incrementi pari al 6,7% e al 5,3%.

Guardando al dettaglio delle Regioni (Fig. 6.6), si può notare in particolare che, a eccezione della Valle d'Aosta e dell'Emilia-Romagna, nel 2021, tutte le Regioni hanno fatto rilevare un aumento dei rifiuti prodotti. In particolare, i maggiori incrementi si osservano per il Trentino-Alto Adige (+5,9%), per le Marche (+4,3%), per la Sardegna (+5%) e per la Calabria (+4,8%).

FIG. 6.6 Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani dal 2020 al 2021

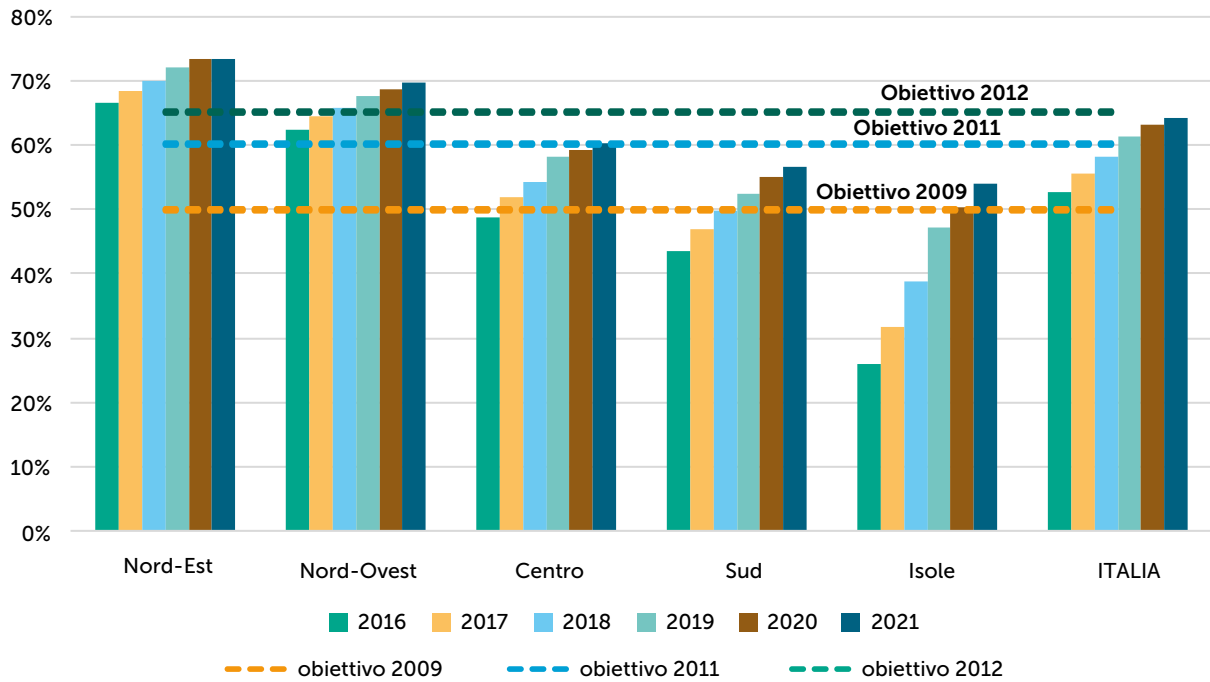
Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2022.

D'altro canto, si conferma la tendenza alla crescita della raccolta differenziata, nel 2021 pari al 64% della produzione nazionale (in termini quantitativi, quasi 19 milioni di tonnellate di rifiuti differenziati), con una crescita di un punto rispetto al 2020.

In particolare, nelle Regioni del Nord-Est e del Nord-Ovest si osserva il conseguimento dell'obiettivo del 65% previsto per il 2012 dal decreto legislativo n. 152/2006, con una raccolta differenziata pari rispettivamente al 73,3% e al 69,6% della produzione totale dei rifiuti urbani prodotti; mentre il Centro, il Sud e le Isole si attestano rispettivamente al 60,4%, al 56,5% e al 54% di raccolta differenziata (Fig. 6.7)⁴⁰.

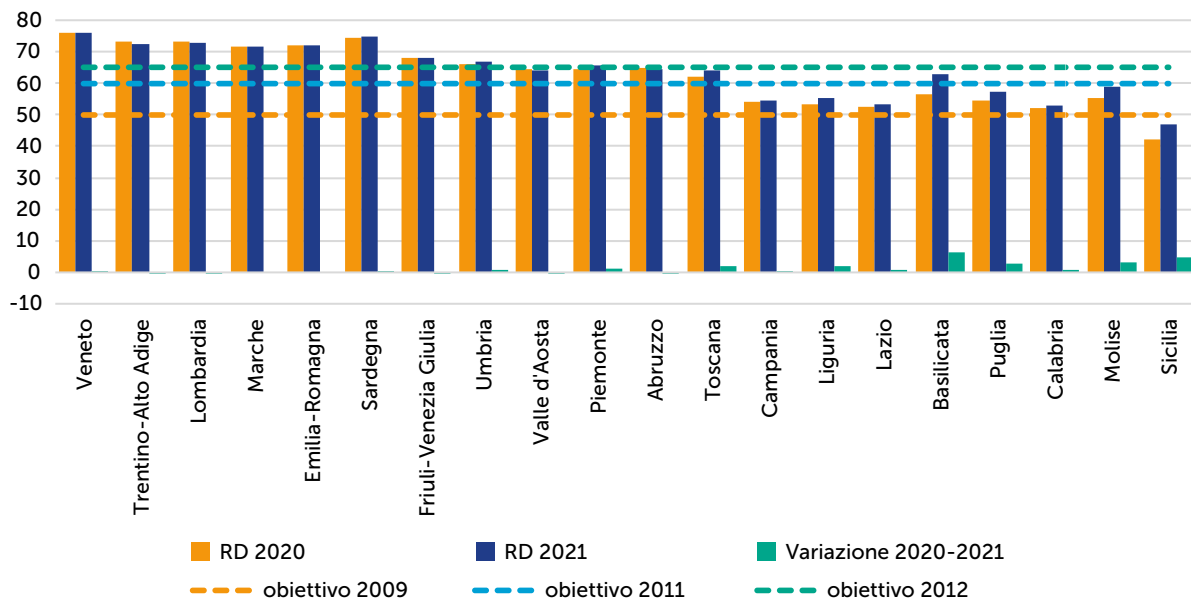
⁴⁰ Le elaborazioni sono state effettuate considerando le seguenti aree geografiche: Nord-Est (Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Veneto ed Emilia-Romagna); Nord-Ovest (Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia e Liguria); Centro (Toscana, Marche, Umbria e Lazio); Sud (Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata e Calabria); Isole (Sardegna e Sicilia).

FIG. 6.7 *Andamento della raccolta differenziata dal 2018 al 2021 per aree geografiche e confronto con gli obiettivi*



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2022.

FIG. 6.8 *Andamento della raccolta differenziata per regione negli anni 2020 e 2021*



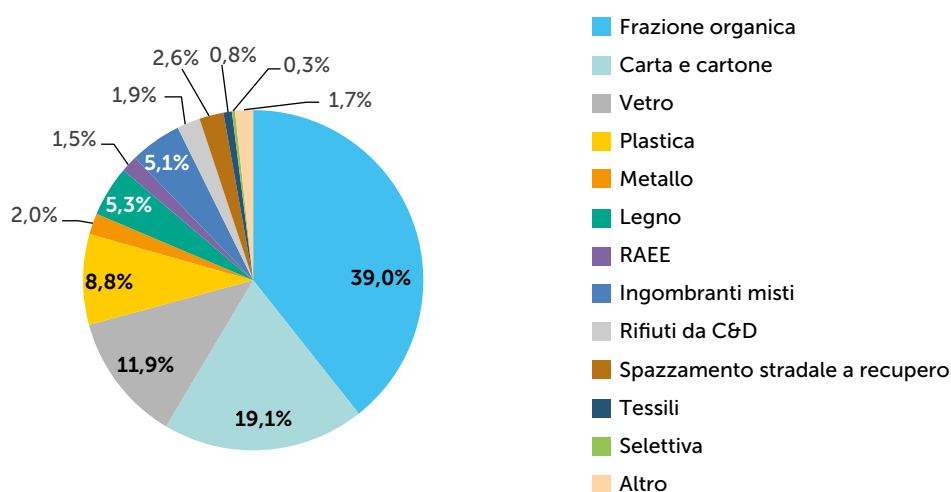
Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2022.

In linea con il 2020, l'area geografica in cui si rileva il maggiore incremento di raccolta differenziata è quella delle Isole con un aumento di 3,7 punti, seguita dal Sud con un aumento di 1,4 punti.

Tuttavia, nonostante tale crescita, persiste ancora un'elevata eterogeneità dei risultati raggiunti a livello territoriale (Fig. 6.8), che vede coesistere Regioni principalmente del Nord che superano l'obiettivo del 65% fissato dalla normativa (Veneto, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Marche, Emilia-Romagna, Sardegna, Friuli-Venezia Giulia e Umbria), con realtà principalmente localizzate al Sud che, nonostante un miglioramento importante registrato nel 2020, sono ancora lontane rispetto dall'obiettivo (Sicilia, Molise, Calabria, Puglia e Basilicata).

Per quanto riguarda la composizione della raccolta differenziata (Fig. 6.9), le principali frazioni risultano essere: quella organica 39%, carta e cartone 19%, vetro 11,9%, plastica 8,8%, legno 5,3% e metallo 2%.

FIG. 6.9 Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2021



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2022.

La direttiva 2008/98/CE⁴¹ ha previsto che entro il 2020 il target per la preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio debba essere pari complessivamente almeno al 50% in termini di peso dei rifiuti, come minimo di carta, metalli, plastica e vetro provenienti dai nuclei domestici e possibilmente di altra origine, nella misura in cui tali flussi di rifiuti sono simili a quelli domestici. Successivamente, con la direttiva 2018/851/UE⁴², che ha introdotto nuovi obiettivi in materia di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio, è stato previsto che tali target si applichino non a specifiche frazioni merceologiche ma all'intero ammontare dei rifiuti urbani e che entro il 2025 il target, in peso, sia aumentato al 55%, entro il 2030 al 60% ed entro il 2035 al 65%. Inoltre, per i nuovi obiettivi introdotti dalla direttiva 2018/851/UE, i criteri di calcolo applicabili appaiono più rigidi e non prevedono più la possibilità di selezionare a quali tipologie di rifiuti applicare la misurazione dell'obiettivo⁴³.

In tal senso, sulla base delle elaborazioni fornite da ISPRA, la percentuale di preparazione per il riutilizzo e il riciclo si attesta al 48,1%⁴⁴ (Fig. 6.10).

⁴¹ Recepita nell'ordinamento nazionale dal decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205 che ha introdotto gli obiettivi di riciclaggio all'art. 181 del DLgs n. 152/2006.

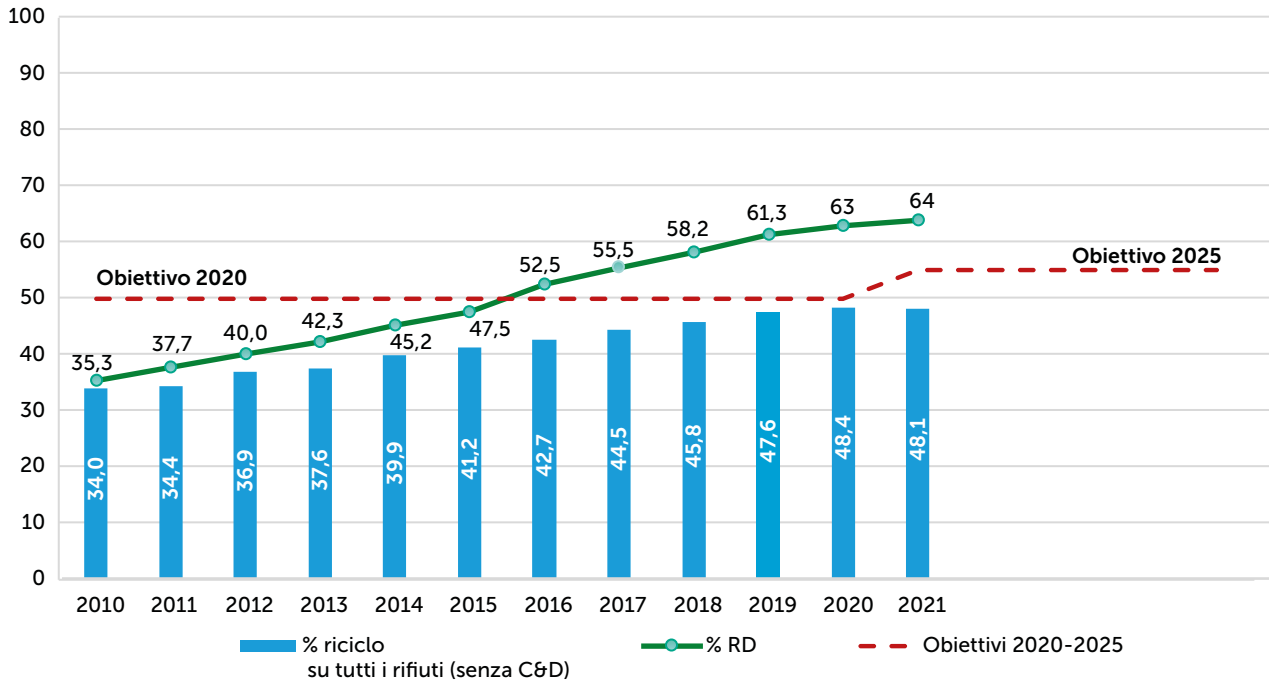
⁴² Tali nuovi obiettivi sono stati recepiti, nell'ordinamento nazionale, dal decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116 che ha modificato l'art. 181 del DLgs n. 152/2006.

⁴³ In applicazione delle modifiche introdotte dalla direttiva 2018/851/UE (art. 11-bis) e dalla decisione di esecuzione 2019/1004/UE.

⁴⁴ La quota dei rifiuti da costruzione e demolizione (di seguito: C&D) intercettati nella raccolta differenziata è stata esclusa dai calcoli per il computo delle percentuali di riciclo sulla base delle definizioni di rifiuti urbani data dalla direttiva 2008/98/CE, così come modificata dalla direttiva 2018/851/UE, e recepita, nell'ordinamento nazionale, dal DLgs n. 116/2020.

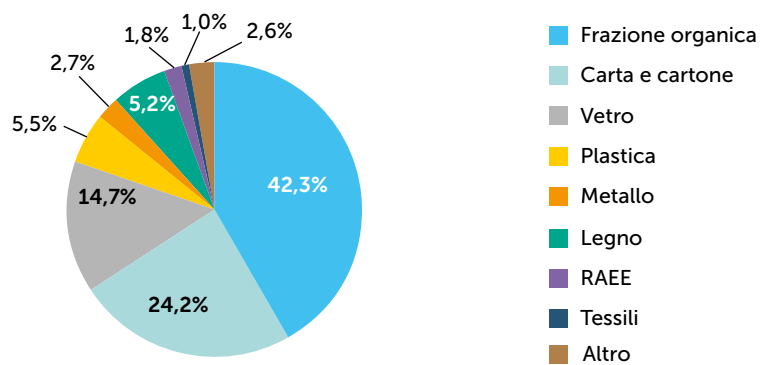
Infine, la ripartizione del quantitativo avviato a riciclo per frazione merceologica mostra che il 42,3% è costituito dalla frazione organica, il 24,2% da carta e cartone, il 14,7% dal vetro, il 5,5% dalla plastica e il 5,2% dal legno (Fig. 6.11).

FIG. 6.10 Percentuali di riciclo e raccolta differenziata dal 2010 al 2021 a confronto con gli obiettivi comunitari



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2022.

FIG. 6.11 Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2021



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2022.

Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio

Nel 2022 ha preso avvio il secondo periodo di regolazione tariffaria del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, in cui trova applicazione il Metodo tariffario rifiuti di cui all'allegato A alla delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif (MTR-2).

Da un lato, il nuovo metodo tariffario conferma l'impostazione generale adottata con il precedente MTR⁴⁵, basata sulla verifica e sulla trasparenza dei costi, richiedendo che la determinazione delle entrate tariffarie avvenga sulla base di dati certi, validati e desumibili da fonti contabili obbligatorie e che la dinamica per la loro definizione sia soggetta a un limite di crescita, differenziato in ragione degli obiettivi di miglioramento della qualità del servizio reso agli utenti e/o di ampliamento del perimetro gestionale individuati dagli Enti territorialmente competenti (ETC).

Dall'altro, l'MTR-2 introduce alcuni importanti elementi di novità, i più rilevanti dei quali sono sintetizzati di seguito. Per una descrizione di maggiore dettaglio, si rimanda alla descrizione del Metodo riportata nel Volume 2 di questa *Relazione Annuale*.

Nel nuovo Metodo è prevista, innanzitutto, una durata quadriennale (2022-2025) per la valorizzazione delle componenti di costo riconosciute e delle connesse entrate tariffarie, come risultanti dal Piano economico-finanziario (PEF). La predisposizione tariffaria è comunque soggetta a un aggiornamento di cadenza biennale (e non più annuale, come invece previsto per gli anni 2020 e 2021 dall'MTR), fatta salva la possibilità di un'eventuale revisione infra-periodo della stessa, qualora ritenuto necessario dall'ETC al verificarsi di circostanze straordinarie e tali da pregiudicare gli obiettivi indicati nel Piano.

L'MTR-2 conferma e rafforza gli incentivi allo sviluppo di attività di valorizzazione dei materiali recuperati e/o dell'energia prodotta e ceduta che si realizzano tramite un meccanismo di *sharing* (inteso come ripartizione dei benefici tra gestori e utenti), consolidando il legame tra incentivo e potenziale contributo dell'*output* recuperato al raggiungimento dei target europei. In particolare, l'MTR-2 prevede che il parametro ω_a ⁴⁶ sia determinato in coerenza con le valutazioni compiute in merito al rispetto degli obiettivi di raccolta differenziata raggiunti (misurato attraverso il coefficiente $\gamma_{1,a}$) e al livello di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo (misurato con $\gamma_{2,a}$).

Relativamente al limite di crescita delle entrate tariffarie, l'MTR-2:

- ha introdotto una serie di nuove previsioni volte a tenere conto di eventuali oneri derivanti dall'adeguamento ai nuovi standard di qualità, dei costi di gestione rispetto a uno specifico *benchmark* di costo e dei relativi risultati di qualità ambientale, così come per effetto di nuovi obblighi normativi (si veda in questo senso il

45 Allegato A alla delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif.

46 Si ricorda che tale parametro è impiegato per la determinazione del fattore di *sharing* dei proventi derivanti dai corrispettivi riconosciuti dai sistemi collettivi di *compliance*, b $(1 + \omega_j)$.

decreto legislativo n. 116/2020 in materia di qualificazione dei rifiuti prodotti da utenze non domestiche e di possibilità, per tale tipologia di utenza, di conferire i rifiuti urbani al di fuori del servizio pubblico);

- ha aggiornato il valore massimo del coefficiente QL_a , incrementandolo al 4%, rispetto al precedente 2%, al fine di tenere conto degli eventuali oneri derivanti dall'adeguamento ai nuovi standard di qualità successivamente introdotti dalla delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif, e dal relativo allegato A (TQRIF);
- prevede che il coefficiente di recupero di produttività X_a sia determinato tenendo conto congiuntamente del costo unitario effettivo della gestione (ponendolo a confronto con uno specifico *benchmark* di costo) e dei relativi risultati di qualità ambientale raggiunti (determinati, ancora una volta, dai livelli di raccolta differenziata e di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e di riciclo);
- stabilisce che possa essere valorizzato un ulteriore coefficiente, denominato $C116_a$, per tenere conto degli eventuali impatti sui costi della gestione derivanti dall'attuazione delle norme del decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116 (decreto legislativo n. 116/2020) in materia di qualificazione dei rifiuti prodotti da utenze non domestiche e di possibilità per tale tipologia di utenza di conferire i rifiuti urbani al di fuori del servizio pubblico⁴⁷;
- coerentemente con le sopra richiamate previsioni sul limite alla crescita, prevede la facoltà di ricorrere alla valorizzazione di componenti di costo previsionali finalizzate alla copertura dei costi aggiuntivi per la *compliance* con gli standard del TQRIF, $CQ_{TV,a}^{exp}$ e $CQ_{TF,a}^{exp}$, nonché alla copertura dei maggiori costi (o alla valorizzazione dei minori oneri) connessi all'attuazione del decreto legislativo n. 116/2020, $CO116_{TV,a}^{exp}$ e $CO116_{TF,a}^{exp}$;
- con riferimento alle scadenze che hanno impatto sull'attività istruttoria dell'Autorità, oggetto dei paragrafi seguenti, una serie di interventi del legislatore (descritti nel Volume 2 della *Relazione Annuale*) ha posticipato il termine per l'approvazione della TARI 2022, fissandone la scadenza, da ultimo, al 31 agosto 2022. Ciò significa che il termine previsto dalla delibera 363/2021/R/rif per la trasmissione delle predisposizioni tariffarie è stato il 30 settembre 2022⁴⁸.

L'MTR-2 ha altresì introdotto una regolazione tariffaria asimmetrica per i differenti servizi di trattamento (recupero e smaltimento dei rifiuti), attraverso opzioni regolatorie articolate sulla base del grado di integrazione del soggetto incaricato della gestione dei rifiuti (distinguendo tra gestore integrato e gestore non integrato), nonché della valutazione del livello di efficacia dell'eventuale esistenza di pressione competitiva nel contribuire alla promozione dell'efficienza allocativa (distinguendo, in tal senso, tra impianti di chiusura del ciclo "minimi" e impianti di chiusura del ciclo "aggiuntivi", soggetti a differenti obblighi regolatori).

Anche per la predisposizione del Piano economico-finanziario relativo ai servizi di trattamento erogati dagli impianti di chiusura del ciclo "minimi" e da quelli intermedi da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti "minimi" è prevista una durata quadriennale (2022-2025), con aggiornamento al termine di ciascun biennio, e fatta salva la possibilità di un'eventuale revisione infra-periodo della stessa, qualora ritenuto necessario dall'organismo competente alla validazione, al verificarsi di circostanze straordinarie e tali da pregiudicare gli obiettivi indicati nel Piano medesimo.

La scadenza per la prima approvazione delle predisposizioni tariffarie è stata fissata per il 30 aprile 2022.

47 Si ricorda che il valore di tale coefficiente può essere determinato nell'intervallo 0-3%, assicurando, tuttavia, che non risulti superato il valore massimo del limite alla crescita corrispondente alla massima valorizzazione dei coefficienti QL_a e PG_a .

48 Più di recente, a opera del decreto del Ministro dell'interno 19 aprile 2023, è stato previsto il differimento, al 31 maggio 2023, del termine per la deliberazione del bilancio di previsione degli enti locali, cui è agganciato quello per la deliberazione della TARI, con presumibili effetti sulla tempistica di trasmissione delle eventuali istanze di revisione infra-periodo dei Piani economico-finanziari 2022-2025.

Nei successivi paragrafi è presentato il quadro delle predisposizioni tariffarie relative al servizio integrato trasmesse dagli ETC all'Autorità, con particolare riferimento al Piano economico-finanziario 2022-2025, e sono descritte le proposte approvate dall'Autorità proseguendo, rispetto a quanto già presentato nelle precedenti edizioni della *Relazione Annuale*, l'illustrazione delle predisposizioni approvate relative alle annualità 2020 e 2021 e introducendo l'analisi di quelle relative al 2022-2025.

Per quanto concerne le predisposizioni relative ai servizi di trattamento, si fornisce un quadro aggiornato delle proposte trasmesse.

Predisposizioni tariffarie 2022-2025 trasmesse all'Autorità

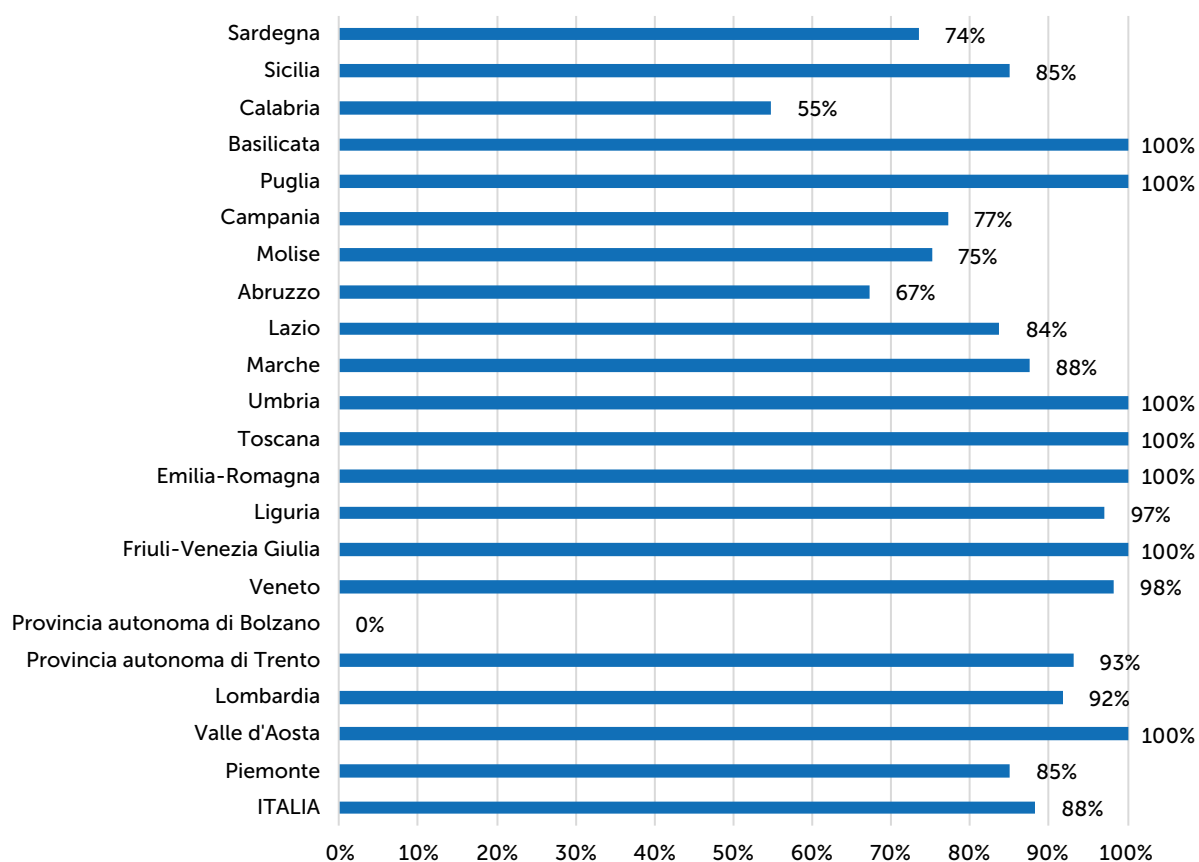
Con riferimento al Piano economico-finanziario 2022-2025, l'Autorità ha ricevuto le predisposizioni tariffarie relative a 5.987 ambiti tariffari⁴⁹ – di cui 5.961 comunali e 26 pluricomunali⁵⁰ – per un totale di circa 52,3 milioni di abitanti serviti (pari a circa il 90% della popolazione nazionale).

La figura 6.12 rappresenta le predisposizioni tariffarie riferite al secondo periodo regolatorio trasmesse per singola regione, in termini di popolazione interessata rispetto alla popolazione residente. La quota di popolazione interessata dalle suddette proposte coincide o si avvicina al 100% per Basilicata, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Puglia, Toscana, Umbria, Valle d'Aosta e Veneto; si attesta attorno al 90% per Lombardia, Marche e Provincia di Trento e sopra all'80% per Lazio, Piemonte e Sicilia; mentre il corrispondente dato per la Campania è di poco al di sotto di tale soglia. Per tutte le restanti regioni la quota di popolazione interessata è attorno al 70%, fatta eccezione per la Calabria, per la quale è pari a circa il 55%. La Provincia autonoma di Bolzano, infine, risulta inadempiente.

49 I dati riportati sono aggiornati al 13 aprile 2023.

50 Si ricorda che, anche nel caso di un bacino di affidamento che interessi una pluralità di territori comunali, ciascun comune si qualifica, ai sensi dell'MTR-2, come un ambito tariffario (ambito comunale), fatta eccezione per il caso in cui in tutti i comuni del bacino si applichi la medesima tariffa (ambito pluricomunale).

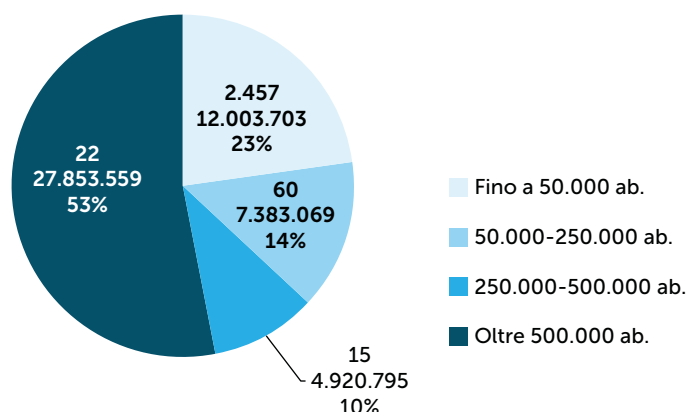
FIG. 6.12 Predisposizioni tariffarie trasmesse all'Autorità relative al periodo 2022-2025, per regione (% popolazione servita)



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

La trasmissione è stata effettuata da 2.554 ETC, di cui 2.485 (97% del totale) operano per un singolo comune, mentre i restanti 69 svolgono le relative funzioni per più comuni; tra questi, i maggiori 20 hanno presentato proposte per 2.294 ambiti tariffari, corrispondenti a circa il 38,5% delle predisposizioni complessivamente ricevute. In proposito, si osserva una graduale, seppure lenta, entrata in operatività di taluni enti competenti sovracomunali in specifiche aree del Paese.

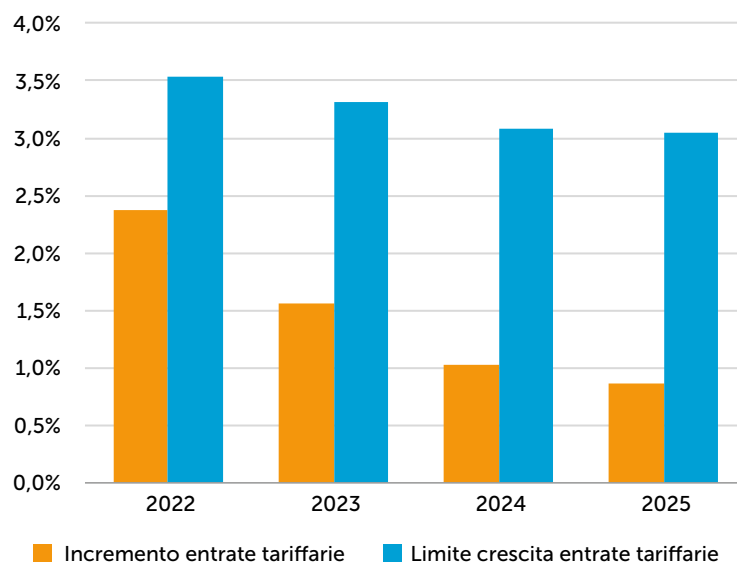
La successiva figura 6.13 illustra, con riferimento alla popolazione servita, le rilevanti differenze dimensionali degli ETC: i 37 enti più grandi in termini di popolazione interessata (ossia quelli che esercitano le proprie competenze su una quota di popolazione superiore a 250.000 abitanti) coprono il 63% della popolazione del campione. Diversamente, i restanti 2.517 riguardano, nel 98% dei casi, territori con meno di 50.000 abitanti e coprono complessivamente il 37% della popolazione del campione.

FIG. 6.13 Distribuzione degli ETC per classi dimensionali^(A)


(A) Per ciascuna classe dimensionale si indicano il numero di ETC, il numero di abitanti interessati dalle predisposizioni tariffarie trasmesse e la quota percentuale della popolazione interessata per la singola classe rispetto alla popolazione complessivamente coperta dalle predisposizioni trasmesse.

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Con riferimento ai contenuti delle predisposizioni tariffarie trasmesse, dall'analisi dei Piani economico-finanziari a disposizione dell'Autorità⁵¹ emergono, innanzitutto, incrementi delle entrate tariffarie che variano tra il 2,4% del 2022 e lo 0,9% del 2025⁵². Come illustrato nella figura 6.14, le variazioni sopra descritte si realizzano a fronte di un valore medio del limite alla crescita che varia tra il 3,5% del 2022 e il 3,1% del 2025⁵³.

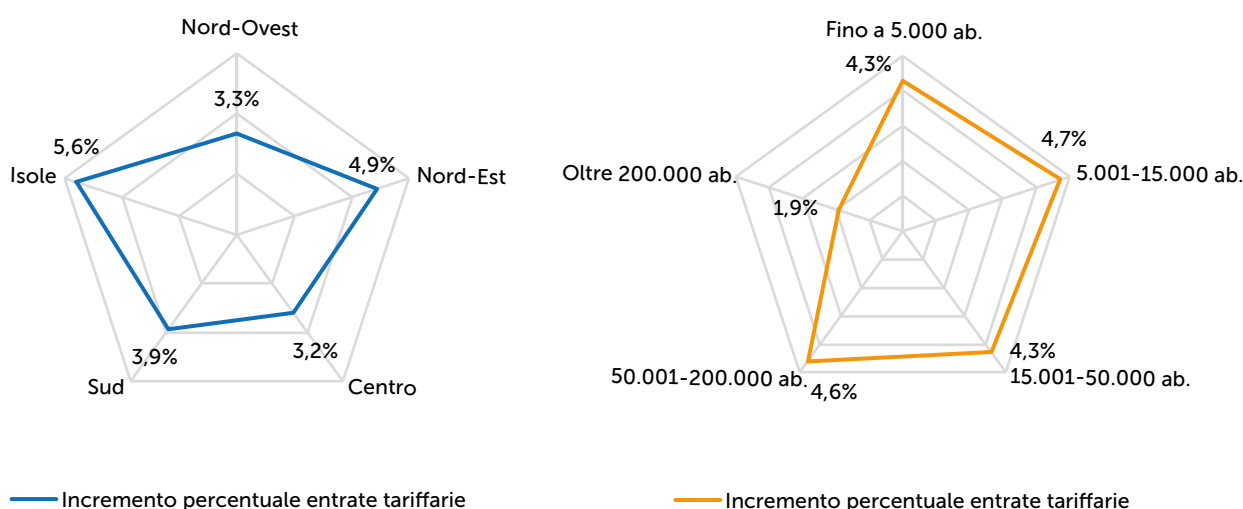
FIG. 6.14 Variazione media annuale delle entrate tariffarie nel secondo periodo regolatorio (%)


Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

51 I dati presentati di seguito si riferiscono a 5.735 predisposizioni tariffarie, rispetto alle circa 6.000 caricate sul portale *extranet* dedicato alla raccolta delle proposte. Più precisamente, sono stati esclusi poco più di 125 ambiti tariffari caratterizzati dall'indicazione sul portale di raccolta dati, da parte degli ETC interessati, di una probabile situazione di inattività complessivamente intesa di uno o più gestori, nonché un numero simile di ambiti per cui sono state trasmesse informazioni incomplete o evidentemente errate.

52 Tali dati sono calcolati come media – ponderata per il numero di abitanti residenti – delle variazioni delle entrate tariffarie di tutti gli ambiti, la cui predisposizione è stata oggetto di trasmissione all'Autorità (a eccezione degli ambiti esclusi, secondo quanto sopra descritto).

53 Anche tali valori sono ottenuti come media dei coefficienti fissati per ciascun ambito tariffario, ponderata per il numero di abitanti residenti in ciascun ambito tariffario. Ciò vale, in effetti, per tutti i dati medi illustrati in questo paragrafo.

FIG. 6.15 Variazione media delle entrate tariffarie nel biennio 2022-2023 (%)

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Con riferimento al biennio 2022-2023, guardando alla distribuzione geografica delle proposte, le variazioni più consistenti (+5,6% nel biennio) si osservano nelle Isole, mentre le più contenute (poco più del 3%) si rilevano al Centro e nella macro-area Nord-Ovest, come mostrato nella figura 6.15. La classificazione dei medesimi dati per dimensione dell'ambito tariffario (in termini di popolazione residente)⁵⁴ restituisce valori di crescita poco differenziati (attorno a +4,5%, nel complesso, sul biennio) per tutte le classi dimensionali, a eccezione di quella che include gli ambiti con popolazione superiore a 200.000 abitanti, per cui si osservano incrementi delle entrate tariffarie contenuti (+2% circa nel biennio).

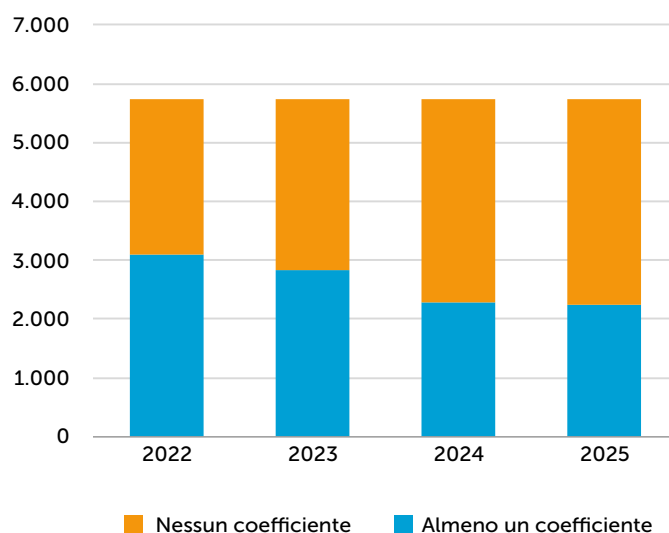
Di seguito si riportano alcuni dati relativi al ricorso, da parte degli ETC, agli strumenti di flessibilità nella determinazione delle entrate tariffarie e dei costi riconosciuti previsti dall'MTR-2, connessi al potenziamento o miglioramento del servizio, oppure a variazioni dello stesso legate all'attuazione del decreto legislativo n. 116/2020⁵⁵. Si rappresentano, altresì, taluni dati relativi all'impiego, da parte dei medesimi ETC, delle leve decisionali concepite per trasmettere segnali di incentivo ai gestori del servizio e finalizzate a sostenere i processi di investimento per la *circular economy* e di miglioramento del servizio.

⁵⁴ Si è fatto riferimento a 5 classi dimensionali: ambiti entro i 5.000 abitanti; ambiti la cui popolazione è compresa tra 5.001 e 15.000 abitanti; ambiti di 15.001-50.000 abitanti; ambiti di 50.001-200.000 abitanti; ambiti con popolazione superiore a 200.000 abitanti.

⁵⁵ Si ricorda come il decreto in oggetto contenga norme che, da un lato, innovano la definizione di "rifiuti urbani", soprattutto con riferimento ai rifiuti prodotti dalle utenze non domestiche, e, dall'altro, prevedono che gli utenti non domestici possano optare per il conferimento dei propri rifiuti al di fuori del servizio pubblico, "previa dimostrazione di averli avviati al recupero mediante attestazione rilasciata dal soggetto che effettua l'attività di recupero dei rifiuti stessi", divenendo pertanto "escluse dalla corresponsione della componente tariffaria rapportata alla quantità dei rifiuti conferiti", e che tale opzione possa essere esercitata per un periodo minimo di due anni (fatta salva la possibilità di riammissione (su richiesta) da parte del soggetto gestore del servizio pubblico prima di tale scadenza; si veda l'art. 238, comma 10, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152).

Con riferimento ai coefficienti che concorrono alla determinazione del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, la figura 6.16 mostra come, almeno per l'annualità 2022, per più del 50% degli ambiti tariffari sia stato valorizzato almeno un coefficiente tra QL_a , PG_a ⁵⁶ e $C116_a$ ^{57, 58}.

FIG. 6.16 Ricorso ai coefficienti per il limite alla crescita delle entrate tariffarie (numero ambiti)



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Più in dettaglio, i dati oggetto di analisi mostrano che il coefficiente QL_a , destinato a coprire, a partire dal 2022, anche i costi per l'adeguamento agli obblighi in termini di qualità del servizio disposti dal TQRIF, è stato valorizzato in circa 46 ambiti su 100 nel 2022-2023, per un valore medio (calcolato limitatamente agli ambiti per i quali il coefficiente è stato effettivamente impiegato) pari a 2,2%, come osservabile nella figura 6.17⁵⁹. Anche il ricorso al coefficiente PG_a è stato significativo, interessando nel 2022 il 26% degli ambiti tariffari, con una valorizzazione media pari a 1,8%. Infine, la valorizzazione del coefficiente $C116_a$ è avvenuta per il 5% degli ambiti nel 2022 e per il 3% degli ambiti nel 2023, con una valorizzazione media rispettivamente pari a 1,3% e 1,2%.

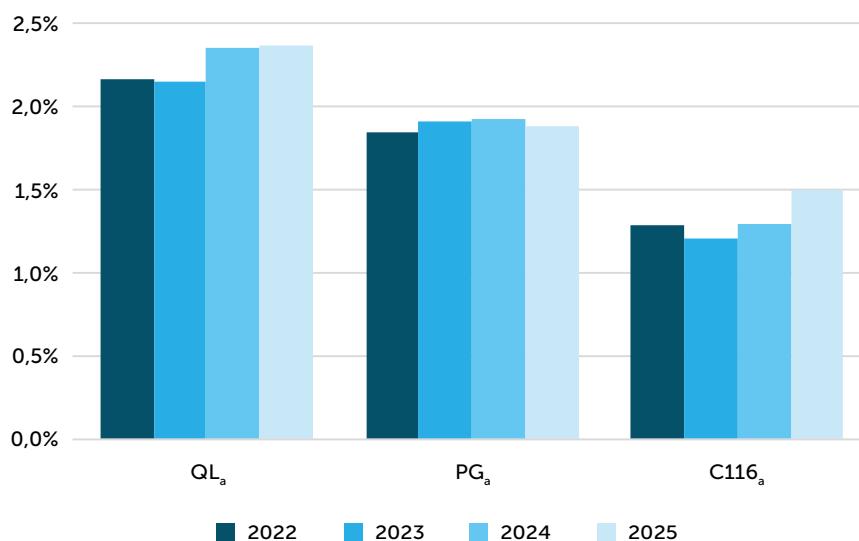
56 I coefficienti QL_a , per il miglioramento previsto della qualità e delle caratteristiche delle prestazioni erogate agli utenti, e PG_a , connesso alle modifiche del perimetro gestionale con riferimento ad aspetti tecnici e/o operativi, possono essere valorizzati da parte degli ETC solo in presenza dell'individuazione, da parte degli ETC medesimi, di obiettivi di miglioramento della qualità e delle caratteristiche delle prestazioni erogate e della previsione di modifiche al perimetro gestionale. La valorizzazione è ammessa rispettivamente entro i limiti del 4% e del 3%, a maggiorazione del limite alla crescita annuale del totale delle entrate tariffarie, e deve avvenire, attraverso quattro diversi schemi regolatori di opzioni, sulla base dell'effettiva situazione esistente a livello locale e delle relative determinazioni assunte in merito alle prestazioni di servizio da fornire e delle modalità organizzative da realizzare (vedi anche nota seguente).

57 Il coefficiente $C116_a$ può essere valorizzato dagli ETC, entro il limite del 3%, per tenere conto degli eventuali impatti sui costi della gestione derivanti dall'attuazione delle norme del decreto legislativo n. 116/2020 in materia di qualificazione dei rifiuti prodotti da utenze non domestiche e di possibilità per tale tipologia di utenza di conferire i rifiuti urbani al di fuori del servizio pubblico. La valorizzazione del coefficiente $C116_a$ lascia invariato il valore massimo consentito per il limite alla crescita annuale del totale delle entrate tariffarie.

58 Se si analizza il medesimo dato per macro-area geografica, si osservano valori prossimi al 75% per il Centro e superiori al 60% per il Nord-Ovest e il Nord-Est, mentre nelle aree Sud e Isole i coefficienti sono stati valorizzati per meno del 30% degli ambiti tariffari. Se, inoltre, si guarda alla dimensione degli ambiti, si osserva una ricorrenza superiore all'80% per gli ambiti che interessano più di 200.000 abitanti, del 67% per quelli che interessano una popolazione compresa tra 50.000 e 200.000 abitanti, e compresa tra il 52% e il 59% per le altre classi dimensionali.

59 A completamento delle informazioni illustrate nella figura 6.6 e nella successiva figura 6.7, si presentano nel successivo paragrafo "Qualità del servizio: posizionamento delle gestioni nella matrice degli schemi regolatori" i dati relativi al posizionamento delle gestioni oggetto di analisi nella matrice di cui al comma 3.1 del TQRIF, secondo le dimensioni della previsione di obblighi e strumenti di controllo in materia di qualità tecnica e della previsione di obblighi in materia di qualità contrattuale.

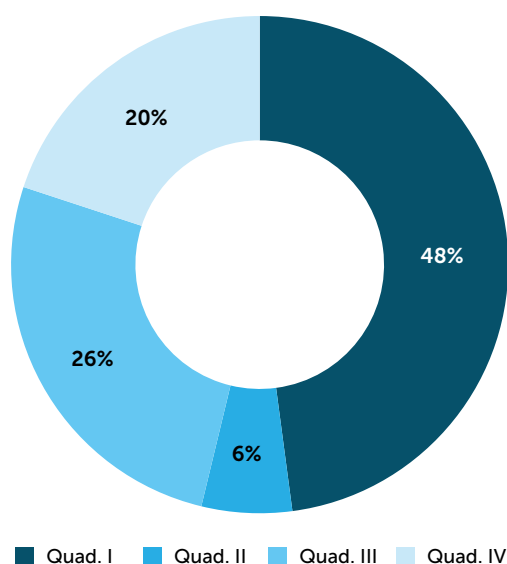
FIG. 6.17 Valori medi dei coefficienti per il limite alla crescita (%)



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

La figura 6.18 rappresenta la distribuzione delle predisposizioni tariffarie 2022 per ciascuno degli schemi regolatori di cui al comma 4.3 dell'MTR-2, evidenziando, in particolare, il ricorso agli obiettivi specifici di miglioramento della qualità e/o di incremento del perimetro gestionale per il 52% degli ambiti (collocazione nei quadranti II, III e IV), mentre, per circa il 20% degli ambiti, sono previsti sia target del primo tipo, sia target del secondo tipo (collocazione nel quadrante IV)⁶⁰.

FIG. 6.18 Collocazione delle proposte tariffarie 2022 negli schemi di cui al comma 4.3 dell'MTR-2 (%)



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

60 I quattro schemi regolatori riportano i limiti entro i quali possono essere valorizzati dagli ETC i coefficienti QL_a e PG_a e corrispondono ai quattro quadranti in cui è suddivisa la tabella a doppia entrata avente, in ascissa, la presenza o meno di variazioni del perimetro gestionale e, in ordinata, la presenza o meno di obiettivi di miglioramento dei livelli di qualità. In caso di collocazione nel quadrante I (nessuna variazione del perimetro gestionale e mantenimento dei livelli di qualità), i coefficienti sono entrambi nulli; nel quadrante II (presenza di variazioni del perimetro gestionale e mantenimento dei livelli di qualità), il coefficiente PG_a può essere valorizzato entro il limite del 3%; nel quadrante III (nessuna variazione del perimetro gestionale e miglioramento dei livelli di qualità), il coefficiente QL_a può essere valorizzato entro il limite del 4%; nel quadrante IV (presenza di variazioni del perimetro gestionale e miglioramento dei livelli di qualità), entrambi i coefficienti possono essere valorizzati entro i valori massimi dei limiti.

A completamento dell'analisi relativa alla determinazione del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, si osserva come il valore medio assunto dal coefficiente X_a ⁶¹, determinato in esito alla valutazione del confronto tra il costo unitario effettivo di ciascun ambito tariffario e il *benchmark* di riferimento, nonché dei risultati raggiunti in termini di raccolta differenziata e di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo, varia tra lo 0,16% del 2022 e lo 0,17% del 2025 collocandosi, pertanto, su valori piuttosto vicini al limite inferiore dell'intervallo (0,1%-0,5%) fissato dall'Autorità⁶².

A fronte delle sopra illustrate evidenze sull'impiego dei coefficienti che riflettono obiettivi specifici di miglioramento o potenziamento del servizio, le componenti previsionali di costo operativo "incentivanti" ($COI_{TV,a}^{exp}$ e $COI_{TF,a}^{exp}$)⁶³ sono state previste per il 20% degli ambiti con riferimento al 2022 e per il 17% dei medesimi con riferimento al 2023. Risulta più consistente il ricorso alle componenti previsionali destinate alla copertura dei costi aggiuntivi finalizzati all'adeguamento al TQRIF ($CQ_{TV,a}^{exp}$ e $CQ_{TF,a}^{exp}$)⁶⁴, impiegate per il 29% degli ambiti per il 2022 e il 37% degli stessi per il 2023, mentre appare molto meno frequente la valorizzazione delle componenti di anticipazione dei maggiori o minori costi legati all'attuazione del decreto legislativo n. 116/2020.

Con riferimento ai fattori di *sharing* per il sostegno ai processi di investimento per la *circular economy*, i valori assunti dal parametro ω_a ⁶⁵ riflettono la prevalenza di valutazioni positive della qualità ambientale dei servizi offerti dai gestori del servizio integrato: come illustrato nella figura 6.19, il parametro assume un valore pari a 0,1 per circa il 65% degli ambiti tariffari nel 2022-2023, pari a 0,2 o 0,3 per circa il 18% degli stessi e pari a 0,4 per gli ambiti residui. La distribuzione geografica dei valori sopra illustrati segnala *performance* ambientali ritenute soddisfacenti nelle macro-aree Nord-Ovest, Nord-Est, Isole e Centro⁶⁶, mentre la macro-area Sud appare meno virtuosa⁶⁷.

61 X_a è il coefficiente di recupero di produttività ed è determinato dagli ETC, nell'ambito dell'intervallo di valori compreso fra 0,1% e 0,5%, tenendo conto congiuntamente del costo unitario effettivo della gestione (da porre a confronto con uno specifico *benchmark* di costo) e dei relativi risultati di qualità ambientale raggiunti (determinati, ancora una volta, dai livelli di raccolta differenziata e di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e di riciclo).

62 A livello di macro-area geografica, con riferimento al biennio 2022-2023, si osservano valori superiori alla media per il Centro (intervallo 0,22%) e per il Sud (0,17%-0,18%), mentre per le restanti aree il coefficiente è valorizzato nell'intervallo 0,13%-0,15%. Con riferimento alla dimensione degli ambiti, invece, il coefficiente assume valore superiore per gli ambiti che interessano più di 200.000 abitanti residenti (0,23%), rispetto a quello assunto per tutte le altre classi dimensionali (0,14%-0,16%).

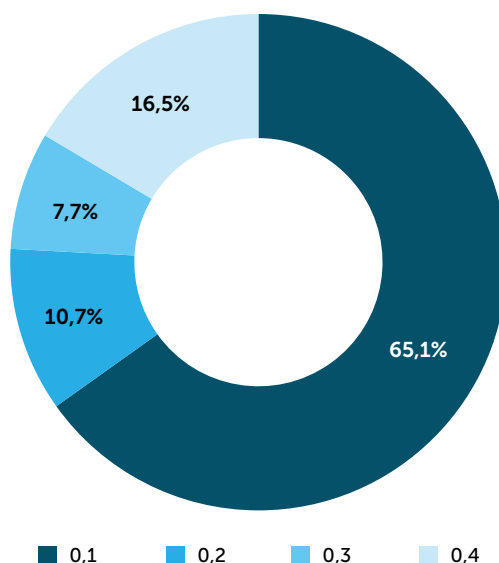
63 Le componenti previsionali $COI_{TV,a}^{exp}$ e $COI_{TF,a}^{exp}$, rispettivamente di costo variabile e di costo fisso, possono essere valorizzate dagli ETC per coprire gli oneri connessi al conseguimento di obiettivi di sviluppo impiantistico e diffusione di nuove tecnologie nell'ambito del ciclo e/o all'introduzione di standard e livelli qualitativi migliori (o ulteriori) rispetto a quelli minimi fissati dalla regolazione.

64 Le componenti previsionali $CQ_{TV,a}^{exp}$ e $CQ_{TF,a}^{exp}$, rispettivamente di costo variabile e di costo fisso, possono essere valorizzate dagli ETC per coprire gli oneri connessi all'adeguamento agli standard e ai livelli qualitativi minimi fissati dall'Autorità nel TQRIF.

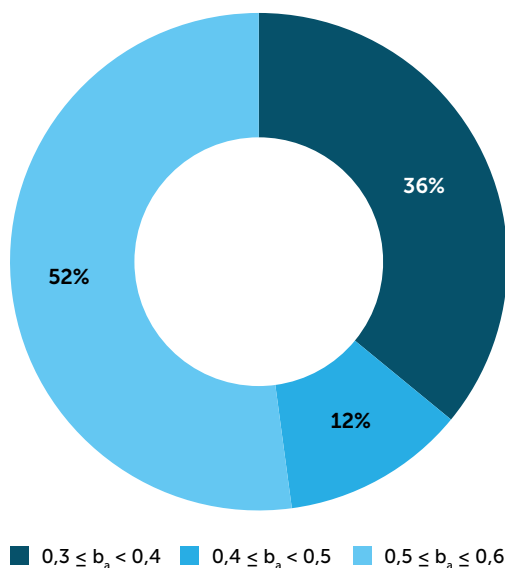
65 Il parametro ω_a è impiegato per la modulazione del fattore di *sharing* dei proventi derivanti dai corrispettivi riconosciuti dai sistemi collettivi di *compliance*, $b(1 + \omega_a)$, ed è determinato in coerenza con le valutazioni compiute in merito al rispetto degli obiettivi di raccolta differenziata raggiunti (misurato attraverso il coefficiente $\gamma_{1,a}$) e al livello di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo (misurato con $\gamma_{2,a}$). Il parametro è minimo e pari a 0,1 in caso di valutazione soddisfacente sia per il rispetto degli obiettivi di raccolta differenziata sia per il livello di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo; è massimo e pari a 0,4 nel caso in cui le valutazioni siano entrambe insoddisfacenti e assume valore pari a 0,2 (0,3) in caso di valutazione soddisfacente per il rispetto degli obiettivi di raccolta differenziata e insoddisfacente per il livello di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo (o viceversa).

66 Il parametro assume il valore di 0,1, rispettivamente, per l'81% degli ambiti della macro-area Nord-Ovest, per circa il 70% degli ambiti della macro-area Nord-Est, per circa il 70% degli ambiti della macro-area Isole e per poco più del 50% di quelli della macro-area Centro.

67 Con riferimento alla macro-area Sud, il parametro assume valore 0,1 per circa il 37% degli ambiti, mentre assume valore 0,2 o 0,3 nel 35% circa degli ambiti e, infine, valore 0,4 nel 28% degli ambiti.

FIG. 6.19 Valori del parametro ω nel biennio 2022-2023 (%)

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

FIG. 6.20 Valori del fattore di sharing b_a nel biennio 2022-2023 (%)

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Nel medesimo periodo, la figura 6.20 segnala che il fattore di *sharing* b_a ⁶⁸ assume valori premianti per circa il 36% degli ambiti, valori intermedi per il 12% e valori prossimi all'estremo superiore nel rimanente 52% degli ambiti⁶⁹. Con riferimento a tale ultimo aggregato, il fattore b_a risulta prossimo o coincidente con l'estremo superiore dell'intervallo individuato dall'MTR-2 pur in presenza di valutazioni positive della qualità ambientale dei servizi offerti dai gestori in circa il 75% dei casi, segnalando, evidentemente, un'esigenza di valorizzazione del fattore di

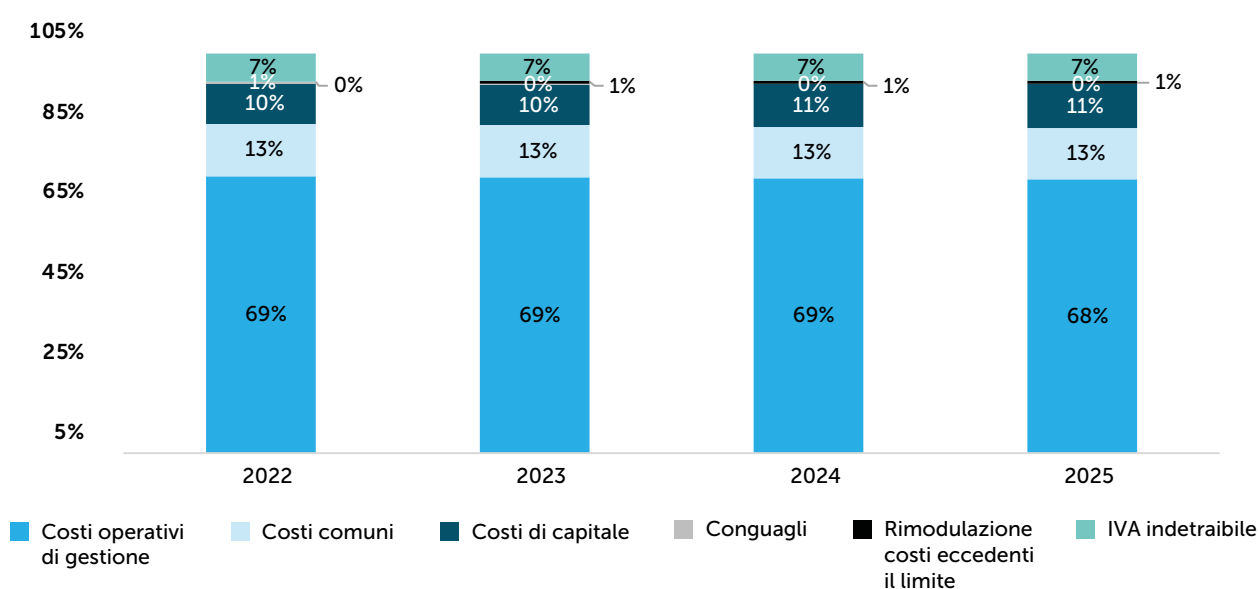
68 b_a è il fattore di *sharing* dei proventi, il cui valore è determinato dagli ETC – nell'ambito dell'intervallo compreso tra 0,3 e 0,6 – in ragione del potenziale contributo dell'*output* recuperato al raggiungimento dei target europei.

69 Ai fini dell'analisi, a fronte dell'intervallo (0,3-0,6) fissato dall'MTR-2, sono considerati premianti i valori compresi nell'intervallo (0,3-0,4), intermedi i valori compresi nell'intervallo (0,4-0,5) e penalizzanti o a tutela dell'utenza i valori compresi nell'intervallo (0,5-0,6).

sharing a tutela dell'utenza, mentre nel rimanente 25% dei casi riflette, effettivamente, un giudizio negativo sulle prestazioni ambientali dei gestori.

All'insieme delle predisposizioni tariffarie trasmesse all'Autorità e qui oggetto di analisi, corrispondono costi di gestione pari a circa 10,7 miliardi di euro per il 2022⁷⁰. Come rappresentato nella figura 6.21, i costi operativi di gestione e costi comuni pesano circa per l'80% dei costi complessivi, mentre i costi di capitale valgono quasi il 10%⁷¹. La quota restante è costituita prevalentemente dall'IVA indetraibile a carico degli utenti finali, essendo molto contenuto, a livello aggregato, il peso dei conguagli e degli importi eccedenti il limite oggetto di rimodulazione tra le annualità del periodo regolatorio.

FIG. 6.21 Composizione media dei costi di gestione 2022-2025 (%)



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

La figura 6.22, che mostra, più nel dettaglio (e con riferimento all'annualità 2022), i pesi delle diverse componenti di costo, evidenzia la significativa quota di oneri attribuibile alla componente CRD_a^{72} , che vale circa il 25% del totale. CTR_a^{73} e CTS_a^{74} , considerati congiuntamente, raggiungono una quota di poco inferiore (23%); CRT_a^{75} vale il 9% e, in riferimento alle componenti delle "entrate tariffarie fisse", hanno un peso considerevole i costi comuni (CC_a^{76} , inclusivi dei costi di gestione della tariffa, 13%), i costi operativi dello spazzamento (CSL_a^{77} , 11%), oltre ai

70 Si tratta dei costi determinati su base storica (a partire dalle scritture contabili obbligatorie) secondo quanto previsto dall'art. 7 dell'MTR-2, a cui si sommano i costi determinati su base previsionale per le specifiche finalità e obiettivi previsti dall'MTR-2, validati dagli ETC. Il valore indicato è espresso al netto delle detrazioni corrispondenti alla facoltà, in capo agli ETC, di validare importi inferiori rispetto a quelli risultanti dalla somma dei costi da fonti contabili obbligatorie, di cui al comma 4.6 della delibera 363/2021/R/rif. Per il complesso delle predisposizioni tariffarie oggetto di analisi, tali detrazioni valgono, con riferimento al 2022, circa 285 milioni di euro. Viceversa, non sono considerati, ossia sottratti ai suddetti costi, i ricavi derivanti dalla vendita di materiale ed energia.

71 Le quote sono determinate come media, ponderata per la popolazione residente, dei pesi delle medesime categorie di costo in ciascun ambito tariffario.

72 CRD_a è la componente di costo variabile a copertura dei costi dell'attività di raccolta e trasporto delle frazioni differenziate.

73 CTR_a è la componente di costo variabile a copertura dei costi dell'attività di trattamento e recupero dei rifiuti urbani.

74 CTS_a è la componente di costo variabile a copertura dei costi dell'attività di trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani.

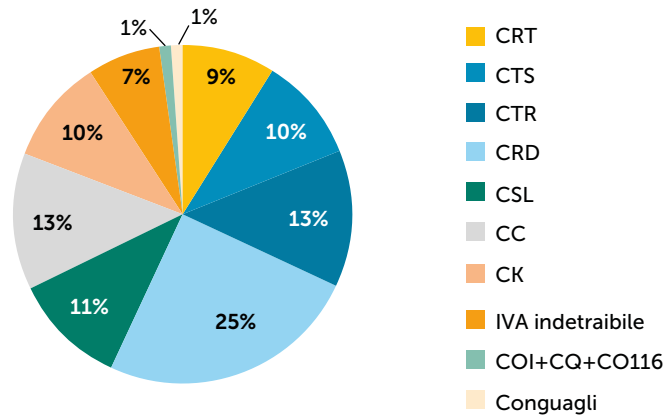
75 CRT_a è la componente di costo variabile a copertura dei costi dell'attività di raccolta e trasporto dei rifiuti urbani indifferenziati.

76 I costi operativi comuni CC_a includono: i costi per l'attività di gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti ($CARC_a$); i costi generali di gestione relativi sia al personale non direttamente impiegato nelle attività operative del servizio integrato, sia, in generale, la quota parte dei costi di struttura (CGG_a); i costi relativi alla quota di crediti inesigibili (CCD_a); gli oneri di funzionamento degli Enti territorialmente competenti, di ARERA, nonché gli oneri locali ($CO_{AL,a}$).

77 CSL_a è la componente dei costi operativi di gestione per l'attività di spazzamento e lavaggio, inclusi lo svuotamento cestini e la raccolta foglie, la raccolta dei rifiuti abbandonati, la raccolta e il trasporto dei rifiuti da attività cimiteriale e la raccolta dei rifiuti vegetali provenienti da aree verdi.

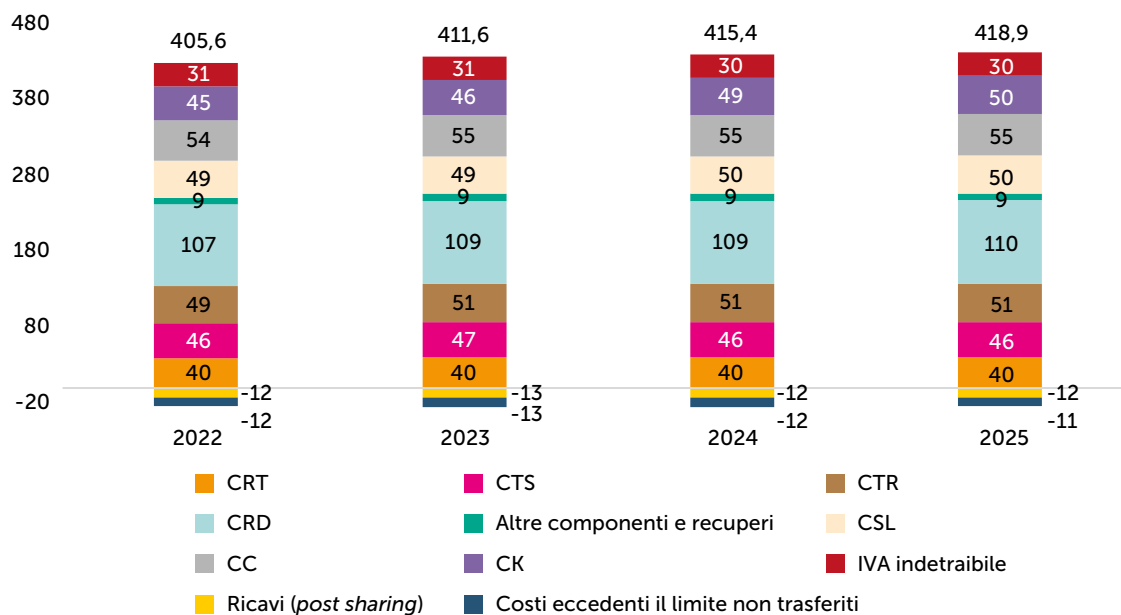
già richiamati costi di capitale (10%). Infine, come già accennato, le componenti di costo previsionale, così come quelle di conguaglio, pesano, in media, l'1% circa.

FIG. 6.22 Composizione media dei costi di gestione nel 2022, dettaglio per componente



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

FIG. 6.23 Entrate tariffarie medie unitarie 2022-2025, dettaglio per componente (€/t)



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Nella figura 6.23, per ciascuna annualità del periodo regolatorio 2022-2025, è illustrata la composizione media delle entrate tariffarie validate dagli ETC espressa in termini unitari, ovvero per tonnellata di rifiuti urbani prodotti⁷⁸: per l'annualità 2022 in media le entrate tariffarie validate si attestano intorno ai 406 €/t, mentre nel 2023 il valore risulta pari a 411 €/t⁷⁹.

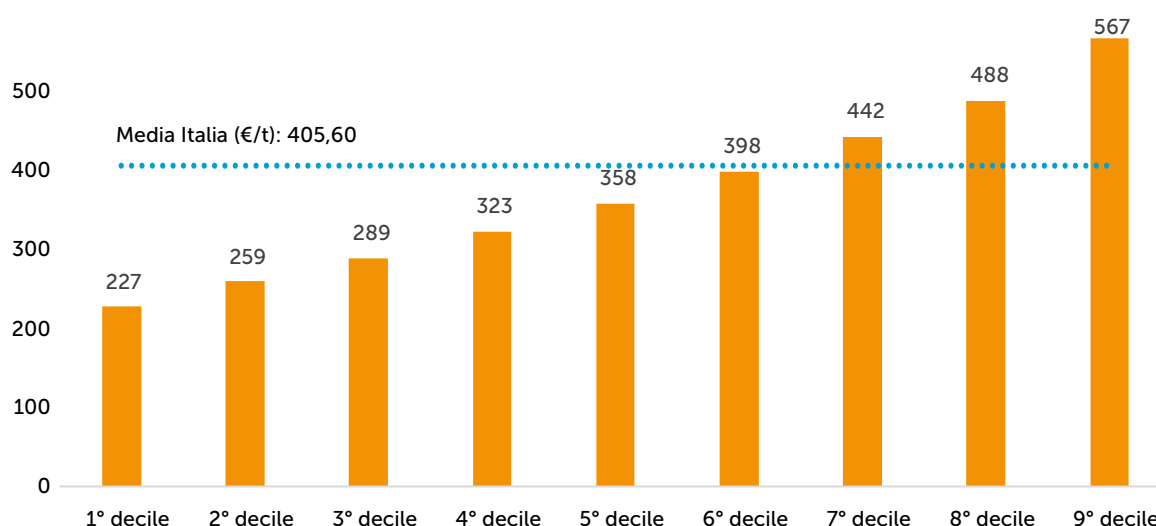
78 Ai fini delle analisi sono state considerate le tonnellate di rifiuti urbani prodotte nel 2020 da ciascun ambito tariffario.

79 Si precisa che i valori totali delle entrate tariffarie sono al lordo delle detrazioni previste dall'art. 1.4 della determina 4 novembre 2021, 2/2021 – DRIF.

Oltre alle singole componenti di costo che determinano le entrate tariffarie, la figura evidenzia i ricavi da recupero di materia e/o di energia che vengono scomputati dall'ammontare totale dei costi, nonché la quota di costo che, eccedendo il limite di crescita, non viene trasferita sugli utenti. Tali quote complessivamente rappresentano il 6% del totale dei costi.

Infine, la distribuzione delle predisposizioni tariffarie oggetto di analisi secondo il valore (unitario) delle entrate tariffarie validate, ai sensi dell'MTR-2, dagli ETC, permette di apprezzare la significativa eterogeneità dei costi del servizio integrato trasferiti agli utenti. La figura 6.24 mostra come l'80% delle predisposizioni tariffarie ricada nell'ampio intervallo compreso tra 227 €/t e 567 €/t di rifiuto prodotto. Inoltre, per le predisposizioni che ricadono al di fuori dell'intervallo appena descritto si osservano valori delle entrate che si discostano, in taluni casi, in misura significativa dai suddetti valori-limite. Considerando l'ultimo decile della distribuzione, vi si collocano prevalentemente ambiti tariffari (comunali) di dimensione contenuta in termini di popolazione e caratterizzati da elevati flussi turistici. Si osserva, peraltro, che in molti di tali casi la quota prevalente delle entrate tariffarie che si trasformano in gettito tariffario va a gravare sugli utenti non domestici.

FIG. 6.24 Distribuzione delle proposte tariffarie per livello delle entrate tariffarie nel 2022 (€/t)



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

Come illustrato più in dettaglio nel Volume II di questa *Relazione Annuale* e richiamato nell'introduzione di questo Capitolo, l'istruttoria e approvazione dei Piani economico-finanziari quadriennali relativi al periodo 2022-2025 ha preso avvio nella seconda parte del 2022: la tavola 6.5 descrive lo stato delle approvazioni delle predisposizioni relative a ciascuna annualità dei primi due periodi regolatori⁸⁰.

⁸⁰ I dati e le approvazioni tariffarie relativi sia al primo periodo regolatorio che al secondo sono aggiornati al 16 maggio 2022.

Per il 2020, la quota di popolazione interessata dall'approvazione del Piano economico-finanziario per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani è pari a circa 12,7 milioni di abitanti (il 21,5% della popolazione nazionale); il corrispondente dato per il 2021 è di poco superiore a 10,7 milioni di abitanti (il 18% della popolazione nazionale); infine, quasi 6,9 milioni di abitanti sono interessati dall'approvazione dei Piani economico-finanziari relativi a tutte le annualità del primo e del secondo periodo regolatorio (circa l'11,5% della popolazione nazionale).

Il numero di ambiti tariffari si avvicina a 400 per il 2020, mentre quello dei comuni che afferiscono a tali ambiti è prossimo a 500. I corrispondenti dati per il 2021 mostrano poco più di 300 ambiti tariffari e 400 comuni, mentre per il 2022 gli ambiti sono poco più di 90 e i comuni afferenti sono quasi 200.

La variazione su base annuale delle entrate tariffarie è pari a circa 0,8% per il 2020 e 1,7% per il 2021, mentre per il quadriennio 2022-2025 tale dato non si discosta in misura significativa dai dati medi illustrati nel paragrafo "Predisposizioni tariffarie 2022-2025 trasmesse all'Autorità", fatta eccezione per il 2022, per cui la variazione che si osserva per il gruppo di predisposizioni oggetto di approvazione è pari allo 0,9%, mentre il dato medio relativo al complesso delle predisposizioni trasmesse (Fig. 6.14) indica una crescita delle entrate tariffarie pari a quasi il 2,4%⁸¹.

TAV. 6.5 Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità

ANNUALITÀ DI RIFERIMENTO DEL PEF	NUMERO ENTI TERRITORIALMENTE COMPETENTI	NUMERO AMBITI TARIFFARI	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA (MILIONI DI ABITANTI)	NUMERO COMUNI SERVITI	VARIAZIONE MEDIA DELLE ENTRATE TARIFFARIE RISPETTO ALL'ANNO PRECEDENTE
2020	65	381	440	12.666.404	481	0,75%
2021	41	307	340	10.775.793	408	1,67%
2022	23	93	108	6.863.006	193	0,89%
2023	23	93	106	6.863.006	193	1,40%
2024	23	93	105	6.863.006	193	0,77%
2025	23	93	105	6.863.006	193	1,02%

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative alle annualità dal 2020 al 2025.

Come si osserva dalla tavola 6.6, le approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2020 e 2021 riguardano, in prevalenza, gli utenti delle macro-aree Nord-Ovest e Nord-Est mentre, sempre in termini di popolazione interessata, la quota della macro-area Centro è pari a circa il 18% e le quote residue (la cui somma per il 2020 raggiunge circa il 18%) sono distribuite tra Sud e Isole. Con riferimento alle predisposizioni 2022-2025, la polarizzazione delle approvazioni appare, per il momento, più consistente.

Le entrate tariffarie per abitante approvate, e in particolare quelle riguardanti il piano economico-finanziario 2020, risultano eterogenee tra ambiti tariffari, riflettendo *in primis* la disomogeneità esistente nelle condizioni di contesto e nelle caratteristiche del servizio erogato. Le tavole 6.7, 6.8 e 6.9 illustrano le entrate tariffarie medie e

⁸¹ I dati rappresentati nella tavola 6.1 sono i dati medi delle variazioni delle entrate tariffarie, ponderate per la popolazione residente in ciascun ambito tariffario.

le variazioni medie delle medesime⁸² secondo la dimensione dell'ambito tariffario, facendo riferimento, rispettivamente, alle predisposizioni relative al 2020, al 2021 e al 2022, approvate dall'Autorità.

TAV. 6.6 *Distribuzione geografica della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie*

MACRO-AREA GEOGRAFICA	PEF 2020		PEF 2021		PEF 2022-2025	
	N. ABITANTI	%	N. ABITANTI	%	N. ABITANTI	%
Nord-Ovest	4.329.165	34,2%	3.967.277	36,8%	3.654.554	53,3%
Nord-Est	3.812.043	30,1%	3.769.059	35,0%	2.605.050	38,0%
Centro	2.302.181	18,2%	1.980.792	18,4%	332.605	4,8%
Sud	1.561.252	12,3%	686.142	6,4%	52.819	0,8%
Isole	661.763	5,2%	367.861	3,4%	217.978	3,2%
TOTALE COMPLESSIVO	12.666.404	-	10.771.131	-	6.863.006	-

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021.

TAV. 6.7 *Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari*

CLASSE DI POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2011)	MEDIA DI ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	177	346.923	190,6	1,5%
5.001-15.000 ab.	95	850.652	182,6	0,7%
15.001-50.000 ab.	47	1.346.331	194,7	1,0%
50.001-200.000 ab.	50	4.669.277	221,5	1,0%
Oltre 200.000 ab.	12	5.453.221	230,3	0,4%
TOTALE COMPLESSIVO	381	12.666.404	219,0	0,8%

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

TAV. 6.8 *Predisposizioni tariffarie, riferite al 2021, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari*

CLASSE DI POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2011)	MEDIA DI ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	153	301706	196,7	1,4%
5.001-15.000 ab.	67	607.216	193,2	1,4%
15.001-50.000 ab.	33	938.837	203,0	1,8%
50.001-200.000 ab.	44	4.079.986	218,1	1,2%
Oltre 200.000 ab.	10	4.843.386	232,4	2,1%
TOTALE COMPLESSIVO	307	10.771.131	221,2	1,7%

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2021.

82 Ancora una volta, si tratta di medie ponderate per la popolazione di ciascun ambito tariffario.

TAV. 6.9 Predisposizioni tariffarie, riferite al periodo 2022-2025, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE DI POPOLAZIONE	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA DI ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	40	1525662	214,7	2,1%
5.001-15.000 ab.	32	85.298	161,2	1,6%
15.001-50.000 ab.	3	95.949	238,7	4,0%
50.001-200.000 ab.	17	4.958.793	217,7	0,4%
Oltre 200.000 ab.	1	197.304	179,1	1,3%
TOTALE COMPLESSIVO	93	6.863.006	215,5	0,9%

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Con riferimento all'individuazione dei coefficienti relativi a obiettivi specifici di miglioramento della qualità e di ampliamento del perimetro gestionale, che hanno impatto sulla determinazione del limite alla crescita annua delle entrate tariffarie, la tavola 6.10 descrive il posizionamento nella matrice di cui al comma 4.3 dell'MTR-2⁸³ delle gestioni finora oggetto di approvazione.

TAV. 6.10 Schemi regolatori selezionati dagli Enti territorialmente competenti

SCHEMI REGOLATORI	PEF 2020		PEF 2021		PEF 2022-2025 ANNUALITÀ 2022		PEF 2022-2025 ANNUALITÀ 2023	
	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI)	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI)	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI)	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI)	AMBITI TARIFFARI (NUMERO)
Schema I	6.596.028	142	5.103.828	124	2.139.369	10	2.516.602	15
Schema II	1.458.929	37	513.304	37	227.282	2	0	0
Schema III	960.573	50	601.771	77	2.409.891	55	2.563.909	56
Schema IV	2.951.569	120	4.552.228	69	2.086.464	26	1.782.495	22
TOTALE COMPLESSIVO	11.813.249	349	10.765.093	305	6.863.006	93	6.863.006	93

Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021 e al periodo 2022-2025.

Emerge, in particolare, il seguente quadro:

- si collocano nello schema I – in quanto l'ETC non ha individuato alcuna variazione di perimetro gestionale né di qualità delle prestazioni – 142 dei 349 ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria 2020, 124 dei 305 ambiti per cui è stata approvata la predisposizione 2021 e, rispettivamente, 10 (per l'annualità 2022) e 15 (per il 2023) dei 93 ambiti per cui è stata approvata la predisposizione 2022-2025; tali ambiti rappresentano circa il 50% della popolazione interessata per il 2020 e per il 2021, mentre per il 2022-2023 (per cui, tuttavia, è più contenuto il numero di predisposizioni approvate) la suddetta quota scende sotto il 40% (31% per il 2022 e 37% per il 2023); inoltre, per i menzionati gruppi di ambiti tariffari è stata approvata una variazione tariffaria media annua pari a 0,14% (relativamente all'annualità 2020), 1,71% (relativamente all'annualità 2021)⁸⁴ e, rispettivamente, 0,07% e 1,02% per il 2022 e il 2023;

⁸³ Dai dati sono escluse le approvazioni relative a casi di inattività del gestore, per cui non rilevano le eventuali decisioni dell'ETC rispetto al posizionamento in uno dei quattro quadranti.

⁸⁴ Da tale ultimo dato, superiore all'1,6%, ossia al massimo valore che il limite poteva assumere nel 2020 e nel 2021 in caso di mancato ricorso ai coefficienti QL_3 e PG_3 e di selezione del valore minimo per il coefficiente X_3 , si deduce il ricorso agli ulteriori coefficienti per la determinazione del limite alla crescita previsti dall'MTR per il primo periodo regolatorio, vale a dire $C19_{2020}$ e $C19_{2021}$, legati ai maggiori costi determinati dall'emergenza pandemica.

- si collocano nello schema II – in quanto l'ETC ha fissato obiettivi di variazione del perimetro gestionale, mentre non ha individuato alcun obiettivo di miglioramento della qualità del servizio – 37 ambiti per cui è stata approvata la predisposizione 2020 (11,5% in termini di popolazione interessata) e altrettanti ambiti per cui è stata approvata la predisposizione 2021 (che, tuttavia, rappresentano solo il 5% circa della popolazione interessata); mentre per il 2022-2023 si collocano in tale quadrante rispettivamente 2 e 0 ambiti (per il 2022 tali ambiti corrispondono al 3% della popolazione interessata); la variazione media delle entrate tariffarie del primo aggregato è pari a 1,61%, quella del secondo è pari a 1,33% ed è simile la variazione per le due predisposizioni 2022 (1,40%);
- si collocano nello schema III – in quanto l'ETC non ha individuato alcuna variazione di perimetro, ma ha previsto il miglioramento della qualità delle prestazioni rispetto a quanto realizzato in passato – 50 ambiti tariffari oggetto di approvazione per il 2020, 77 oggetto di approvazione per il 2021 e ben 55 e 56 per il 2022 e per il 2023, rappresentativi, rispettivamente, dell'8%, del 6%, del 35% e del 37% della popolazione interessata; per tali gruppi, inoltre, è stata approvata una variazione tariffaria media annua rispettivamente pari al 2,18%, al 3,98% e, con riferimento al secondo periodo regolatorio, allo 0,40% per il 2022 e all'1,34% per il 2023;
- si collocano, infine, nello schema IV – in quanto l'ETC ha fissato sia obiettivi specifici di variazione del perimetro gestionale, sia target di miglioramento dei livelli di qualità – 120 ambiti tariffari oggetto di approvazione per il 2020, 69 oggetto di approvazione per il 2021, nonché 26 oggetto di approvazione per il 2022 e 22 per il 2023, rappresentativi, rispettivamente, del 22%, del 42%, del 30% e del 26% della popolazione interessata; per i menzionati gruppi di ambiti tariffari è stata approvata una variazione tariffaria media annua dell'1,69% per l'anno 2020, dell'1,36% per il 2021, del 2,24% per il 2022 e del 2,24% per il 2023.

Con riferimento ai costi operativi incentivanti $COI_{TV,a}^{exp}$ e $COI_{TF,a}^{exp}$ ⁸⁵, l'Autorità ne ha riscontrato la valorizzazione, nel Piano economico-finanziario 2020, per 99 predisposizioni sulle 381 approvate, e nel Piano economico-finanziario 2021 per 88 predisposizioni sulle 307 approvate (rispettivamente, cioè, nel 26% e nel 29% delle proposte tariffarie).

Per quanto concerne il 2022-2023, le componenti previsionali in parola sono state valorizzate, rispettivamente, solo in 11 e in 10 delle 93 predisposizioni finora approvate. Se si guarda, tuttavia, al ricorso alle componenti di eguale natura $COQ_{TV,a}^{exp}$ e $COQ_{TF,a}^{exp}$ ⁸⁶, si rinvencono ulteriori 11 gestioni per il 2022 e 13 gestioni per il 2023, per cui sono stati valorizzati costi previsionali orientati al raggiungimento di obiettivi di miglioramento qualitativo del servizio.

Se le leve decisionali relative ai fattori di *sharing* dei proventi, b_a e ω_a , sono state impiegate, con riferimento al 2020 e al 2021, prevalentemente per contenere le entrate tariffarie a tutela dell'utenza (anche, evidentemente, in presenza di valutazioni positive sulla qualità ambientale delle prestazioni delle gestioni)⁸⁷, nel 2022-2025 la necessaria coerenza tra prestazioni e quantificazione del parametro incentivante, imposta dall'MTR-2 per il parametro ω_a , ha determinato risultati opposti: per circa il 70% delle predisposizioni, per il parametro in questione, è stato fissato il valore minimo nell'intervallo individuato dall'Autorità, ossia 0,1, e solo per il 5% è stato individuato il valore 0,4, estremo superiore del suddetto *range*. Diversamente, l'impiego del fattore di *sharing* b_a è

85 Si ricorda che $COI_{TV,a}^{exp}$ e $COI_{TF,a}^{exp}$ sono componenti di natura previsionale destinate alla copertura degli oneri variabili e fissi attesi per il conseguimento di target specifici di miglioramento dei livelli di qualità e/o alle modifiche del perimetro gestionale.

86 Si ricorda che $COQ_{TV,a}^{exp}$ e $COQ_{TF,a}^{exp}$ sono le componenti di costo previsionali finalizzate alla copertura degli oneri variabili e fissi aggiuntivi per la *compliance* con gli standard del TQRIF.

87 Sia b_a sia ω_a sono stati valorizzati al limite superiore dell'intervallo definito dall'Autorità o a valori prossimi a tale limite per il 70%-75% degli ambiti, sia per il 2020 che per il 2021.

rimasto, nel 2022-2025, prevalentemente orientato alla riduzione delle tariffe per l'utenza, anche se si osserva un significativo riequilibrio delle scelte degli ETC, in favore di decisioni tese a sfruttare il carattere incentivante dello strumento (il parametro assume valori pari o prossimi al limite superiore nel 45-48% dei casi, mentre assume valori intermedi nel 28-30% dei casi e premianti nel 24-25% dei casi).

Predisposizioni 2022-2025 per i servizi di trattamento

L'Autorità ha richiesto alle regioni e alle province autonome le informazioni impiegate per l'individuazione degli impianti di chiusura del ciclo "minimi" e di quelli "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi", nonché dei relativi flussi di rifiuti oggetto di regolazione tariffaria e della classificazione degli stessi in flussi di prossimità e non. L'Autorità ha altresì richiesto agli stessi soggetti l'indicazione dell'Organismo competente alla validazione e alla trasmissione delle predisposizioni tariffarie, rappresentato proprio dalla regione, o da un altro ente dalla stessa individuato.

In 9 Regioni e una Provincia autonoma si è provveduto a deliberare sull'individuazione degli impianti "minimi" (e degli afferenti impianti "intermedi") mediante un atto formale della Giunta regionale/provinciale. Un'ulteriore Regione ha demandato la valutazione agli Enti di governo dell'ambito in essa costituiti, alcuni dei quali hanno provveduto attraverso propri atti formali. Nelle altre Regioni e nella restante Provincia Autonoma, l'individuazione risulta essere stata effettuata a livello tecnico, sulla base delle valutazioni e delle decisioni prese dai competenti uffici regionali/provinciali. In caso di mancata comunicazione all'Autorità, tutti gli impianti di chiusura del ciclo (diversi da quelli gestiti dall'operatore integrato) localizzati nel territorio di pertinenza sono da intendersi qualificati come "aggiuntivi".

Con riferimento all'individuazione dell'Organismo competente alla validazione delle proposte tariffarie:

- 4 Regioni hanno indicato la Regione medesima, in uno dei casi nelle more dell'entrata in operatività di un Ente di governo regionale;
- una Regione ha segnalato la recente introduzione di una disciplina degli Enti di governo dell'ambito, che attribuisce a tali soggetti la qualifica di Organismi competenti, ma sembra trattenere temporaneamente le competenze di raccolta e validazione delle predisposizioni tariffarie;
- 8 Regioni hanno attribuito le funzioni di Organismo competente a Enti di governo dell'ambito già costituiti e operativi (in un caso l'operatività dell'Ente di governo dell'ambito è molto recente);
- una Regione ha distribuito le competenze tra se stessa e gli Enti di governo dell'ambito, in relazione all'impianto, mentre un'altra ha stabilito che la funzione di Organismo competente sia svolta dall'Autorità competente all'approvazione del progetto dell'impianto (differente secondo la tipologia di impianto).

Nei restanti casi, non è stata data indicazione specifica ed esaustiva in merito all'individuazione dell'Organismo competente, oppure è stato comunicato di non avere ancora preso una decisione in merito.

Per quanto concerne la trasmissione all'Autorità delle predisposizioni tariffarie per il periodo 2022-2025, alla data del 12 maggio 2023, sono pervenute 61 proposte da 13 Organismi competenti, riferite prevalentemente a impianti operanti nel Nord e nel Centro del Paese. Le predisposizioni riguardano 39 impianti di chiusura del ciclo "minimi" e 22 impianti "intermedi".

Meccanismi di garanzia

Con riferimento ai meccanismi di garanzia di cui alle previsioni dell'art. 9 della delibera 363/2021/R/rif (MTR-2) e inerenti alle procedure di approvazione tariffaria, nel corso dell'anno 2022, l'Autorità ha ricevuto complessivamente 68 segnalazioni di inerzia⁸⁸, 62 delle quali riguardavano situazioni di inerzia dei gestori del servizio di gestione dei rifiuti urbani, mentre le restanti 6 avevano a oggetto l'inerzia di gestori di impianti minimi o intermedi.

In proposito, è opportuno evidenziare che, rispetto al quadro registrato per l'anno precedente (erano pervenute allora 116 richieste di intervento), nel periodo temporale oggetto della presente *Relazione Annuale* si registra una significativa riduzione (di più del 40%) rispetto al numero di richieste di intervento da parte degli Enti territorialmente competenti/Organismi competenti. Tale quadro è stato determinato, verosimilmente, da una parte, dalle modifiche regolatorie intervenute con l'MTR-2, che hanno allocato a livello territoriale la prima fase di attivazione dei meccanismi di garanzia, attribuendo all'Organismo competente il compito di diffidare i gestori; dall'altra parte, dalla sempre più accresciuta conoscenza e consapevolezza da parte dei soggetti coinvolti nell'applicazione della metodologia tariffaria.

All'esito dell'attività istruttoria di competenza, con riferimento ad alcuni ambiti tariffari, l'Autorità – in attuazione di quanto previsto dall'art. 9.2 dell'MTR-2 e verificata la sussistenza dei presupposti regolatori per procedere – ha dato seguito alle segnalazioni pervenute, provvedendo, con la delibera 22 febbraio 2022, 70/2022/R/rif, a intimare ai gestori interessati l'adempimento dell'obbligo di trasmissione, al rispettivo Ente territorialmente competente, dei dati e dei documenti prescritti per l'elaborazione delle predisposizioni tariffarie in materia di gestione dei rifiuti urbani, secondo le previsioni dell'MTR-2.

Per la restante parte, risulta che i procedimenti di garanzia attivati a livello locale si siano risolti con l'adempimento degli obblighi regolatori da parte dei soggetti interessati, anche a seguito del supporto e dei chiarimenti forniti dall'Autorità, ovvero con la predisposizione dei PEF da parte degli ETC sulla base degli elementi conoscitivi a disposizione, ai sensi dell'art. 9.3 dell'MTR-2.

Relativamente alle segnalazioni di inerzia di gestori di impianti di chiusura del ciclo "minimi" o "intermedi", si rileva che – fatta eccezione per la situazione relativa a una di esse, che si è risolta a seguito dell'interlocuzione con gli uffici dell'Autorità – con la delibera 29 dicembre 2022, 744/2022/R/rif, l'Autorità ha intimato ad alcuni gestori l'adempimento degli obblighi di trasmissione all'Organismo competente dei dati e dei documenti prescritti ed elaborati secondo le previsioni di cui all'MTR-2.

Per completezza, si evidenzia che, in conformità a quanto previsto dall'art. 9 dell'MTR-2, l'Autorità è risultata destinataria, per conoscenza, anche di 106 comunicazioni di diffida, adottate dai competenti ETC nei confronti di 158 gestori inerti (128 gestori del servizio di gestione dei rifiuti urbani e 30 gestori di impianti minimi/intermedi).

⁸⁸ L'art. 9 della delibera 363/2021/R/rif prevede che, ove il gestore del servizio o il gestore di un impianto di chiusura del ciclo "minimo" o "intermedio" non ottemperi agli adempimenti di propria competenza, inerenti alla predisposizione del Piano economico finanziario 2022-2025, l'Ente territorialmente competente (ETC) o l'Organismo competente (OC), a seconda della fattispecie ricorrente, provvede a diffidarlo, assegnandogli un termine utile per l'invio dei dati e degli atti necessari, dandone contestuale comunicazione all'Autorità. In caso di perdurante inerzia, gli Organismi competenti ne informano l'Autorità, che valuta i presupposti per intimare al gestore l'adempimento agli obblighi regolatori, riservandosi comunque di procedere con l'esercizio dei poteri sanzionatori, secondo quanto stabilito dall'art. 2, comma 20, lett. c), della legge 14 novembre 1995, n. 481/1995.

La maggioranza di tali atti non è stata seguita da segnalazioni di perdurante inerzia all'Autorità, a riprova del fatto che l'impianto procedurale impostato con l'MTR-2, consentendo di intercettare e prendere in carico localmente e in tempi brevi le situazioni di inerzia dei gestori, ha consentito una efficace e tempestiva risoluzione, a livello territoriale, delle situazioni critiche rappresentate.

Qualità del servizio: posizionamento delle gestioni nella matrice degli schemi regolatori

Con delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif, l'Autorità ha adottato il Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani (TQRIF)⁸⁹, prevedendo dal 1° gennaio 2023 l'introduzione di un set di obblighi di servizio minimo, valido per tutte le gestioni, riguardante i principali profili di qualità contrattuale e tecnica, affiancati alla previsione di standard generali di qualità, differenziati per quattro schemi regolatori, individuati dall'Ente territorialmente competente, in relazione al livello qualitativo effettivo di partenza garantito agli utenti nelle diverse gestioni.

In dettaglio, ai sensi dell'art. 3.1 del citato TQRIF, l'Ente territorialmente competente determina:

- gli obblighi di qualità contrattuale e tecnica che devono essere rispettati dal gestore del servizio per tutta la durata del Piano economico-finanziario, individuando il posizionamento della gestione nella matrice degli schemi regolatori di cui alla tabella di seguito riportata (Tav. 6.7), sulla base del livello qualitativo previsto nel contratto di servizio e/o nella carta della qualità previgente/i che deve essere in ogni caso garantito;
- eventuali obblighi di servizio e standard di qualità migliorativi e ulteriori rispetto a quelli previsti nello schema regolatorio di riferimento.

TAV. 6.11 *Matrice di schemi regolatori*

		PREVISIONI DI OBBLIGHI E STRUMENTI DI CONTROLLO IN MATERIA DI QUALITÀ TECNICA (CONTINUITÀ, REGOLARITÀ E SICUREZZA DEL SERVIZIO)	
		Qualità tecnica= no	Qualità tecnica= sì
PREVISIONI DI OBBLIGHI IN MATERIA DI QUALITÀ CONTRATTUALE	Qualità contrattuale = no	Schema I OBBLIGHI MINIMI	Schema III LIVELLO INTERMEDIO
	Qualità contrattuale = sì	Schema II LIVELLO INTERMEDIO	Schema IV LIVELLO AVANZATO

Fonte: ARERA.

In particolare:

- lo Schema I (livello minimo) prevede un set di soli obblighi di servizio in materia di qualità contrattuale e tecnica (per esempio, adozione di procedure per la gestione dei reclami, delle richieste scritte di informazioni,

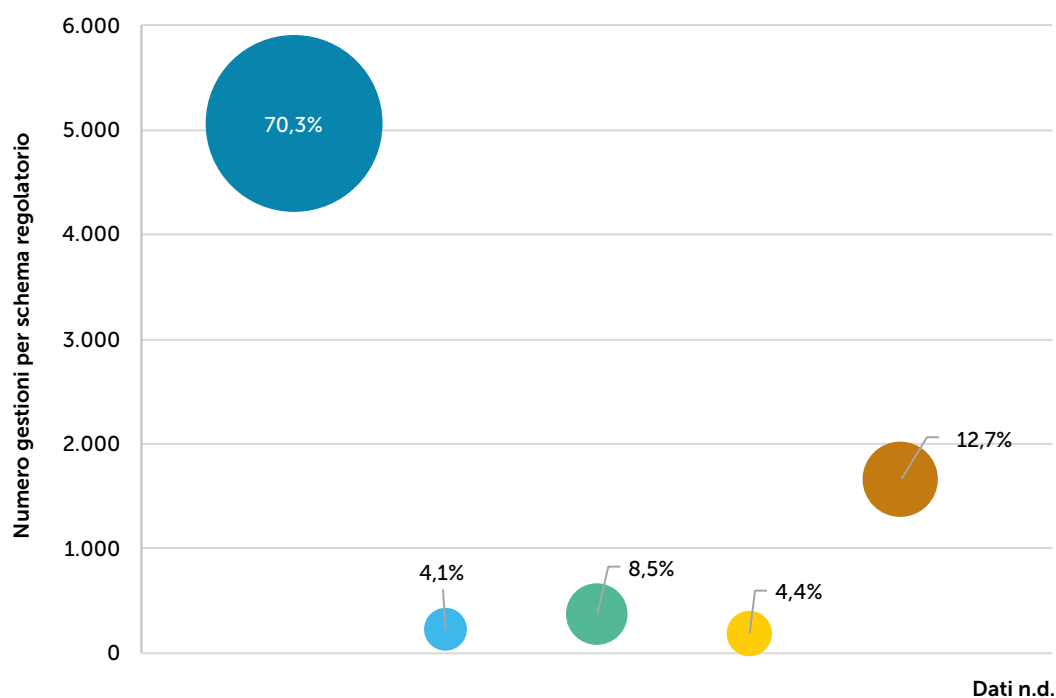
⁸⁹ Per maggiori dettagli sui contenuti della delibera, si rimanda al Capitolo 7, Volume II sull'attività svolta, della precedente *Relazione Annuale*.

di attivazione, variazione e cessazione del servizio, nonché di rettifica degli importi addebitati, attivazione del numero verde gratuito e del servizio di pronto intervento, numero minimo di ritiri su chiamata a domicilio senza oneri aggiuntivi per l'utente);

- gli Schemi II e III (livello intermedio), partendo dallo Schema I, rafforzano, le misure in materia di qualità contrattuale (Schema II) o tecnica (Schema III), attraverso l'introduzione di standard generali di qualità e nuovi obblighi di servizio;
- lo Schema IV (livello avanzato) garantisce standard generali più stringenti rispetto ai precedenti quadranti e introduce nuovi standard e obblighi di servizio relativamente alla disciplina delle interruzioni.

In esito alla sopra menzionata previsione, nell'ambito della trasmissione delle predisposizioni tariffarie per il periodo 2022-2025 di cui all'MTR-2⁹⁰, gli Enti territorialmente competenti hanno indicato lo schema regolatorio individuato per ciascuna gestione. Dall'analisi di tali informazioni emerge che la maggioranza degli ambiti tariffari (oltre 5.000 gestioni, corrispondenti al 70,3% della popolazione nazionale) è stato collocato nel primo quadrante della matrice (Fig. 6.25).

FIG. 6.25 *Distribuzione delle gestioni del campione per schemi regolatori e copertura rispetto alla popolazione nazionale*



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Il ricorso allo Schema I risulta prevalentemente diffuso nei contesti in cui il gestore dell'attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti coincide con il Comune; tale scelta riflette la necessità di tenere conto delle criticità che il posizionamento in Schemi con livelli qualitativi superiori potrebbe comportare per tali enti, in ragione delle limitate risorse disponibili a fronte degli elevati costi di adeguamento, nonché delle difficoltà tecniche e

⁹⁰ L'analisi ha riguardato oltre 5.800 ambiti tariffari, corrispondenti a circa l'87,3% della popolazione nazionale. Per circa il 13% della popolazione nazionale non è disponibile il dato sullo schema regolatorio di riferimento (n.d.), in ragione della mancata o parziale trasmissione delle informazioni.

amministrative che richiederebbero tempi di implementazione più lunghi. Non sono pertanto trascurabili i casi in cui gestioni virtuose in termini di livelli qualitativi già garantiti agli utenti per le attività di raccolta e trasporto e spazzamento e lavaggio strade siano state collocate nello Schema I, proprio per evitare un *gap* troppo ampio da colmare in capo ai gestori dell'attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti⁹¹.

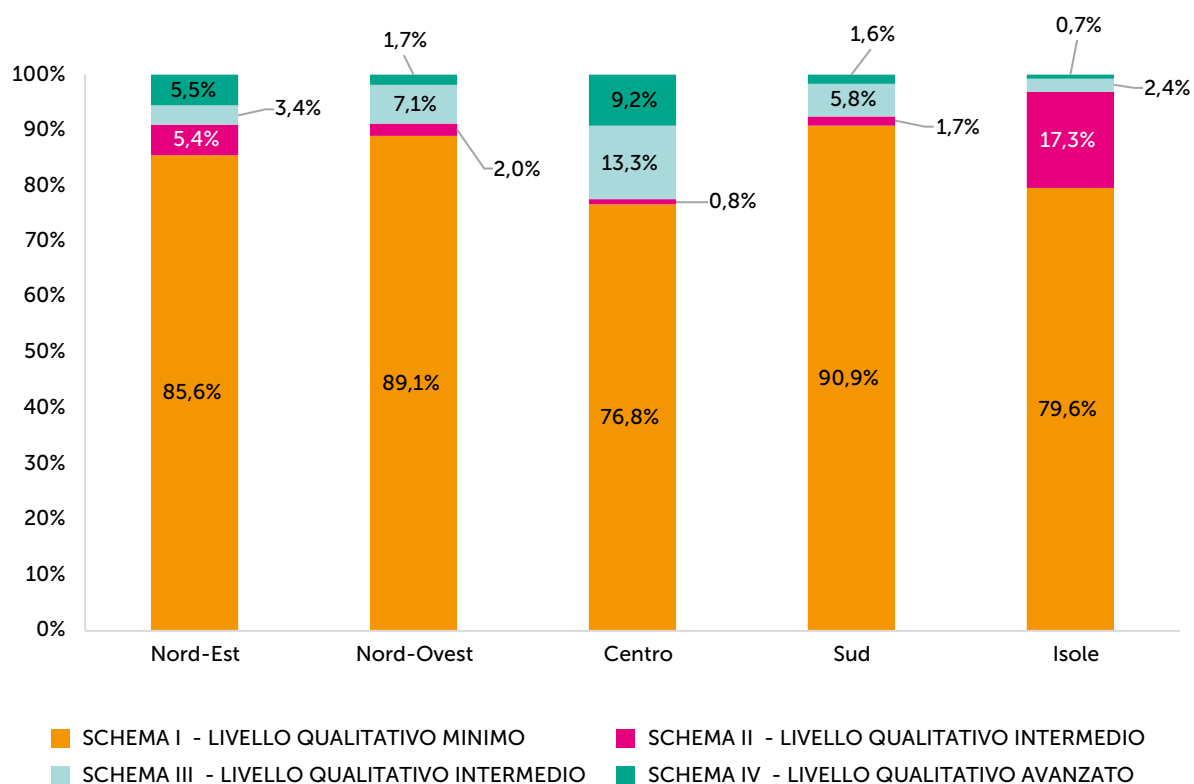
Tuttavia, occorre altresì evidenziare che nell'ambito della predisposizione tariffaria, ai fini del riconoscimento della componente previsionale CQ^{exp} per la copertura di eventuali oneri fissi e variabili aggiuntivi riconducibili all'adeguamento agli standard e ai livelli minimi di qualità, alcuni Enti territorialmente competenti, partendo dallo Schema I, hanno delineato un percorso di graduale convergenza verso gli schemi via via superiori, nonché adottato obblighi e standard migliorativi rispetto a quelli previsti dallo schema iniziale di riferimento.

Relativamente alla distribuzione geografica dei quattro schemi regolatori, come rappresentato in figura 6.26, il Centro Italia si configura come la macro-area più virtuosa, tenuto conto che le gestioni posizionate nello Schema III – che, come anticipato, prevede obblighi aggiuntivi e standard generali più stringenti in materia di qualità tecnica rispetto agli Schemi I e II – sono circa il 13,3% delle gestioni del campione situate in tale macro-area geografica e quelle nello Schema IV oltre il 9%. Lo Schema II – caratterizzato da un rafforzamento delle misure in materia di qualità contrattuale – presenta invece una maggiore diffusione nelle Isole.

A livello regionale, si osserva che alcune Regioni⁹² – tra le quali anche quelle considerate tra le più virtuose – hanno previsto, in fase di prima applicazione della regolazione in materia di qualità del servizio, di garantire a tutti gli utenti dei propri ambiti tariffari il livello qualitativo minimo (100% Schema I). Ferma restando la prevalenza dello Schema I in tutte le Regioni, la Toscana si configura come la Regione più virtuosa con il 31% degli ambiti in Schema III e il 24% nel quadrante IV; segue il Veneto con il 38% delle gestioni distribuite tra gli Schemi II (14%), III (9%) e IV (15%) e al terzo posto si classifica l'Abruzzo con il 35% delle gestioni in schemi superiori a quello minimo (5% Schema II, 26% Schema III, 4% Schema IV). Nel Sud (comprese le Isole), invece, la Regione più virtuosa è la Sicilia con il 31% dei propri ambiti tariffari collocati in Schema II (Fig. 6.27).

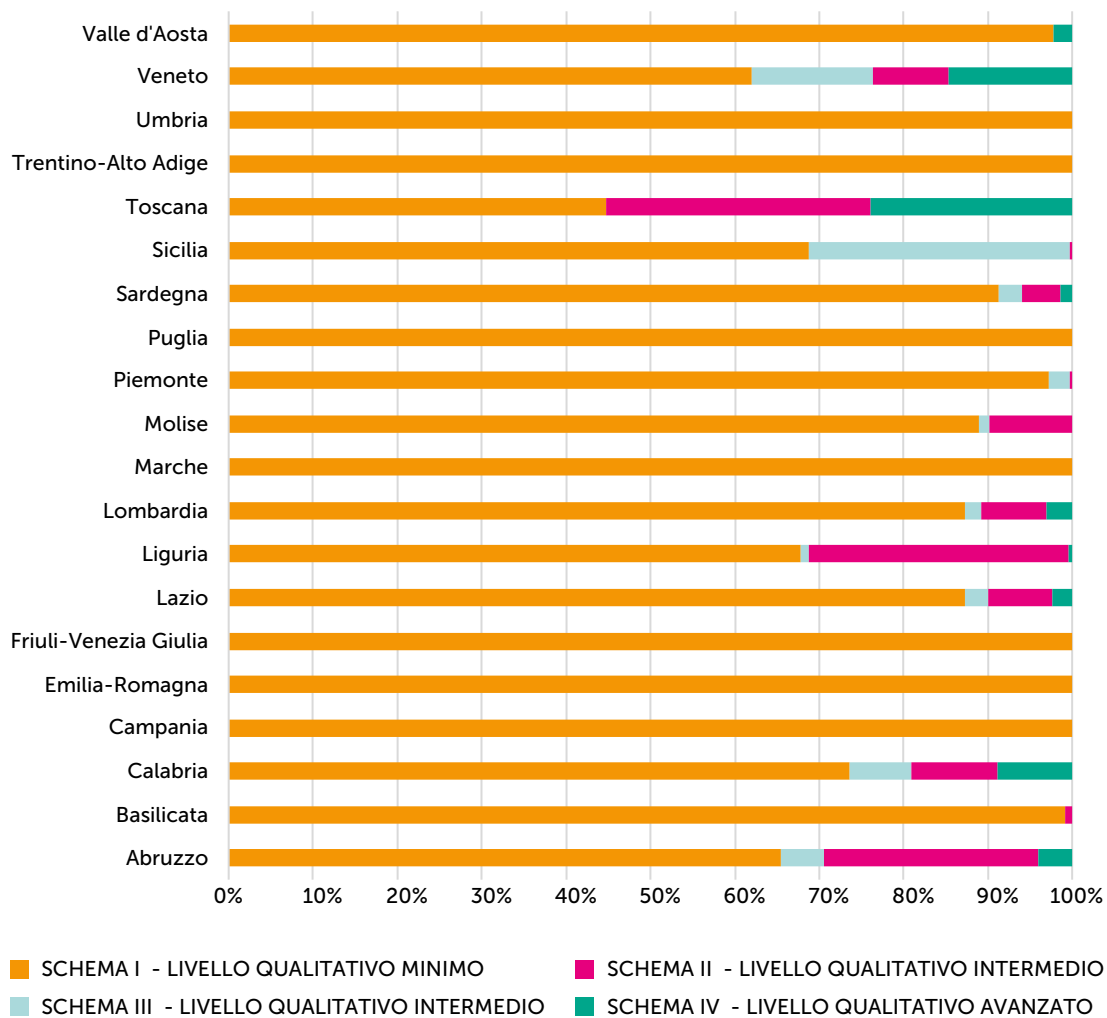
91 Si citano, a titolo esemplificativo e non esaustivo, le città di Bologna e Milano.

92 Campania, Emilia-Romagna, Umbria, Trentino-Alto Adige, Puglia, Marche, Friuli-Venezia Giulia.

FIG. 6.26 Distribuzione degli schemi regolatori in ciascuna macro-area geografica

Fonte: ARERA.

FIG. 6.27 Distribuzione a livello regionale delle gestioni del campione per schema regolatorio



Fonte: ARERA.

**Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente**

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Comunicazione Specialistica e Mass Media

Piazza Cavour 5, 20121 Milano
Tel. 02 655 651
e-mail: info@arera.it

Maggioli Editore

Impaginazione e grafica

AB Comunicazioni

Stampa

Maggioli Editore





ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



**RELAZIONE
ANNUALE**

**ATTIVITÀ
SVOLTA
2022**

VOLUME 2



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



**RELAZIONE
ANNUALE**

**ATTIVITÀ
SVOLTA
2022**

VOLUME 2

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Stefano Besseghini	<i>Presidente</i>
Gianni Castelli	<i>Componente</i>
Andrea Guerrini	<i>Componente</i>
Clara Poletti	<i>Componente</i>
Stefano Saglia	<i>Componente</i>

Volume 2 - Indice

Capitolo 1

Quadro normativo • Intersettoriale

pag. 13

Evoluzione della legislazione europea

» 14

- Normativa eurounitaria nei settori dell'energia

» 14

- Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

» 19

Evoluzione della legislazione italiana

» 22

Capitolo 2

Rapporti istituzionali e accountability • Intersettoriale

» 35

Coordinamento internazionale

» 36

- Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea e con la Svizzera

» 36

- Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

» 39

Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni nazionali

» 46

- Segnalazioni

» 46

- Audizioni presso il Parlamento

» 50

- Pareri e proposte al Governo

» 68

- Rapporti con altre istituzioni ed enti

» 74

Accountability, trasparenza e anticorruzione

» 78

Quadro strategico 2022-2025 e rendicontazione del Quadro strategico 2019-2021

» 81

- Quadro strategico 2022-2025

» 81

Capitolo 3

Regolazione nel settore dell'energia elettrica • Settoriale

» 85

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

» 86

- Servizio di dispacciamento

» 86

- Servizio di trasporto e distribuzione

» 91

- Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

» 101

- Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

» 117

- Regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

» 117

- Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

» 121

- Oneri generali di sistema per il settore elettrico

» 127

- Oneri in capo al conto A_{SOS}

» 135

Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete

» 137

- Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei

» 137

- Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione

» 149

Tutela dell'ambiente e innovazione	pag. 151
• Iniziative a sostegno della transizione energetica	» 151
• Progetti pilota e sperimentazioni	» 157

Capitolo 4

Regolazione nel settore del gas naturale • Settoriale	» 159
--	-------

Regolazione delle reti e del sistema gas	» 160
• Servizi di bilanciamento	» 160
• Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione	» 161
• Misure per la sicurezza del sistema	» 168
• Monitoraggio dei mercati all'ingrosso	» 168
• Qualità dei servizi di trasporto, distribuzione e stoccaggio	» 169
• Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	» 171
Piani decennali di sviluppo delle reti	» 186
Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione	» 186

Capitolo 5

Aspetti comuni della regolazione infrastrutturale nei settori dell'energia elettrica e del gas • Settoriale	» 193
--	-------

Metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base)	» 194
Determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel secondo periodo di regolazione (II PWACC)	» 198
Regolazione dell'<i>unbundling</i>	» 199

Capitolo 6

Regolazione nel servizio idrico • Settoriale	» 203
---	-------

Assetti locali e rapporti istituzionali	» 204
• Monitoraggio e <i>governance</i> degli assetti locali	» 204
• Collaborazione con altre istituzioni	» 205
Regole e controlli per l'aggiornamento biennale 2022-2023 delle predisposizioni tariffarie	» 212
• Riesame di alcuni criteri per l'aggiornamento alla luce dello straordinario aumento dei costi energetici	» 212
• Contenuti minimi delle proposte di aggiornamento	» 214
• Verifica degli schemi regolatori	» 216
Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche	» 218
• Contributo all'implementazione del PNRR e del REACT-EU	» 218
Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti	» 225

Capitolo 7

Regolazione nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento • Settoriale

pag. 231

Indagine conoscitiva sui prezzi e sui costi del servizio di teleriscaldamento	» 232
Definizione delle modalità di recesso semplificato	» 234
Disposizioni in materia di requisiti minimi dei misuratori	» 235
Valutazione delle istanze di esclusione	» 236
Monitoraggio del settore	» 236

Capitolo 8

Ciclo dei rifiuti urbani e assimilati • Settoriale

» 239

Assetti locali e rapporti istituzionali	» 241
• Monitoraggio e <i>governance</i> degli assetti locali	» 241
• Collaborazione con altre istituzioni	» 242
Tariffe	» 247
• Aspetti applicativi del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio MTR-2	» 247
• Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti	» 248
• Meccanismi di garanzia	» 251
• Sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani	» 253
Qualità del servizio e schema di contratto tipo	» 255
• Schema tipo di contratto di servizio e schema tipo di bando di gara	» 255
• Standard tecnici e qualitativi dell'attività di smaltimento e recupero	» 256

Capitolo 9

Mercati retail • Intersettoriale

» 259

Servizi di tutela e di ultima istanza	» 260
• Mercato elettrico: servizi di maggior tutela e di ultima istanza	» 260
• Mercato del gas: servizi di tutela, ultima istanza e <i>default</i>	» 269
Strumenti a disposizione dei clienti finali	» 274
• Portale Offerte luce e gas	» 274
• Offerte PLACET	» 277
• Portale Consumi	» 278
• Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo	» 279
• Rafforzamento e adeguamento del Codice di condotta commerciale	» 280
• Aggiornamento della Bolletta 2.0	» 281
• L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio del gas	» 283
• Elenco dei venditori di energia elettrica	» 284
Regolazione del mercato elettrico e del gas	» 285
• Morosità e disciplina del sistema indennitario	» 285

• Meccanismi di riconoscimento degli oneri generali di sistema e possibili evoluzioni delle modalità di riscossione	pag. 287
• Riconoscimento alle imprese distributrici degli oneri generali versati e non riscossi dagli utenti del trasporto	» 288
• Aggiornamenti del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica	» 290
• Attuazione delle misure correlate al credito d'imposta per l'energia elettrica e il gas naturale	» 290
• Primi orientamenti in merito alla riforma del processo di cambio fornitore in 24 ore nel settore elettrico	» 292
• Raccolta e messa a disposizione della misura nel settore del gas naturale	» 292
• Conclusione delle misure connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19	» 294
Sistema informativo integrato	» 294
• Codice offerta nel Registro centrale ufficiale (RCU)	» 294
• Centralizzazione delle richieste di prestazioni tecniche	» 296
Meccanismi dei Titoli di efficienza energetica (TEE)	» 296
• Determinazione del contributo tariffario dei TEE	» 296
• Attività assegnate all'Autorità	» 297
Monitoraggio retail	» 298
Servizi di contatto delle aziende di vendita di energia elettrica e di gas	» 300
Misure straordinarie per l'aumento dei prezzi delle materie prime	» 303

Capitolo 10

Tutela dei consumatori • Intersettoriale » 307

Richieste di informazioni, reclami e controversie di clienti e utenti finali	» 308
• Reclami e prestazioni di qualità commerciale	» 310
• Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali	» 313
• Il Servizio conciliazione dell'Autorità	» 321
• Procedure speciali risolutive	» 329
• Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità	» 331
• Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali	» 338
Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico	» 343
Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici	» 355
Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni	» 356

Capitolo 11

Vigilanza, sanzioni e contenzioso • Intersettoriale » 359

Indagini, vigilanza e controllo	» 360
Procedimenti sanzionatori e prescrittivi	» 379
Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati	» 386
• Settore elettrico	» 389
• Settore del gas	» 393
Contenzioso	» 395

Capitolo 12

**Attuazione della regolazione, comunicazione,
organizzazione e risorse** • Intersettoriale

pag. 405

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati	» 406
Comunicazione	» 412
Risorse umane	» 422
Gestione economico-finanziaria	» 424
Raccolte dati e strumenti informatici	» 425

Indice delle tavole

TAV. 3.1	Quadro di sintesi delle acquisizioni e dei relativi premi per l'unificazione della rete di trasmissione nazionale	pag. 118
TAV. 3.2	Distribuzione fissa/variabile degli oneri di rete (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)	» 122
TAV. 3.3	Dettaglio degli oneri in capo al conto A_{sov} in milioni di euro	» 136
TAV. 3.4	Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019	» 137
TAV. 3.5	Rendite di congestione alle frontiere relative all'anno 2021 (in euro)	» 147
TAV. 3.6	Diffusione dei veicoli elettrici e delle infrastrutture di ricarica in luoghi accessibili al pubblico	» 156
TAV. 4.1	Stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%	» 188
TAV. 5.1	Valori del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas	» 199
TAV. 8.1	Stato delle approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2020, 2021 e 2022-2025	» 250
TAV. 8.2	Dimensione, in termini di popolazione, degli ambiti tariffari oggetto di approvazione	» 250
TAV. 9.1	Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω	» 265
TAV. 9.2	Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le micro-imprese e valore del prezzo di aggiudicazione	» 268
TAV. 9.3	Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2022, distinte per tipologia di cliente finale e per <i>commodity</i>	» 278
TAV. 9.4	Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti <i>switching</i> hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo	» 286
TAV. 9.5	Fattori di qualità del servizio telefonico: importanza e insoddisfazione (2022)	» 302
TAV. 10.1	Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio conciliazione per i settori energia elettrica, gas, idrico, telecalore e rifiuti (2022)	» 308
TAV. 10.2	Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione 2022 (valori %)	» 312
TAV. 10.3	Chiamate pervenute al <i>call center</i> dello Sportello (2022)	» 314
TAV. 10.4	Distribuzione chiamate pervenute al <i>call center</i> dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (2022)	» 314
TAV. 10.5	Principali argomenti delle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello per servizio selezionato dal chiamante (2022)	» 314
TAV. 10.6	Principali argomenti dei quesiti ricevuti dal <i>call center</i> dello Sportello (2022)	» 315
TAV. 10.7	Principali argomenti delle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello mediante <i>call back</i> (2022)	» 316
TAV. 10.8	Livelli di servizio per il <i>call center</i> dello Sportello (2022)	» 317
TAV. 10.9	Risultati della rilevazione di <i>customer satisfaction</i> per il <i>call center</i> dello Sportello (2022)	» 317
TAV. 10.10	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative (2022)	» 320
TAV. 10.11	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (2022)	» 331
TAV. 10.12	Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 dicembre 2022	» 332
TAV. 10.13	Organismi ADR: percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore (2022)	» 336
TAV. 10.14	Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico (2022)	» 339
TAV. 10.15	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, calcolati in €/trimestre per punto di prelievo (2022)	» 347

TAV. 10.16	Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico, calcolati in €/trimestre per punto di riconsegna (2022)	pag. 348
TAV. 10.17	Clienti titolari di bonus elettrico e gas per disagio economico (2017-2022)	» 349
TAV. 10.18	Ripartizione percentuale dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico per area geografica (2022)	» 353
TAV. 10.19	Clienti titolari di bonus elettrico per disagio fisico (anni 2017-2022)	» 353
TAV. 10.20	Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico (2021 e 2022)	» 354
TAV. 10.21	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico (anno 2022)	» 354
TAV. 11.1	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2018-2022 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	» 364
TAV. 11.2	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2018-2022 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	» 365
TAV. 11.3	Verifica ispettiva nei confronti di un venditore in materia di adempimenti connessi alla vendita ai clienti finali di energia elettrica e gas (dicembre 2022)	» 366
TAV. 11.4	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica, in materia di riconoscimento dei crediti non recuperabili per il mancato incasso degli oneri generali del sistema elettrico (giugno-luglio 2022)	» 368
TAV. 11.5	Verifiche ispettive nei confronti di operatori sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori attualmente conclusi, relative alle condotte successivamente tenute dai medesimi (dicembre 2022)	» 369
TAV. 11.6	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas naturale in materia di tariffe di distribuzione e misura (novembre 2022)	» 370
TAV. 11.7	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica, in materia di continuità del servizio (ottobre-novembre 2022)	» 371
TAV. 11.8	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (luglio-novembre 2022)	» 372
TAV. 11.9	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (gennaio-dicembre 2022)	» 373
TAV. 11.10	Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente l'attività di vendita di energia elettrica in materia di <i>switching</i> a seguito di risoluzione del contratto di dispacciamento (luglio 2022)	» 374
TAV. 11.11	Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica in materia di volumi di servizio erogati (marzo 2022)	» 375
TAV. 11.12	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2022	» 395
TAV. 11.13	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2022	» 396
TAV. 11.14	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2022	» 396
TAV. 12.1	Documenti per la consultazione adottati nel 2022 (gennaio-dicembre)	» 406
TAV. 12.2	Andamento mensile della produzione provvedimentale per l'anno 2022	» 410
TAV. 12.3	Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2021 e 2022, suddivisi per macro-aree di intervento	» 411
TAV. 12.4	Personale di ruolo dell'Autorità in servizio al 31 dicembre 2022	» 422
TAV. 12.5	Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2022 per tipo di contratto e qualifica	» 423
TAV. 12.6	Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2022	» 423
TAV. 12.7	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)	» 424

Indice delle figure

FIG. 3.1	Stato di implementazione dei regolamenti europei al 31 dicembre 2022	pag. 138
FIG. 5.1	Schema concettuale ROSS-base	» 195
FIG. 9.1	Numero di visite per dispositivo alla data del 31 dicembre 2022	» 275
FIG. 9.2	Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2022, distinte per tipologia di cliente finale, <i>commodity</i> e <i>tipologia di prezzo</i>	» 276
FIG. 9.3	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico	» 286
FIG. 9.4	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore del gas	» 287
FIG. 9.5	Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2012-2022)	» 302
FIG. 10.1	Focus dei principali argomenti delle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello in tema bonus (2022)	» 316
FIG. 10.2	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settori energetici (2022)	» 318
FIG. 10.3	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settore idrico (2022)	» 318
FIG. 10.4	Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello (2022)	» 320
FIG. 10.5	<i>Trend</i> delle domande presentate al Servizio conciliazione (2017-2022)	» 322
FIG. 10.6	Indice regionale delle domande ricevute dal Servizio conciliazione (2022)	» 322
FIG. 10.7	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2022)	» 323
FIG. 10.8	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante (2022)	» 324
FIG. 10.9	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale (2022)	» 324
FIG. 10.10	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2022)	» 325
FIG. 10.11	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2022)	» 325
FIG. 10.12	Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione (2022)	» 326
FIG. 10.13	Ripartizione dei casi di convocazione del distributore quale ausilio tecnico per settore (2022)	» 327
FIG. 10.14	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione (2022)	» 328
FIG. 10.15	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione per operatore, settori energetici (2022)	» 328
FIG. 10.16	Esiti delle procedure nel settore idrico concluse presso il Servizio conciliazione per gestore, settore idrico (2022)	» 328
FIG. 10.17	Risultati della <i>customer satisfaction</i> per il Servizio conciliazione (2022)	» 329
FIG. 10.18	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello (2022)	» 330
FIG. 10.19	Organismi ADR: domande ricevute per settore (2022)	» 334
FIG. 10.20	Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nei settori energetici (2022)	» 335
FIG. 10.21	Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nel settore idrico (2022)	» 335
FIG. 10.22	Organismi ADR: principali motivi di inammissibilità delle domande (2022)	» 336
FIG. 10.23	Organismi ADR: distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore (2022)	» 337
FIG. 10.24	Organismi ADR: esiti delle procedure concluse (2022)	» 337

FIG. 10.25	Trend relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico (2022)	pag. 340
FIG. 10.26	Focus sulla tipologia di utenti finali dei reclami (2022)	» 341
FIG. 10.27	Esito dell'attività di gestione dei reclami del settore idrico da parte dello Sportello (2022)	» 341
FIG. 10.28	Focus sui gestori del settore idrico – Carta dei servizi (aggiornamento 2022)	» 342
FIG. 10.29	Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico per disagio economico (gennaio-dicembre 2022)	» 350
FIG. 10.30	Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus gas per disagio economico (gennaio-dicembre 2022)	» 350
FIG. 10.31	Distribuzione dei bonus elettrici per disagio economico a livello regionale e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione (2022)	» 352
FIG. 10.32	Distribuzione dei bonus gas a livello regionale e percentuale rispetto ai PDR totali domestici della regione (2022)	» 352
FIG. 11.1	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati	» 376
FIG. 11.2	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività	» 377
FIG. 11.3	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore di attività a marzo 2023	» 377
FIG. 11.4	Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2022	» 379
FIG. 11.5	Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2022	» 381
FIG. 11.6	Reclami presentati dagli operatori (2012-2022)	» 387
FIG. 11.7	Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus reclami presentati nel 2022)	» 387
FIG. 12.1	Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2022	» 410



CAPITOLO

1



QUADRO NORMATIVO

INTERSETTORIALE

Evoluzione della legislazione europea

Normativa eurounitaria nei settori dell'energia

Misure emergenziali per fare fronte alla crisi energetica

L'anno 2022 è stato caratterizzato dalla crisi energetica, iniziata nella seconda metà del 2021 e acuita dalla riduzione di forniture di gas naturale russo a seguito dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, fattore che ha portato a un aumento dei prezzi del gas e dell'elettricità a livelli mai registrati prima, con significativi impatti diretti sia sulle famiglie che sull'economia in generale. La crisi ha riportato in primo piano il tema della sicurezza energetica e della sostenibilità del costo dell'energia per i consumatori. La Commissione europea, anche su impulso del Consiglio, fin dal 2021 ha proposto una serie di misure per mitigare l'impatto dell'aumento dei prezzi per i consumatori e ridurre la dipendenza dal gas russo. Con la comunicazione COM(2021) 660 final del 10 ottobre 2021, su "Risposta all'aumento dei prezzi dell'energia: un pacchetto di misure d'intervento e di sostegno" (c.d. comunicazione Toolbox), la Commissione ha presentato un primo pacchetto di misure per affrontare l'impatto del caro prezzi nel breve e medio termine, tra cui: sostegno al reddito dei consumatori in condizioni di povertà energetica; proroghe temporanee per il pagamento delle bollette; misure di salvaguardia per evitare la sconnessione delle utenze dalla rete; aiuti alle imprese e alle industrie coerenti con le norme UE sugli aiuti di Stato; investimenti nelle energie rinnovabili e nell'efficienza energetica; aumento della capacità di stoccaggio dell'energia e acquisti comuni volontari di gas da parte degli stati membri. Con la comunicazione Toolbox, la Commissione ha anche chiesto ad ACER di esaminare vantaggi e svantaggi dell'assetto attuale del mercato dell'energia elettrica e, se del caso, formulare raccomandazioni da sottoporre alla Commissione.

ACER, con il documento "*Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*" pubblicato in aprile 2022¹, ha valutato che vada mantenuto l'attuale disegno di mercato, tuttavia con importanti aggiustamenti, per migliorarne l'efficienza a lungo termine e favorire la decarbonizzazione del settore energetico. In particolare, ACER ha raccomandato di: aumentare l'integrazione dei mercati nazionali, incrementare la liquidità dei mercati a termine, migliorare gli strumenti di supporto alle energie rinnovabili, accrescere la flessibilità del sistema migliorando i segnali di prezzo, proteggere i consumatori vulnerabili da un'eccessiva volatilità, ridurre la domanda di gas, istituire meccanismi temporanei e automatici di limitazione dei prezzi che si attivino automaticamente a condizioni chiaramente specificate a fronte di impennate subitane dei prezzi all'ingrosso.

A maggio 2022, la Commissione ha presentato il piano *REPowerEU* (comunicazione COM(2022) 230 final) in cui sono specificate misure orientate a ridurre la domanda di energia, aumentare la produzione di energia da fonti rinnovabili e diversificare l'approvvigionamento energetico. Il piano prevede, fra l'altro, che l'Europa diventi indipendente dai combustibili fossili russi entro il 2030.

¹ Una prima analisi preliminare è stata pubblicata a ottobre 2021: ACER, *High Energy Price*, ottobre 2021.

Nel corso del 2022, la situazione emergenziale ha indotto la Commissione a proporre al Consiglio europeo alcuni interventi normativi urgenti. Il regolamento (UE) 1032/2022 del Parlamento europeo e del Consiglio del 29 giugno 2022 che modifica i regolamenti (UE) 1938/2017 e (CE) 715/2009 per quanto riguarda lo stoccaggio del gas è stato approvato con procedura legislativa ordinaria, mentre altri cinque regolamenti sono stati adottati solo dal Consiglio europeo facendo leva sull'articolo 122 del TUE che prevede la sola approvazione da parte del Consiglio per l'adozione di misure legislative urgenti in situazioni emergenziali. I regolamenti emergenziali adottati nel 2022, e più oltre meglio illustrati, contengono misure volte a: accelerare il riempimento degli stoccaggi di gas naturale; ridurre la domanda di gas e di energia elettrica; aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; permettere acquisti congiunti di gas, GNL e idrogeno e contenere gli aumenti del prezzo del gas oltre determinate soglie. Di seguito sono riportati i testi adottati, in ordine di pubblicazione, con una breve descrizione del loro contenuto.

Infine, a dicembre 2022 la Commissione ha avviato una consultazione pubblica finalizzata alla definizione di una proposta di riforma del disegno del mercato elettrico così come richiesto anche dal Consiglio europeo nel mese di maggio 2022.

Regolamento (UE) 1032/2022 del Parlamento europeo e del Consiglio del 29 giugno 2022 che modifica i regolamenti (UE) 1938/2017 e (CE) 715/2009 per quanto riguarda lo stoccaggio del gas

Il regolamento (UE) 1032/2022 modifica il regolamento (UE) 1938/2017 del 25 ottobre 2017 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas e il regolamento (CE) 715/2009 del 13 luglio 2009 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale. Esso introduce obblighi di riempimento degli stoccaggi per rafforzare la sicurezza energetica. Nello specifico il regolamento prevede, per gli stati membri dotati di capacità di stoccaggio, un obbligo di riempimento pari all'80% della capacità entro il 1° novembre 2022, e pari al 90% per gli anni successivi fino al 31 dicembre 2025; per gli stati membri che non dispongono di capacità di stoccaggio, il regolamento prevede di stoccare l'equivalente del 15% dei propri consumi finali di gas presso stati membri dotati di stoccaggi. Obiettivi e traiettorie di riempimento sono differenziati per stato membro. Inoltre, il regolamento prevede anche una nuova certificazione obbligatoria di tutti i gestori di stoccaggio per evitare il rischio di controllo da parte di paesi terzi su queste infrastrutture strategiche e incentivi per favorire il riempimento degli stoccaggi.

Regolamento (UE) 1369/2022 del Consiglio del 5 agosto 2022 relativo a misure coordinate di riduzione della domanda di gas

Il regolamento (UE) 1369/2022 introduce norme per favorire la riduzione dei consumi di gas naturale. In particolare, prevede una riduzione volontaria della domanda di gas naturale da parte di ciascuno stato membro nel periodo 1° agosto 2022-31 marzo 2023 di almeno il 15% rispetto al consumo medio di gas nello stesso periodo dei cinque anni precedenti. La riduzione della domanda diventa obbligatoria a seguito della dichiarazione di stato di emergenza che il Consiglio può attivare su iniziativa della Commissione o su richiesta di almeno cinque stati membri. Il regolamento prevede un sistema di deroghe per tenere conto di specifiche situazioni nazionali, tra cui la possibilità di considerare le eccedenze di stoccaggio rispetto agli obiettivi nel calcolo della riduzione della domanda di gas. Il regolamento si applica per un periodo di un anno a decorrere dall'entrata in vigore.

Regolamento (UE) 1854/2022 del Consiglio del 6 ottobre 2022 relativo a un intervento di emergenza per fare fronte ai prezzi elevati dell'energia

Il regolamento (UE) 1854/2022 dispone una serie di misure eccezionali relative al mercato elettrico che riguardano la riduzione dei consumi, l'imposizione di tetti alle rendite delle tecnologie infra-marginali e gli interventi sui prezzi del mercato al dettaglio. Per quanto riguarda gli obiettivi di riduzione dei consumi elettrici, il regolamento dispone un target non vincolante di riduzione dei consumi del 10% rispetto alla media del periodo 1° novembre-31 marzo degli ultimi cinque anni e un target vincolante di riduzione del 5% del consumo durante le ore di punta dal 1° dicembre 2022 al 31 marzo 2023, lasciando agli stati la facoltà sulle modalità attuative. Per quanto riguarda il tetto alle tecnologie infra-marginali, il regolamento introduce, per il periodo 1° dicembre 2022-30 giugno 2023, un tetto di 180 €/MWh ai ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica generata da fonte rinnovabile, nucleare, lignite, torba, prodotti petroliferi definiti tecnologie infra-marginali. Il regolamento impone, inoltre, l'obbligo di impiegare i proventi dell'estrazione delle rendite per finanziare misure a sostegno dei clienti finali di energia elettrica e per mitigare l'impatto dei prezzi elevati. Agli stati membri sono attribuiti alcuni gradi di flessibilità sull'applicazione del tetto, in particolare essi possono: fissare un tetto più elevato ai produttori, se gli investimenti e i costi di esercizio superano 180 €/MWh; differenziarlo in base alle tecnologie ammesse; estenderlo agli operatori attivi nella compravendita di energia elettrica e ad altre fonti idroelettriche oltre a quelle indicate dal regolamento; esentare gli impianti con potenza inferiore a 1 MW e non applicare il tetto al mercato dei servizi di bilanciamento; limitare l'applicazione del tetto solo al 90% dei profitti che eccedono i 180 €/MWh. Infine, relativamente alle misure per il mercato al dettaglio, il regolamento prevede che gli stati membri possano fissare i prezzi regolati per i clienti domestici e le piccole e medie imprese che, in via eccezionale e temporanea, possono essere anche inferiori ai costi. Infine, è previsto un contributo di solidarietà temporaneo e obbligatorio a carico delle imprese che svolgono attività nei settori del petrolio, gas naturale, carbone e raffinazione, pari al 33% degli utili conseguiti nell'esercizio fiscale 2022 o 2023 e che eccedono del 20% la media degli utili conseguiti nei quattro anni fiscali precedenti. Tali misure si applicano fino al 31 dicembre 2023.

Regolamento (UE) 2576/2022 del Consiglio del 19 dicembre 2022 che promuove la solidarietà mediante un migliore coordinamento degli acquisti di gas, parametri di riferimento affidabili per i prezzi e scambi transfrontalieri di gas

Il regolamento (UE) 2576/2022 introduce un meccanismo per gli acquisti congiunti del gas, interventi sulla formazione dei prezzi del gas naturale e nuove misure di solidarietà fra stati membri. Per quanto riguarda gli acquisti congiunti di gas naturale, il regolamento istituisce un servizio di aggregazione della domanda e acquisto comune del gas naturale che verrà gestito da un soggetto selezionato dalla Commissione tramite gara. I paesi dotati di impianti di stoccaggio dovranno imporre alle loro imprese di partecipare alle procedure di aggregazione della domanda per volumi pari ad almeno il 15% dell'obiettivo di riempimento fissato dal regolamento (UE) 1938/2017. Le forniture di gas naturale proveniente dalla Federazione russa non sono ammesse al meccanismo di acquisto congiunto. Relativamente agli interventi sui meccanismi di formazione dei prezzi del gas, il regolamento stabilisce un meccanismo alternativo al TTF (il *Title Transfer Facility*, l'*hub* del gas nei Paesi Bassi che rappresenta il principale mercato del gas in Europa) che attribuisce ad ACER il compito di calcolare e pubblicare quotidianamente un prezzo di riferimento del GNL e introduce alcuni meccanismi per limitare la volatilità nelle transazioni nei mercati dei derivati (c.d. *circuit breakers*). Il regolamento, infine, contiene norme per rafforzare la solidarietà fra stati membri, tra cui: un meccanismo per rendere disponibile la capacità prenotata e lasciata inutilizzata dagli operatori del mercato; alcune regole di solidarietà di *default* nel caso di mancati accordi bilaterali di solidarietà tra stati membri. Il regolamento si applica per un periodo di un anno a decorrere dall'entrata in vigore.

Regolamento (UE) 2578/2022 del Consiglio del 22 dicembre 2022 che istituisce un meccanismo di correzione del mercato per proteggere i cittadini dell'Unione e l'economia da prezzi eccessivamente elevati

Il regolamento (UE) 2578/2022 del Consiglio del 22 dicembre 2022, entrato in vigore il 1° febbraio 2023 per un periodo di un anno, istituisce un meccanismo temporaneo di correzione del mercato del prezzo del gas commerciato al TTF che prevede le condizioni di attivazione e i meccanismi di disattivazione e sospensione. Il meccanismo è attivato al verificarsi di due condizioni: (1) una quotazione dei contratti derivati a un mese al TTF di oltre 180 €/MWh per tre giorni consecutivi; e (2) uno *spread* tra tale prezzo e il prezzo di riferimento del GNL superiore a 35 €/MWh negli stessi tre giorni. Il prezzo di riferimento è il prezzo medio del GNL che è stimato da ACER. Il meccanismo può essere esteso ad altri contratti derivati e ad altri *hub* europei ma non riguarda le negoziazioni *over-the-counter* (cioè fuori borsa). Una volta attivato, il meccanismo resta in vigore per almeno 20 giorni lavorativi ed è disattivato automaticamente quando il prezzo al TTF scende sotto i 180 €/MWh per tre giorni consecutivi o nel caso in cui venga dichiarato lo stato di emergenza da parte della Commissione. Inoltre, è previsto anche un meccanismo di sospensione, sempre attivabile dalla Commissione, qualora si verificino turbative indesiderate del mercato o vi siano rischi evidenti di turbative, con ripercussioni negative sulla sicurezza dell'approvvigionamento, sui flussi di gas intra-Unione o sulla stabilità finanziaria. In particolare, il meccanismo può essere sospeso qualora la domanda di gas aumenti del 15% in un mese o del 10% in un bimestre, le importazioni di GNL subiscano un calo significativo, i volumi scambiati al TTF siano a un livello molto inferiore rispetto a un anno prima o il tetto differisca significativamente dai prezzi negli altri mercati organizzati europei o in quelli asiatici o statunitensi.

Regolamento (UE) 2577/2022 del Consiglio del 22 dicembre 2022 che istituisce il quadro per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili

Il regolamento (UE) 2577/2022 stabilisce norme temporanee di carattere emergenziale per accelerare le procedure autorizzative per la produzione di energia da fonti rinnovabili, "con particolare attenzione a tecnologie per le energie rinnovabili o tipi di progetti specifici in grado di accelerare in tempi rapidi il ritmo di diffusione delle energie rinnovabili nell'Unione". Il regolamento prevede le seguenti durate massime per le procedure autorizzative: tre mesi per gli impianti solari (anche con stoccaggio) e un mese con "silenzio assenso" e per quelli con capacità fino a 50 kW; tre mesi per progetti di ammodernamento degli impianti da fonti rinnovabili se comportano un aumento della capacità inferiore al 15% e 6% oltre tale soglia; un mese per le pompe di calore al di sotto dei 50 MW (tre mesi se geotermiche), e basterà una semplice notifica per quelle fino a 12 kW (fino a 50 kW se installate da un autoconsumatore con impianti da fonti rinnovabili pari ad almeno il 60% della capacità della pompa). Gli stati membri potranno esentare dalla VIA i progetti da fonti rinnovabili e di stoccaggio e le relative connessioni se ubicati in zone dedicate alle energie rinnovabili. Il regolamento si applica per un periodo di 18 mesi dall'entrata in vigore.

Pacchetto "Fit for 55" e pacchetto per la decarbonizzazione del settore del gas

Nel 2022 è proseguita la negoziazione tra le istituzioni europee delle proposte presentate dalla Commissione europea a luglio 2021 all'interno del pacchetto "Fit for 55" e del pacchetto per l'idrogeno e la decarbonizzazione del settore del gas, c.d. "Gas decarbonization package", presentato nel dicembre 2021. Le proposte della Commissione sono state descritte in dettaglio nella *Relazione Annuale 2022*. Per alcuni atti legislativi, nel 2022, sono

stati raggiunti gli accordi tra il Parlamento europeo e il Consiglio su un testo di compromesso da proporre per approvazione al Parlamento europeo e al Consiglio, in particolare riguardo alla regolazione sugli standard di emissione per i veicoli, al sistema dell'UE di scambio di quote di emissione di CO₂ (*EU Emissions Trading System*, c.d. EU ETS), e alle emissioni nei settori non-EU ETS. A ottobre 2022, il Consiglio e il Parlamento europeo hanno raggiunto un accordo sulla revisione del regolamento (UE) 631/2019 che definisce i livelli di prestazione in materia di emissioni di CO₂ delle autovetture nuove e dei veicoli commerciali leggeri e che fissa al 2030 l'obiettivo di riduzione delle emissioni del 55% per le nuove auto e del 50% per i nuovi furgoni rispetto ai livelli del 2021, e al 2035 l'obiettivo di riduzione delle emissioni del 100% sia per le nuove auto che per i nuovi furgoni.

A dicembre 2022, è stato raggiunto un accordo provvisorio tra il Parlamento europeo e il Consiglio per la revisione della direttiva EU ETS (direttiva 2003/87/CE, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio) che prevede una riduzione delle emissioni dei settori interessati dall'EU ETS del 62% entro il 2030 rispetto ai livelli del 2005 (19 punti percentuali in più rispetto alla percentuale prevista dalla legislazione attuale). L'accordo inserisce nell'EU ETS anche le emissioni del trasporto marittimo, facendo dell'UE la prima giurisdizione a fissare un prezzo esplicito della CO₂ in questo settore, e introduce, dal 2027, un sistema di scambio di emissioni anche per il settore dell'edilizia e del trasporto su strada. È stato trovato l'accordo fra Parlamento e Consiglio anche per il regolamento che istituisce un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM) e che impone una tassa sull'importazione di determinati prodotti basata sul loro contenuto di carbonio e legata al prezzo dell'ETS, in modo da creare condizioni di parità tra i produttori dell'UE e dei paesi terzi. Per i settori non-EU ETS, Consiglio e Parlamento hanno trovato un accordo provvisorio sulla revisione del regolamento (UE) 842/2018 relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli stati membri nel periodo 2021-2030 (c.d. *effort sharing decision*), per ridurre le emissioni del 40% nel 2030, rispetto ai livelli del 2005². Infine, il Parlamento e il Consiglio hanno raggiunto un accordo provvisorio sul nuovo regolamento che istituisce il fondo sociale per il clima, che è un nuovo fondo per aiutare i cittadini vulnerabili più colpiti dalla povertà energetica. Il fondo finanzia misure temporanee di sostegno diretto al reddito per fare fronte all'aumento dei prezzi dei carburanti per autotrazione e per il riscaldamento, e anche investimenti strutturali di lunga durata nell'edilizia, nei veicoli a zero e basse emissioni, nonché nel trasporto pubblico e nei servizi di mobilità condivisa. Il fondo sarà finanziato attraverso i proventi ottenuti dalla vendita all'asta di una parte delle quote dell'ETS.

Per quanto riguarda le altre proposte legislative avanzate dalla Commissione di rilevanza per il settore energetico, il processo di negoziazione fra le istituzioni europee non è terminato nel 2022. Con riferimento alla revisione della direttiva 2018/2001/UE per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili (c.d. RED II), nel secondo semestre 2022 è stata avviata la fase di trilogico di cui si attende la conclusione entro il primo trimestre 2023. Per quanto riguarda il *Gas decarbonization package*, a fine 2022 il Parlamento europeo e il Consiglio stavano finalizzando le proprie posizioni sulla proposta di revisione della direttiva gas 2009/73/CE e del regolamento gas (CE) 715/2009 in vista del trilogico che dovrebbe essere avviato nella prima metà del 2023, con l'obiettivo previsto di chiudere il pacchetto entro la fine dell'anno.

² Per il settore dell'uso del suolo, della silvicoltura e dell'agricoltura (c.d. LULUCF), Consiglio e Parlamento hanno trovato un accordo provvisorio sulla revisione del regolamento (UE) 841/2018 e definito un obiettivo europeo di riduzione di 310 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente.

Regolamento TEN-E

A maggio 2022 è stato formalmente approvato il nuovo Regolamento sulle infrastrutture energetiche transfrontaliere (regolamento (UE) 869/2022 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee, c.d. Regolamento TEN-E). Parlamento e Consiglio avevano raggiunto l'accordo sul nuovo Regolamento già a dicembre 2021; si rimanda alla *Relazione Annuale 2021* per una descrizione delle sue principali novità.

Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore idrico

Le acque reflue urbane sono una delle principali fonti di inquinamento idrico se non vengono raccolte e trattate, in ossequio alle norme dell'Unione europea. Nello specifico, tali acque contengono materia organica, azoto e fosforo, sostanze chimiche nocive, batteri e virus che, se non trattati ma scaricati nell'ambiente, danneggiano fiumi, laghi e acque costiere, influenzando sulla salute umana. Per favorire l'eliminazione di queste sostanze inquinanti dalle acque reflue urbane, sin dal 1991 è in vigore una direttiva europea³ che ha determinato un forte miglioramento della qualità delle acque di superficie in Europa, essenzialmente favorendo l'efficientamento dei sistemi di collettamento, di trattamento e di rilascio delle acque reflue domestiche e industriali. In effetti, secondo un rapporto europeo del 2019⁴, il livello di attuazione della direttiva è elevato: il 98% delle acque reflue dell'Unione europea è adeguatamente raccolto e il 92% adeguatamente trattato, anche se un numero limitato di stati membri ha ancora difficoltà a raggiungere la piena conformità. I fondi europei sono stati un fattore chiave per sostenere gli investimenti nelle infrastrutture necessarie. Lo stesso rapporto europeo indica tre macro-problematiche che negli ultimi trent'anni hanno impedito il pieno dispiegamento degli effetti della direttiva in tutta l'Unione:

- a) **nuove sostanze inquinanti.** L'attuale direttiva europea è focalizzata su sostanze provenienti prevalentemente da fonti domestiche, raccolte e trattate da impianti centralizzati. Tuttavia, negli ultimi decenni sono comparse nuove tipologie di sostanze inquinanti nei centri urbani (per esempio, microplastiche, residui rilasciati da piccoli centri abitati non adeguatamente serviti e da acque meteoriche) che possono essere dannose per l'ambiente e la salute umana, già in bassi livelli di concentrazione;
- b) **allineamento alle nuove normative ambientali europee e al *Green Deal* europeo⁵.** A partire dalla direttiva quadro europea sulle acque⁶, da oltre due decenni si è andato definendo un quadro normativo ambientale

3 Direttiva 91/271/CEE del Consiglio del 21 maggio 1991 concernente il trattamento delle acque reflue urbane. La direttiva, finalizzata a proteggere l'ambiente dell'Unione europea da fenomeni, quali, per esempio, l'eutrofizzazione, stabilisce norme europee per la raccolta, il trattamento e lo scarico delle acque reflue urbane, e impone agli Stati dell'Unione europea una serie di adempimenti, tra i quali:

- raccogliere e trattare le acque reflue in insediamenti urbani con una popolazione di almeno 2.000 abitanti ed effettuare un trattamento secondario sulle acque reflue raccolte;
- effettuare un trattamento più avanzato in insediamenti urbani con popolazione superiore ai 10.000 abitanti situati in specifiche aree sensibili;
- verificare che gli impianti di trattamento siano adeguatamente mantenuti in modo da garantire prestazioni sufficienti e che possano operare in tutte le normali condizioni climatiche;
- adottare misure per limitare l'inquinamento delle acque recipienti provenienti da tracimazioni di acque meteoriche in situazioni estreme, come in caso di piogge insolitamente abbondanti;
- monitorare le prestazioni degli impianti di trattamento e delle acque recipienti;
- monitorare lo smaltimento e il riutilizzo dei fanghi di depurazione.

4 Il citato rapporto europeo del 2019 sullo stato di implementazione della direttiva riporta che circa 2 miliardi di euro ogni anno sono stati trasferiti da fondi europei in questo ramo del settore idrico. Si veda, in proposito, UWWTD Evaluation SWD 448-701 web.pdf (europa.eu).

5 Si veda anche la *Relazione Annuale 2022*. Il *Green Deal* dell'Unione europea è un programma di azione adottato dalla Commissione europea l'11 dicembre 2019 e prevede una serie di atti, legislativi e non, con proposte per contrastare i cambiamenti climatici, promuovere l'uso efficiente delle risorse passando a un'economia circolare pulita, ripristinare la perdita di biodiversità e ridurre l'inquinamento. Il *Green Deal* intende rendere sostenibile l'economia dell'Unione europea e promuovere gli investimenti necessari con strumenti di finanziamento per tutti i settori dell'economia. Cfr. anche ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.

6 Direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque.

più esigente nell'Unione, al quale deve adeguarsi anche il settore delle acque reflue, per contrastare nuove sostanze inquinanti emergenti, per ridurre le emissioni di gas a effetto serra e per favorire pratiche di economia circolare, per esempio rispetto alla gestione dei fanghi e al riutilizzo delle acque trattate;

- c) **livello insufficiente e disomogeneo della *governance* del settore.** Studi della Commissione europea mostrano che circa 10 milioni di cittadini europei non hanno accesso ai servizi sanitari di base e che i livelli di *performance* e di trasparenza nel settore sono fortemente disomogenei. I gestori delle acque reflue sono principalmente (60%) società possedute da autorità pubbliche od operanti per un'autorità pubblica o società miste. Gli utenti del servizio fanno parte di un mercato c.d. "vincolato", configurandosi, da un punto di vista economico, come monopolio naturale, in cui le persone e le imprese collegate alla rete pubblica non possono scegliere i loro operatori.

Per fronteggiare queste carenze, la Commissione europea ha avviato un processo di valutazione dello stato di implementazione dell'attuale direttiva, mediante studi interni e una consultazione pubblica di tutti gli *stakeholder* europei⁷, a fronte del quale ha emanato una proposta di revisione della direttiva europea sul trattamento delle acque reflue urbane, pubblicata il 26 ottobre 2022⁸ e trasmessa al Parlamento europeo e al Consiglio per l'avvio del procedimento legislativo ordinario. Rispetto alle problematiche sopra evidenziate, la proposta di direttiva si prefigge obiettivi ambiziosi entro il 2040 e, in particolare:

- a) **il contenimento degli effetti negativi legati alle nuove sostanze inquinanti.** La proposta di direttiva prevede di estendere gli obblighi attualmente vigenti per gli agglomerati con più di 2.000 abitanti anche agli agglomerati con più di 1.000 abitanti, di imporre ai paesi dell'Unione di istituire piani integrati di gestione delle acque reflue urbane nelle grandi città (inizialmente in quelle con oltre 100.000 abitanti e, successivamente, nelle città a partire da 10.000 abitanti, ove necessario) e di fissare specifici obiettivi di riduzione delle sostanze inquinanti⁹;
- b) **l'allineamento alle nuove normative ambientali europee e al *Green Deal* europeo.** La revisione introduce un obiettivo vincolante di neutralità energetica per l'intero settore in tutta l'Unione europea. Ciò significa che gli impianti di trattamento delle acque reflue urbane dovranno ridurre significativamente il loro consumo energetico e produrre energia attraverso fonti rinnovabili (per esempio, solare, eolica o mediante l'impiego del biogas)¹⁰. I paesi dell'Unione saranno inoltre tenuti a monitorare l'inquinamento industriale alla fonte, al fine di aumentare le possibilità di riutilizzo dei fanghi e delle acque reflue trattate. La proposta prevede, inoltre, il mandato alla Commissione di fissare tassi minimi di recupero del fosforo;
- c) **il miglioramento della *governance* del settore.** La proposta favorisce la trasparenza dei dati degli operatori, obbligandoli a rendere pubblici alcuni indicatori chiave delle loro prestazioni in termini di servizi. I produttori farmaceutici e cosmetici saranno tenuti a pagare il costo della rimozione dei microinquinanti che provengono dai loro prodotti e che finiscono nelle acque reflue, attraverso il meccanismo della c.d. "responsabilità estesa del produttore", attuando così il principio "chi inquina paga". La proposta di direttiva punta anche a migliorare l'accesso ai servizi igienico-sanitari, in particolare per le persone vulnerabili ed emarginate, per esempio, imponendo agli stati membri di istituire strutture igienico-sanitarie negli spazi pubblici.

La proposta di direttiva, attualmente in discussione presso il Parlamento europeo e il Consiglio dei ministri dell'Unione europea, è destinata a determinare un impatto diretto su varie tipologie di *stakeholder*, tra cui:

⁷ *Refit Evaluation* (2019).

⁸ COM(2022) 541 final.

⁹ Per esempio, riduzione di 105.014 tonnellate di domanda biochimica di ossigeno, 229.999 tonnellate di azoto, 29.678 tonnellate di fosforo.

¹⁰ Uno degli obiettivi della proposta è quello di ridurre le emissioni di gas a effetto serra di 4,86 milioni di tonnellate.

- gli operatori delle acque reflue, responsabili della raccolta, del trattamento, del monitoraggio e del corretto scarico delle acque reflue. Si stima che saranno necessari ulteriori investimenti, in particolare per rimuovere in maniera più incisiva i nutrienti, per trattare i micro-inquinanti e per raggiungere la neutralità energetica;
- i cittadini, che copriranno gran parte dei costi economici collegati all'implementazione della direttiva, mediante tariffe idriche e tasse. La Commissione europea prevede entro il 2040 un aumento medio delle tariffe idriche nei 27 paesi membri dell'Unione di circa il 2,3% all'anno, ma stime di altre fonti del settore prevedono aumenti più consistenti;
- i settori industriali farmaceutico e cosmetico indicati nella proposta di direttiva come responsabili di gran parte del carico di micro-inquinanti nelle acque reflue, che dovranno coprire i restanti costi di implementazione con il meccanismo della responsabilità estesa del produttore¹¹.

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore dei rifiuti

Nel febbraio 2022 la Commissione europea – Direzione generale ambiente (DG ENV) – ha diffuso, in forma di pre-consultazione, un invito a presentare idee e proposte in merito alla prospettiva di riforma della direttiva quadro sui rifiuti (direttiva 2008/98/CE, modificata dalla direttiva UE/2018/851, quest'ultima parte del c.d. "Pacchetto economia circolare").

La pre-consultazione prende le mosse dalla constatazione che, nonostante i progressi sul fronte della circolarità, le difficoltà nel raggiungere gli stessi obiettivi della direttiva quadro (50% di riciclo di materia da rifiuti urbani entro il 2020) mettono a rischio quelli più ambiziosi previsti con le modifiche introdotte dal Pacchetto economia circolare, con riferimento all'obiettivo del riciclo dei rifiuti urbani del 55%, del 60% e del 65%, entro, rispettivamente, il 2025, il 2030 e il 2035.

Tenuto conto dei contributi ricevuti in pre-consultazione (236, di cui il 20% dall'Italia) e del parere del Parlamento europeo sul Piano per l'economia circolare, che già nel 2021 esortava la Commissione a proporre misure, tra l'altro, per la prevenzione e la riduzione della produzione di rifiuti, la DG ENV ha deciso di avviare il processo di revisione della normativa sui rifiuti, al fine di introdurre modifiche in grado, da un lato, di affrontare in concreto il problema attraverso la graduale riduzione/prevenzione dei rifiuti e, dall'altro, di rendere più efficace la costruzione dell'economia circolare.

Il processo di revisione include:

- una consultazione pubblica, avviata il 24 maggio 2022, su: riduzione e prevenzione dei rifiuti; spreco alimentare; raccolta differenziata; incentivi regolamentari ed economici. L'Autorità italiana ha partecipato alla consultazione, scaduta il 16 agosto, con l'invio di un contributo *ad hoc* sulla rilevanza della regolazione economica dei servizi di gestione dei rifiuti urbani in tema di efficienza, di efficacia e di qualità. Anche sulla base dei risultati della consultazione, nonché sulle evidenze degli studi che la Commissione ha affidato al Centro comune di ricerca (JRC) sui temi dell'ottimizzazione e della crescita della raccolta differenziata, si prevede la presentazione di una proposta legislativa di modifica della direttiva quadro entro la prima metà del 2023.

¹¹ Il meccanismo "EPR-extended producer responsibility" implica che ai settori industriali indicati nella direttiva verrà chiesto di pagare per il trattamento degli inquinanti nocivi rilasciati a causa dell'uso dei loro prodotti. A lungo termine, la Commissione valuterà se altri settori possano essere soggetti a tale meccanismo. Gli stati membri dovranno provvedere affinché i produttori indicati esercitino collettivamente la loro responsabilità estesa, aderendo a un'organizzazione di responsabilità del produttore.

Tale proposta di revisione dovrebbe focalizzarsi sul miglioramento dei processi di raccolta differenziata, la cui qualità è considerata pre-condizione per l'incremento dei tassi di riciclo di materia, sull'eventuale adozione di ulteriori obiettivi quantitativi per le raccolte differenziate dei materiali ad ora non considerati nella direttiva quadro, sull'estensione/rafforzamento degli schemi di responsabilità del produttore e sul trattamento, nel quadro della gerarchia comunitaria dei rifiuti, dell'impiantistica di recupero di energia (tema, quest'ultimo, controverso e collegato al dialogo interistituzionale in corso al momento della stesura di questa *Relazione Annuale*, relativo alla riforma dello schema comunitario di scambio dei diritti di emissione, relativamente al quale il Parlamento europeo ha proposto l'inclusione degli inceneritori di rifiuti);

- una proposta di regolamento del 30 novembre 2022 sugli imballaggi e rifiuti da imballaggi e sull'incidenza sull'ambiente di determinati prodotti di plastica. La proposta di regolamento, all'attenzione di Consiglio e Parlamento europeo al momento della redazione della presente *Relazione Annuale*, incontra le richieste del Parlamento europeo in sede di approvazione del Piano per l'economia circolare, promuovendo lo spostamento del focus legislativo dal riciclo alla riduzione dei rifiuti. Al riguardo, si prevedono, al fine di ridurre i rifiuti da imballaggio, obiettivi di riduzione dell'immissione in commercio di imballaggi (- 5% *pro capite* entro il 2030, - 10% entro il 2035 e - 15% entro il 2040) e misure volte all'incremento del riutilizzo, anziché dell'immissione del rifiuto da imballaggio nella filiera del riciclo; filiera alla quale sono stati assegnati obiettivi più stringenti, quali soglie minime di materiale riciclato presente nei nuovi imballaggi (per esempio, 50% in PET dal 2030). A differenza della proposta di revisione della direttiva, di cui si è detto al punto precedente, la proposta di regolamento (che entrerebbe in vigore immediatamente dopo la sua approvazione da parte del Consiglio e del Parlamento europeo) prevede un più rapido iter di approvazione legislativa, che richiede una sostanziale revisione delle regole applicabili agli imballaggi e ai rifiuti da imballaggio, a poco più di due anni dall'entrata in vigore del Pacchetto economia circolare. Se approvato, il regolamento sulla tendenziale riduzione dei rifiuti da imballaggio eserciterà effetti indiretti sulla regolazione, nella misura in cui si evidenziassero costi relativi a investimenti non recuperabili a seguito della riduzione del flusso dei rifiuti da imballaggio immessi nel circuito della raccolta differenziata e del riciclo, e se si decidesse di tenere conto, nella formazione degli incentivi tariffari a supporto di azioni virtuose in termini di circolarità, degli obiettivi di riduzione dei rifiuti, accanto o in luogo degli incentivi per le azioni di incremento dell'avvio a riciclo.

Benché non collegabili direttamente alle attività di questa Autorità, ma in linea con gli sviluppi dell'economia circolare, si segnala, altresì, l'adozione del regolamento (UE) 520/2022 della Commissione del 31 marzo 2022, che modifica il regolamento (CE) 1418/2007 relativo all'esportazione di alcuni rifiuti destinati al recupero, e la pubblicazione dello studio, propedeutico all'adozione di ulteriore regolamentazione, sull'inclusione di nuovi flussi di rifiuti nel dominio dei criteri comunitari per la qualifica "end of waste" ("*Scoping possible further EU-wide end-of-waste and by-product criteria*", pubblicazione congiunta JRC e Commissione del 2 aprile 2022).

Evoluzione della legislazione italiana

Al fine di fare fronte ai preoccupanti rialzi dei prezzi dell'energia, dovuti anche al persistere del conflitto bellico in Ucraina, numerosissimi sono stati i provvedimenti legislativi emanati nel corso del 2022. Di essi si darà conto nel prosieguo, soffermandosi, in particolare, sulle disposizioni di immediato e diretto interesse di questa Autorità.

Il primo provvedimento in esame è il decreto legge 30 dicembre 2021, n. 228, convertito dalla legge 25 febbraio 2022, n. 15, *"Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi"*, che, all'articolo 11, comma 4, proroga al 31 dicembre 2026 il periodo di godimento dei benefici riconosciuti alle imprese energivore per l'impegno a finanziare la realizzazione di alcune linee di interconnessione con l'estero (*interconnector*) e demanda a questa Autorità il compito di aggiornare le delibere recanti l'elenco dei paesi esteri nei mercati dei quali gli assegnatari possono acquistare l'energia elettrica oggetto del servizio di importazione virtuale.

Il comma 5-*octies* del medesimo articolo dispone la rideterminazione – su proposta di questa Autorità e con decreto del Ministero della transizione ecologica (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) e del Ministero dell'economia e delle finanze – delle modalità di riscossione degli oneri generali di sistema di cui all'articolo 33-*ter* del decreto legge 31 maggio 2021, n. 77, da effettuarsi entro il 30 giugno 2022, in modo che tali somme siano versate alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) senza entrare nella disponibilità dei venditori.

Si pone poi in evidenza il decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, convertito dalla legge 28 marzo 2022, n. 25, *"Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico"*.

L'art. 14 del suddetto provvedimento, al comma 1, affida al regolatore nazionale il compito di annullare per il primo trimestre 2022 le aliquote relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione, o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. Il comma 2 reca la copertura degli oneri, pari a 1.200 milioni per il 2022, mediante corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di CO₂ relativi al 2022, che sono versati mensilmente dal Gestore dei servizi energetici (GSE) sull'apposito conto presso la Tesoreria dello Stato e poi reimputati alla CSEA.

Al fine di sostenere le famiglie e le persone che utilizzano presso la propria abitazione l'energia elettrica per apparecchiature mediche necessarie per il mantenimento in vita, l'art. 14-*bis* istituisce un fondo presso la Presidenza del Consiglio, con una dotazione di 500.000 euro per il 2022.

L'art. 15-*bis*, al comma 1, prevede l'applicazione, dal 1° febbraio al 31 dicembre 2022, di un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia, in riferimento all'energia elettrica immessa in rete da: i) impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto energia, non dipendenti dai prezzi di mercato; ii) impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2010.

Vale porre in evidenza anche il decreto legge 25 febbraio 2022, n. 14, convertito in legge 5 aprile 2022, n. 28, recante *"Disposizioni urgenti sulla crisi in Ucraina"*, che all'art. 5-*bis* reca disposizioni per l'adozione di misure preventive necessarie alla sicurezza del sistema nazionale del gas naturale. Nel dettaglio, il comma 1 prevede che, per fronteggiare l'eccezionale instabilità del sistema nazionale del gas naturale derivante dalla guerra in Ucraina e consentire il riempimento degli stoccaggi di gas per l'anno termico 2022-2023, possano essere adottate mi-

sure, finalizzate all'aumento della disponibilità di gas e alla riduzione programmata dei consumi di gas, previste dal Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza. In tal caso, il comma 2 del medesimo art. 5-*bis* affida a Terna il compito di predisporre un programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW che utilizzino carbone o olio combustibile in condizioni di regolare esercizio, per il periodo di durata dell'emergenza, fermo restando il contributo degli impianti alimentati a energie rinnovabili. Terna trasmette settimanalmente al Ministero di riferimento e all'Autorità un programma di utilizzo dei suddetti impianti ed effettua il dispacciamento degli stessi, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete, in modo da massimizzarne l'utilizzo, nonché assimilandoli alle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. L'Autorità definisce, quindi, i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti dai suddetti impianti, nonché i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi rispetto ai proventi derivanti dalla vendita di energia sul mercato elettrico strettamente necessari per sostenere l'esercizio dei predetti impianti nel periodo emergenziale.

Si rileva che il decreto legge 28 febbraio 2022, n. 16, recante *"Ulteriori misure urgenti per la crisi in Ucraina"*, è stato abrogato dalla legge 5 aprile 2022, n. 28, *"Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 25 febbraio 2022, n. 14, recante disposizioni urgenti sulla crisi in Ucraina"*; le disposizioni del predetto decreto sono confluite in quest'ultima norma.

Si cita ora la legge 27 aprile 2022, n. 34, di conversione del decreto legge 1° marzo 2022, n. 17, recante *"Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali"*, che, tra le numerose disposizioni di interesse, all'art. 1, comma 1, affida al regolatore nazionale il compito di annullare, anche per il secondo trimestre 2022 (aprile-giugno), le aliquote relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze domestiche e non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW. Il comma 2 affida, altresì, a questa Autorità il compito di annullare, per il secondo trimestre 2022, le aliquote relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico.

L'art. 2-*bis*, comma 1, del suddetto decreto legge n. 17/2022 affida all'Autorità il compito di effettuare la rendicontazione – da trasmettere entro il 16 maggio 2022 al Ministero dell'economia e delle finanze, al Ministero della transizione ecologica e alle competenti Commissioni parlamentari – dell'utilizzo delle risorse destinate al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale, con particolare riguardo alle disponibilità in conto residui trasferite alla CSEA.

Il comma 3 affida ancora all'Autorità, a decorrere dal 1° giugno 2022, il compito di individuare ulteriori misure di contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale, di effettuare la rendicontazione dell'utilizzo delle risorse destinate a tali misure e di trasmetterla ai già citati Ministeri e alle competenti Commissioni parlamentari. A tali soggetti è destinata anche una relazione sull'effettivo utilizzo delle risorse destinate al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale per l'anno in corso, con particolare riferimento alle disponibilità in conto residui trasferite alla CSEA, distinguendo nel dettaglio tra il comparto elettrico e il comparto del gas (comma 4).

Il successivo art. 3, comma 1, rafforza le agevolazioni relative alle tariffe elettriche già riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati e ai clienti domestici in gravi condizioni di salute e la compensazione per la fornitura di gas naturale, affidando all'Autorità il compito di rideterminarle per minimizzare gli incrementi della spesa per la fornitura, previsti per il secondo trimestre 2022, fino alla concorrenza dell'importo di 400 milioni.

Sempre prestando attenzione ai clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica, l'art. 3-*bis* demanda a un decreto del Ministro della transizione ecologica l'adozione della Strategia nazionale contro la povertà energetica, al fine di stabilire gli obiettivi indicativi periodici per l'elaborazione, a livello nazionale, di misure strutturali e di lungo periodo e per l'integrazione delle azioni in corso di esecuzione e di quelle programmate nell'ambito delle politiche pubbliche.

L'art. 9-*quater*, al comma 1, modifica l'art. 13, comma 6, del decreto del Presidente della Repubblica n. 670/1972, ampliando l'ambito di operatività della proroga di diritto delle concessioni, ancorché scadute, per le grandi derivazioni a scopo idroelettrico accordate nelle province autonome di Trento e di Bolzano e stabilisce che tale proroga opera non solo per le concessioni con termine di scadenza anteriore al 31 dicembre 2023, ma anche per quelle che prevedono un termine di scadenza "a data successiva individuata dallo Stato per analoghe concessioni di grandi derivazioni idroelettriche situate nel territorio nazionale".

L'art. 10-*ter* prevede misure per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e per il contenimento dei prezzi energetici; mentre l'art. 16, al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale a prezzi ragionevoli per i clienti finali e, contestualmente, alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, demanda al GSE, o alle società da esso controllate, l'avvio di procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale dai titolari di concessioni di coltivazione di gas.

Infine, l'art. 16-*bis*, comma 1, allo scopo di garantire la piena integrazione e remunerazione di medio termine degli investimenti in fonti rinnovabili nel mercato elettrico, nonché di trasferire ai consumatori partecipanti al mercato elettrico i benefici conseguenti alla predetta integrazione, prevede che il GSE offra un servizio di ritiro e di acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta da impianti stabiliti nel territorio nazionale, mediante la stipulazione di contratti a lungo termine, di durata di almeno tre anni.

Giova richiamare anche il decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, convertito in legge 20 maggio 2022, n. 51, recante "*Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina*", che, all'art. 6, comma 1, estende la platea delle famiglie che possono accedere ai bonus sociali (elettricità e gas), innalzando, per il periodo 1° aprile-31 dicembre 2022, il valore soglia dell'ISEE necessario per la fruizione a 12.000 euro (attualmente fissato a 8.265 euro). Il comma 1-*bis* precisa che per il periodo indicato l'incremento ISEE si applica ai fini dell'estensione dei benefici e con le modalità previste dall'art. 3 ("*Rafforzamento del bonus sociale elettrico e gas*") del già citato decreto legge n. 17/2022.

L'art. 6-*bis* proroga dal 30 aprile al 30 giugno 2022 le disposizioni recate dalla legge di bilancio 2022 che permettono il pagamento rateizzato delle bollette elettriche e del gas per i clienti domestici.

L'art. 7, comma 5, pone in capo ai titolari dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano il compito di trasmettere, la prima volta entro 15 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto in analisi,

al Ministero della transizione ecologica e a questa Autorità i suddetti contratti, i nuovi contratti che verranno sottoscritti e le modifiche.

Il comma 6 incrementa di 25 unità la pianta organica del personale di questa autorità amministrativa indipendente, per ottemperare ai maggiori compiti assegnati dalla normativa vigente, con specifico riferimento al monitoraggio e al controllo dei mercati energetici.

Si cita ancora il decreto legge 30 aprile 2022, n. 36, convertito in legge 29 giugno 2022, n. 79, recante *“Ulteriori misure urgenti per l’attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)”*, il cui art. 2 inserisce l’art. 35-ter nel decreto legislativo n. 165/2001 (*“Norme generali sull’ordinamento del lavoro alle dipendenze delle amministrazioni pubbliche”*). Detto nuovo articolo prevede che le assunzioni a tempo determinato e indeterminato nelle amministrazioni pubbliche centrali (incluse le autorità amministrative indipendenti) avvengano mediante concorsi pubblici, ai quali si accede esclusivamente mediante il Portale unico del reclutamento della Presidenza del Consiglio – Dipartimento della funzione pubblica, che ne cura la gestione.

In merito alla legge 17 maggio 2022, n. 60, recante *“Disposizioni per il recupero dei rifiuti in mare e nelle acque interne e per la promozione dell’economia circolare («Legge Salvamare»)”*, si evidenzia l’art. 2, che, al comma 7, prevede che, al fine di distribuire sull’intera collettività nazionale gli oneri derivanti dai rifiuti accidentalmente pescati (ossia, quelli che sono raccolti occasionalmente in mare, nei laghi, nei fiumi e nelle lagune dalle reti durante le operazioni di pesca con qualunque mezzo), i costi di gestione siano coperti con una specifica componente della tariffa di gestione del servizio integrato dei rifiuti, quale componente aggiuntiva della tassa sui rifiuti oppure come componente aggiuntiva della tariffa istituita dai comuni che hanno realizzato sistemi di misurazione puntuale della quantità di rifiuti conferiti al servizio pubblico e che prevedono l’applicazione di una tariffa avente natura corrispettiva. Il comma 8 demanda a questa Autorità la disciplina dei criteri e delle modalità per la definizione della suddetta componente specifica e per la sua indicazione negli avvisi di pagamento separatamente rispetto alle altre voci, nonché l’individuazione dei soggetti e degli enti tenuti a fornire i dati e le informazioni necessari per la determinazione della componente medesima e, infine, la definizione dei termini entro i quali tali dati e informazioni devono essere forniti. L’Autorità è tenuta, altresì, a svolgere l’attività di vigilanza sul corretto utilizzo delle risorse relative al gettito della nuova componente tariffaria.

Si evidenzia la legge 21 giugno 2022, n. 78, che delega il Governo ad adottare, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della suddetta legge, uno o più decreti legislativi recanti la disciplina dei contratti pubblici, anche al fine di adeguarla al diritto europeo e ai principi espressi dalla giurisprudenza della Corte costituzionale e di razionalizzare, di riordinare e di semplificare la disciplina vigente in materia di contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture.

Si rileva che il decreto legge 30 giugno 2022, n. 80, recante *“Misure urgenti per il contenimento dei costi dell’energia elettrica e del gas naturale per il terzo trimestre 2022 e per garantire la liquidità delle imprese che effettuano stoccaggio di gas naturale”* (c.d. *“DL Bollette”*), è stato abrogato dalla legge 15 luglio 2022, n. 91, e le disposizioni in esso contenute sono confluite in quest’ultima norma, recante *“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50, recante misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi Ucraina”*.

Tra le disposizioni di maggiore rilievo del decreto legge n. 50/2022, convertito in legge 91/2022, si segnala l'art. 1 che affida all'Autorità il compito di rideterminare per il terzo trimestre del 2022 le agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati e a quelli in gravi condizioni di salute e la compensazione per la fornitura di gas naturale (bonus elettrico e bonus gas), riconosciute sulla base dell'ISEE nel limite delle risorse disponibili nel bilancio di CSEA per il 2022, con l'obiettivo di mantenere inalterata rispetto al secondo trimestre del 2022, la spesa dei clienti beneficiari delle agevolazioni corrispondenti ai profili-tipo dei titolari dei suddetti benefici. L'Autorità individua la specifica comunicazione da inserire nelle fatture per i clienti domestici.

Si cita anche l'art. 1-*bis* che assegna ad Acquirente unico il compito di svolgere il servizio di approvvigionamento di energia elettrica utilizzando tutti gli strumenti disponibili sui mercati regolamentati dell'energia elettrica e all'Autorità quello di adottare disposizioni per assicurare l'assegnazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici, mediante procedure competitive da concludersi entro il 1° gennaio 2024, garantendo la continuità della fornitura di energia elettrica.

Gli artt. 1-*ter* e 1-*quater* attribuiscono poi all'Autorità la funzione di annullare per il terzo trimestre del 2022 le aliquote relative agli oneri generali di sistema nel settore elettrico applicate alle utenze domestiche e non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW e quelle relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, per un onere pari a 1.915 milioni per il 2022; nonché il compito di ridurre ulteriormente le aliquote relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas fino a concorrenza dell'importo di 240 milioni con particolare riferimento agli scaglioni di consumo fino a 5.000 metri cubi annui.

Da ultimo, l'art. 5-*bis* pone in capo al GSE il compito di provvedere a erogare un servizio di riempimento di ultima istanza tramite l'acquisto di gas naturale, ai fini del suo stoccaggio e della successiva vendita entro il 31 dicembre 2022, nel limite di un controvalore pari a 4.000 milioni.

In merito alla legge 5 agosto 2022, n. 118, "*Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021*", si rimarca l'art. 6 che ha previsto una dettagliata disciplina delle concessioni di distribuzione del gas naturale, al fine di valorizzare adeguatamente le reti di distribuzione del gas di proprietà degli enti locali e di rilanciare gli investimenti nel settore della distribuzione, accelerando al contempo le procedure per le gare per il servizio di distribuzione di gas naturale previste dal regolamento di cui al decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226.

L'art. 7 della legge n. 118/2021 reca disposizioni in materia di concessioni di grande derivazione idroelettrica e l'art. 15, al comma 2, integra l'art. 202 del Testo unico ambientale sull'affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, demandando a questa Autorità il compito di definire adeguati standard tecnici e qualitativi per lo svolgimento dell'attività di smaltimento e di recupero dei rifiuti urbani, verificando i livelli minimi di qualità e la copertura dei costi efficienti. A tal fine, l'Autorità potrà richiedere agli operatori informazioni relative ai costi di gestione, alle caratteristiche dei flussi e a ogni altro elemento idoneo a monitorare le modalità di svolgimento dell'attività di smaltimento e di recupero e la loro incidenza sui corrispettivi applicati all'utenza finale.

Si segnala, altresì, la legge 4 agosto 2022, n. 127, *“Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l’attuazione di altri atti normativi dell’Unione europea – Legge di delegazione europea 2021”* che, all’art. 21, individua i principi e i criteri direttivi per il recepimento della direttiva 2020/2184/UE, concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano.

Con il decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, convertito in legge 21 settembre 2022, n. 142, recante *“Misure urgenti in materia di energia, emergenza idrica, politiche sociali e industriali”*, si affida ancora a questa Autorità il compito di rideterminare, anche per il quarto trimestre del 2022, le agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati e ai clienti domestici in gravi condizioni di salute e le compensazioni per la fornitura di gas naturale riconosciute sulla base del valore soglia dell’ISEE (12.000 euro), con l’obiettivo di contenere la variazione rispetto al trimestre precedente della spesa dei clienti agevolati corrispondenti ai profili-tipo dei titolari dei suddetti benefici, nel limite di 2.420 milioni complessivi tra elettricità e gas per il 2022 (art. 1).

L’art. 2 del suddetto provvedimento definisce i clienti vulnerabili, ossia i clienti civili che si trovano in condizioni economicamente svantaggiate; che rientrano tra i soggetti con disabilità; le cui utenze sono ubicate nelle isole minori non interconnesse; le cui utenze sono ubicate in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi; e con un’età superiore ai 75 anni. A tali clienti, a decorrere dal 1° gennaio 2023, i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza sono tenuti a offrire la fornitura di gas naturale a un prezzo che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all’ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, come definiti dall’Autorità che ha il mandato di determinare anche le specifiche misure perequative a favore degli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza.

L’art. 3 sospende le modifiche unilaterali dei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale da parte dell’impresa fornitrice di energia elettrica e gas naturale.

In virtù dell’art. 4, l’Autorità annulla, per il quarto trimestre 2022, le aliquote relative agli oneri generali del sistema elettrico applicate alle utenze domestiche e alle utenze non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW e anche superiore a tale potenza, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. In base all’art. 5, l’Autorità mantiene inalterate le aliquote relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale in vigore nel terzo trimestre 2022.

Con l’art. 11 si proroga al 30 giugno 2023 l’applicazione del meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell’energia, previsto dall’art. 15-*bis* del decreto legge n. 4/2022, con riferimento all’energia elettrica immessa in rete da: impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto energia, non dipendenti dai prezzi di mercato; impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2010. Il comma 11 del medesimo articolo dispone l’avvalimento da parte dell’Autorità del GSE e delle società da esso controllate per svolgere i compiti previsti dalla legge istitutiva 4 novembre 1995, n. 481 e s.m.i., anche relativamente al settore idrico, del telecalore e dei rifiuti urbani e assimilati.

Con l'art. 14 si provvede a rafforzare la *governance* della gestione del servizio idrico integrato.

Segue poi il decreto legge 23 settembre 2022, n. 144, convertito in legge 17 novembre 2022, n. 175, recante "*Ulteriori misure urgenti in materia di politica energetica nazionale, produttività delle imprese, politiche sociali e per la realizzazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)*", che, all'art. 9, integra l'art. 5 del già citato decreto legge n. 50/2022, che definiva interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti le opere finalizzate all'incremento della capacità di rigassificazione nazionale mediante unità galleggianti di stoccaggio e di rigassificazione da allacciare alla rete di trasporto esistente alla data di emanazione del decreto, incluse le connesse infrastrutture. Tale art. 9 reca disposizioni per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione, prevedendo che le norme in proposito si applicano alle istanze presentate anche qualora, in sede di autorizzazione, siano imposte prescrizioni, ovvero sopravvengano fattori che impongano modifiche sostanziali o localizzazioni alternative.

L'art. 42 modifica il comma 6 dell'art. 15-*bis* ("*Ulteriori interventi sull'elettricità prodotta da impianti a fonti rinnovabili*") del decreto legge n. 4/2022 in materia di attuazione delle disposizioni relative al meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia, prevedendo che questa Autorità disciplini solo le modalità di attuazione dell'art. 15-*bis* e non anche le modalità con le quali i proventi sono versati in un apposito fondo istituito presso CSEA e portati a riduzione del fabbisogno a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. I proventi derivanti dall'attuazione della norma saranno invece versati dal GSE, entro il 30 novembre 2022, in modo cumulato per il periodo da febbraio ad agosto 2022 e su base mensile per i mesi successivi, all'entrata del bilancio dello Stato e restano acquisiti all'erario fino a concorrenza dell'importo complessivo di 3.739 milioni.

L'avvio della XIX Legislatura, a seguito delle elezioni politiche del 25 settembre 2022 per il rinnovo della composizione della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica, si apre, per quanto di interesse, con l'approvazione della legge 29 dicembre 2022, n. 197, "*Legge di bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2023 e bilancio pluriennale per il triennio 2023-2025*", che consente a questa istituzione di annullare, per il primo trimestre 2023, le aliquote relative agli oneri generali di sistema elettrico applicate alle utenze domestiche e alle utenze non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW (commi 11 e 12) e di fissare una componente negativa degli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale per gli scaglioni di consumo fino a 5.000 metri cubi annui, fino alla concorrenza dell'importo di 3.043 milioni, mantenendo l'azzeramento di tutte le altre aliquote di tali oneri per un valore pari a 500 milioni (comma 15).

Il comma 16 prevede l'applicazione dell'IVA agevolata al 5% alle forniture dei servizi di teleriscaldamento contabilizzate nelle fatture emesse per i consumi stimati o effettivi dei mesi di gennaio, febbraio e marzo dell'anno 2023.

Con il comma 17 è innalzato, per il 2023, a 15.000 euro il valore soglia dell'ISEE dei nuclei familiari dei clienti domestici economicamente svantaggiati ammessi al bonus sociale per la fornitura di energia elettrica e gas naturale. L'Autorità è tenuta a rideterminare, per il primo trimestre 2023, le agevolazioni per tali clienti, nel limite di 2.400 milioni complessivi tra elettricità e gas (comma 18).

In attuazione dell'impegno assunto dalla *milestone* M1C2-7 del PNRR in materia di oneri di sistema, i commi da 20 a 23 della legge in analisi prevedono che gli oneri nucleari inseriti nelle bollette elettriche e le misure di compensazione territoriale non siano più soggetti all'obbligo di riscossione da parte dei fornitori di energia. Pertanto,

è abrogato l'art. 1, comma 298, della legge finanziaria 2005 e l'art. 1, comma 493, della legge finanziaria 2006 che prevedevano che una parte del gettito derivante dagli oneri nucleari riscossi dai fornitori fosse annualmente versata al bilancio dello Stato a compensazione degli interventi previsti.

Il comma 24 istituisce poi nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica un fondo, con una dotazione di 220 milioni per il 2023, da destinare al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore del gas naturale per i clienti finali. Il successivo comma 25 prevede che, con provvedimento di questa istituzione, possano essere sospesi, fino al 31 gennaio 2023, i procedimenti di interruzione della fornitura del gas naturale per i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto del gas naturale, nel limite di 50 milioni.

Il comma 26 autorizza la spesa di 350 milioni per il 2023 per la compensazione finanziaria derivante dal riconoscimento dei costi sostenuti da Snam (responsabile del bilanciamento del gas naturale) per il servizio di riempimento di ultima istanza dello stoccaggio. Le risorse sono trasferite a CSEA, previa comunicazione da parte dell'Autorità dell'effettivo fabbisogno derivante dalla vendita da parte di Snam, nel limite delle risorse autorizzate ai sensi del suddetto comma. Eventuali risorse residue sono destinate alla riduzione, nel 2023, degli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale.

Il comma 30 prevede l'applicazione, a decorrere dal 1° dicembre 2022 e fino al 30 giugno 2023, di un tetto sui ricavi di mercato ottenuti dalla produzione dell'energia elettrica, attraverso un meccanismo di compensazione a una via, in riferimento all'energia elettrica immessa in rete da: i) impianti a fonti rinnovabili non rientranti nell'ambito di applicazione dell'art. 15-*bis* del decreto legge n. 4/2022; ii) impianti alimentati da fonti non rinnovabili di cui all'art. 7, comma 1, del regolamento (UE) 1854/2022.

Si istituisce poi, al comma 41, un servizio di riduzione dei consumi di energia elettrica fino al 31 marzo 2023, affidato da Terna con procedure concorsuali aperte a tutti i clienti o gruppi di clienti, per il conseguimento degli obiettivi di riduzione dei consumi di energia elettrica nelle ore di punta, previsti dall'art. 4 del regolamento (UE) 1854/2022 del 6 ottobre 2022. La proposta di procedura è inviata al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica per l'approvazione, dopo avere sentito l'Autorità.

Infine, il comma 756 proroga al 31 dicembre 2023 il termine per la sospensione dei pagamenti delle fatture relative ai settori dell'energia elettrica, dell'acqua e del gas, inclusi i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate, nei comuni colpiti dagli eventi sismici, per i titolari di utenze che abbiano dichiarato, entro il 30 aprile 2021, con trasmissione della dichiarazione agli enti competenti (Agenzia delle entrate e INPS), l'inagibilità del fabbricato, della casa di abitazione, dello studio professionale o dell'azienda o la permanenza dello stato di inagibilità già dichiarato.

Giova citare ancora il decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, recante "*Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica*", poi convertito dalla legge 13 gennaio 2023, n. 6. Infatti, l'art. 3 del predetto decreto reca misure di sostegno per fronteggiare gli aumenti delle bollette. Nel dettaglio, le imprese con utenze intestate con sede in Italia possono chiedere la rateizzazione degli importi dovuti a titolo di corrispettivo per la componente energetica di elettricità e di gas naturale utilizzato per usi diversi dagli usi termoelettrici ed eccedenti l'importo medio contabilizzato, a parità di consumo, nel periodo di riferimento compreso tra il 1° gennaio e

il 31 dicembre 2021, per i consumi effettuati dal 1° ottobre 2022 al 31 marzo 2023 e fatturati entro il 30 settembre 2023 (comma 1). L'impresa che ha aderito al piano di rateizzazione, in caso di inadempimento nel pagamento di due rate anche non consecutive, decade dal beneficio della rateizzazione ed è tenuta al versamento, in un'unica soluzione, dell'intero importo residuo dovuto (comma 3).

L'art. 3-ter apporta modifiche alla disciplina del *close-out netting* per aumentare la liquidità dei mercati dell'energia e ridurre i costi delle transazioni, estendendo in via generalizzata, senza una scadenza temporale, tale clausola.

Si prevedono, all'art. 4, misure per l'incremento della produzione di gas naturale, al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, tra cui il metano, rispettando l'impegno volontario dell'Italia al *Global methane pledge*, rilanciato nella COP27, attraverso l'incremento dell'offerta di gas di produzione nazionale destinabile ai clienti finali industriali a prezzo accessibile.

Di notevole rilevanza l'art. 5 che, al comma 1, posticipa di un anno, ossia al 10 gennaio 2024, la fine delle tutele economiche nel settore del gas naturale.

Il comma 2 dello stesso art. 5 proroga: i) dal 31 dicembre 2022 al 10 novembre 2023 il termine finale per la vendita del gas naturale acquistato dal GSE nell'ambito dell'erogazione del servizio di riempimento di ultima istanza; ii) dal 20 dicembre 2022 al 20 novembre 2023 il termine per la restituzione da parte del GSE delle risorse trasferite per il servizio di riempimento di ultima istanza. Permane l'obbligo di restituzione da parte del GSE dell'importo ricevuto a titolo di prestito infruttifero per finanziare gli acquisti per erogare il servizio di riempimento di ultima istanza.

Inoltre, allo scopo di allineare la tutela dei clienti vulnerabili gas alla data della fine della tutela economica per i clienti domestici elettrici e gas (10 gennaio 2024), il comma 2-ter rinvia dal 1° gennaio 2023 al 10 gennaio 2024 il termine a decorrere dal quale i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza sono tenuti a offrire ai clienti vulnerabili la fornitura di gas naturale a un prezzo che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, come definiti dal regolatore.

Ancora si evidenzia che il Consiglio dei ministri, il 21 dicembre 2022, ha approvato definitivamente il decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201, recante "*Riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica*".

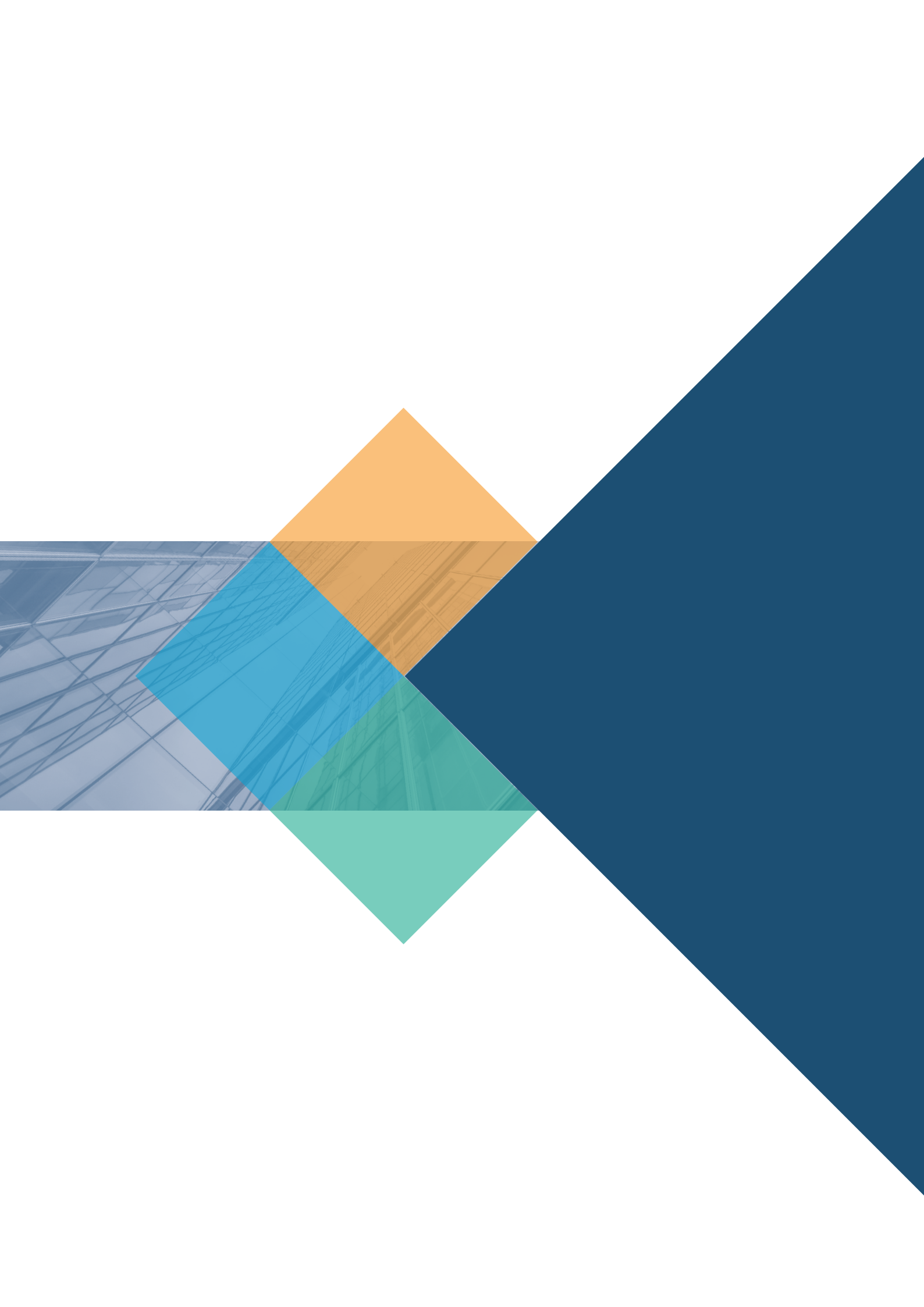
Infine, si cita il decreto legge 29 dicembre 2022, n. 198, convertito dalla legge 24 febbraio 2023, n. 14, recante "*Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi*", che, all'art. 11, comma 8, proroga al 30 giugno 2023 la sospensione dell'efficacia di ogni eventuale clausola contrattuale che consenta all'impresa fornitrice di energia elettrica e di gas naturale di modificare unilateralmente le condizioni generali di contratto relative alla definizione del prezzo, ancorché sia contrattualmente riconosciuto alla controparte il diritto di recesso. La norma non si applica alle clausole contrattuali che consentono all'impresa fornitrice di energia elettrica e di gas naturale di aggiornare le condizioni economiche contrattuali alla scadenza delle stesse, nel rispetto dei termini di preavviso contrattualmente previsti e fermo restando il diritto di recesso della controparte.

Il comma 8-*bis*, in considerazione di quanto disposto dall'art. 22, comma 2-*bis*, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che, fino al 30 settembre 2023, nel limite delle risorse effettivamente disponibili, questa Autorità individui il fabbisogno di risorse da destinare al contenimento delle conseguenze derivanti agli utenti finali dagli aumenti dei prezzi nel settore del gas naturale prioritariamente per finanziare i meccanismi di reintegrazione di morosità a favore degli esercenti il servizio di *default* distribuzione e il servizio di fornitura di ultima istanza, prevedendo al contempo modalità finalizzate a ridurre le tempistiche di versamento di tali importi. Eventuali ulteriori risorse residue sono destinate alla riduzione, nel 2023, degli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale.

Il comma 8-*octies* apporta modifiche all'art. 11 ("*Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano*") del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, che attua la direttiva 2018/2001/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, stabilendo che i decreti con i quali dovranno essere attuate e coordinate le modalità di incentivazione del biometano prodotto o immesso nella rete del gas naturale dovranno essere adottati entro il 31 dicembre 2023 e che potranno estendere l'incentivo tariffario anche alla produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili, inclusa la produzione di idrogeno originato dalle biomasse.

Il comma 8-*novies* stabilisce che il programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW che utilizzino carbone o olio combustibile in condizioni di regolare esercizio, predisposto da Terna, che può comprendere l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, possa prevedere, esclusivamente durante il periodo emergenziale e, comunque, almeno fino al 31 marzo 2024, anche l'alimentazione tramite combustibile convenzionale.

Si fa, da ultimo, presente che numerose sono state le disposizioni emanate nel corso dell'anno per la semplificazione dei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.



CAPITOLO

2



**RAPPORTI
ISTITUZIONALI
E ACCOUNTABILITY**

INTERSETTORIALE

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea e con la Svizzera

L'Autorità da anni collabora attivamente con gli altri regolatori europei: nell'ambito del Comitato dei regolatori e dei gruppi di lavoro dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), attraverso il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai regolamenti europei per il mercato elettrico, e anche attraverso incontri bilaterali per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. Nel corso del 2022, in continuità con gli anni precedenti, è proseguita l'interazione sull'implementazione dei codici di rete e delle linee guida adottate in esito al Terzo pacchetto energia e nel recepimento delle disposizioni rientranti nel cosiddetto Pacchetto energia pulita per tutti i cittadini (*Clean Energy Package*). Anche in campo ambientale l'Autorità svolge un ruolo chiave nel promuovere la collaborazione tra regolatori europei soprattutto attraverso la presidenza di WAREG, il *network* dei regolatori europei del servizio idrico integrato.

Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori nazionali dell'energia (ACER)

L'ACER è l'Agenzia europea introdotta con il Terzo pacchetto energia per favorire la cooperazione fra le autorità di regolazione dei paesi dell'Unione e assisterle "nell'esercizio, a livello comunitario, delle funzioni di regolazione svolte negli stati membri". L'assetto di funzionamento è attualmente disciplinato dal regolamento 942/2019 che ha apportato alcune novità relative alla *governance* e alle competenze dell'Agenzia. Con riferimento alle norme attuative che regolano il mercato europeo, ACER è responsabile di tutte le decisioni inerenti agli atti implementativi dei codici di rete che coinvolgono tutti i sistemi elettrici dei diversi stati membri. Rimane invece in capo alle autorità di regolazione la responsabilità di approvare gli atti implementativi che riguardano solo alcuni raggruppamenti di stati membri (regioni). ACER è altresì competente per l'adozione di una serie di metodologie ai sensi del regolamento 943/2019 inerenti all'adeguatezza del sistema e ai compiti dei *Regional Coordination Centres*.

A livello organizzativo ACER vede la presenza di un direttore, attualmente il danese Christian Zinglensen, e di un Comitato dei regolatori (*Board of Regulators – BoR*) cui partecipano i rappresentanti delle autorità di regolazione dei 27 paesi europei. Nel 2021 Clara Poletti, commissario ARERA, è stata rieletta *chair* del BoR. Il direttore propone le decisioni che l'Agenzia intende adottare al BoR che esprime un parere vincolante a maggioranza qualificata dei 2/3: con il nuovo regolamento 942/2019 i membri del BoR possono altresì formulare emendamenti alle proposte del direttore che, se approvati a maggioranza qualificata, devono essere tenuti in considerazione dal direttore stesso. L'Agenzia ha anche un *Board of Appeal*, organo giurisdizionale di primo livello, competente per la disamina degli appelli presentati contro le decisioni adottate dall'Agenzia stessa.

L'Autorità, nell'ambito del proprio impegno con ACER, assume spesso ruoli di responsabilità nei gruppi di lavoro cui è affidata la predisposizione dei diversi dossier nella giurisdizione dell'Agenzia: in particolare nel corso del

2022 ARERA ha visto i propri rappresentanti in qualità di responsabili di specifiche *task force* relative al settore elettrico (*system operation* e infrastrutture).

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER)

Il CEER è l'associazione europea che riunisce le Autorità nazionali di regolazione energetica; vede tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di Regno Unito, Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, Albania, Svizzera, Montenegro, Macedonia del Nord, Kosovo, Moldavia, Bosnia ed Erzegovina, Georgia e Serbia. Da dicembre 2018 il ruolo di Presidente è svolto da Annegret Groebel, rappresentante dell'autorità di regolazione tedesca.

ARERA da sempre partecipa attivamente alle diverse attività promosse dal CEER. Per il triennio 2022-2025 l'attività del CEER è focalizzata su tre aspetti fondamentali: assicurare il funzionamento del mercato in ottica di flessibilità; mettere i consumatori al centro del mercato, favorendone la partecipazione attiva; abilitare l'integrazione dei sistemi energetici, favorendo l'utilizzo delle fonti rinnovabili e l'innovazione. Inoltre, nel corso del 2022, il CEER, in collaborazione con ACER, ha partecipato al dibattito sulla proposta legislativa della Commissione riguardo alla riforma della direttiva gas (EC) 2009/73 e del regolamento gas (EC) 715/2009 (*Gas Decarbonization Package*). I regolatori europei hanno contribuito al dibattito portando la loro esperienza e competenza sui diversi temi oggetto della proposta di riforma, in particolare su quelli inerenti alla regolazione del settore idrogeno e alla difesa dei consumatori.

Il CEER è altresì promotore di diversi corsi aperti sia ai propri membri, sia ai partecipanti esterni, per i quali il personale ARERA è sovente coinvolto in qualità di docente e/o testimonial.

Coordinamento con la Svizzera

Come è noto la Svizzera non fa parte dell'Unione europea, tuttavia, stante la posizione centrale a livello geografico nel continente, essa riveste un ruolo importante per l'integrazione dei sistemi elettrici, sia dal punto di vista delle transazioni di mercato sia dal punto di vista della sicurezza dell'esercizio. Per tale motivo il regolatore svizzero ha da tempo attivo un coordinamento con le autorità di regolazione dei paesi confinanti per la definizione delle modalità di interazione del proprio sistema elettrico con quelli dei paesi dell'UE. Per quanto attiene, in particolare, al rapporto con ARERA, nel corso del 2022 sono proseguiti gli studi finalizzati a sostituire le aste esplicite per l'allocazione infragiornaliera della capacità di trasporto sul confine Italia-Svizzera con una allocazione continua del tipo *first come first served*, in coerenza con quanto già attuata sugli altri confini della Svizzera. Le aste esplicite continueranno, invece, a essere l'unica forma di allocazione per i diritti di trasmissione di lungo termine (con regole che ricalcano quelle in uso per tutti gli altri confini europei ai sensi del regolamento 1719/2016 – FCA) e per l'orizzonte giornaliero (in quanto il passaggio alla modalità di allocazione implicita nell'ambito del *market coupling* dipende dalla sottoscrizione di un apposito accordo governativo in materia di energia fra la Commissione europea e la Confederazione elvetica, la cui finalizzazione appare ancora piuttosto lontana).

European water regulators – WAREG

Nel corso del 2022 l'Autorità ha continuato a presiedere l'associazione WAREG (*European water regulators*)¹ per il secondo mandato consecutivo. Nell'anno in corso sono stati accolti due nuovi osservatori: l'Agenzia catalana per l'acqua (ACA), competente per la regione Catalogna in Spagna, e la Commissione nazionale per l'energia e le *utilities* dell'Ucraina (NEURC), che, nello scenario attuale bellico, assicura la continuità dei servizi idrici a tutti i cittadini delle zone non occupate.

L'associazione promuove lo scambio di dati e di informazioni in ordine alle principali problematiche dei servizi idrici in Europa e alle migliori pratiche di regolazione tariffaria, con particolare riferimento all'efficientamento dei costi, all'innovazione tecnologica, alla sostenibilità ambientale e alla protezione dei consumatori. A livello istituzionale europeo, WAREG partecipa ai tavoli tecnici di consultazione della Commissione europea relativi agli aspetti economici dell'*acquis* comunitario in materia ambientale e svolge per i suoi membri analisi sui potenziali impatti per l'azione regolatoria nella fase di implementazione della normativa europea.

Nell'anno in esame l'associazione si è riunita in tre occasioni in sede di Assemblea generale:

- il 22 aprile, l'Autorità per il sistema idrico e i rifiuti delle Isole Azzorre (ERSARA) ha organizzato a Fayal (Isole Azzorre) la 24^a Assemblea generale, incentrata sull'avvio del gruppo di lavoro sugli indicatori di *performance* del settore idrico. Il gruppo di lavoro analizza i processi di raccolta e di validazione dei dati forniti dagli operatori idrici, le metodologie di calcolo dei principali indicatori usati dai regolatori per misurare la qualità tecnica dei servizi idrici e il loro utilizzo per le determinazioni tariffarie. In base alle informazioni raccolte tra i membri, sarà pubblicato un rapporto il prossimo anno;
- il 22 settembre, l'Autorità italiana ha organizzato a Torino la 25^a Assemblea generale, incentrata sulla discussione delle potenziali conseguenze della crisi energetica per gli operatori dei servizi idrici, caratterizzati da processi produttivi ad alto consumo energetico. Tra le principali questioni, si è dibattuto in merito alle possibili modalità di copertura dei costi dell'energia elettrica, alle tariffe idriche, alle possibili modalità di aggiornamento tariffario rispetto ai costi energetici delle *utilities* idriche, alle tipologie di monitoraggio dei regolatori sui costi energetici mediante specifici indicatori di *performance*. Simili questioni saranno oggetto di un *paper* di WAREG, che sarà pubblicato nel 2023;
- il 24 novembre, l'Autorità di regolazione ungherese per l'energia e le *utilities* ha ospitato a Budapest la 26^a Assemblea generale, incentrata sull'approvazione del Piano strategico e finanziario di WAREG per il triennio 2023-2025. Tale documento, che è adottato ogni tre anni dall'Assemblea, definisce il perimetro delle attività operative dell'associazione, fornendo indicazioni sugli obiettivi da perseguire durante il periodo considerato nelle quattro aree di attività della medesima (collaborazione tecnica tra regolatori; relazioni istituzionali europee; comunicazione internazionale; amministrazione) e sulla loro copertura finanziaria mediante il sistema di quote associative annuali e fondi europei.

L'Associazione ha favorito la stipula, il 18 maggio 2022, a Tirana, del primo *Memorandum of understanding* tra quattro regolatori membri dell'area dei Balcani occidentali, che indica WAREG come interlocutore privilegiato

1 L'associazione è un'entità senza fini di lucro, regolarmente registrata in Italia e formata da autorità esclusivamente pubbliche, dotate di competenze di supervisione economica dei servizi idrici a livello regionale o nazionale. Ne fanno parte autorità di regolazione indipendenti, autorità della concorrenza, agenzie governative o dipartimenti di Ministeri. WAREG ha sede legale a Milano, presso l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, che ne ospita il Segretariato, oltre ad avere un ufficio di rappresentanza istituzionale a Bruxelles, presso il Regolatore regionale dei servizi energetici e idrici (BRUGEL). Maggiori informazioni sono disponibili all'indirizzo internet: www.wareg.org. Il network WAREG, nato ad aprile 2014 su iniziativa dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, si è costituito come associazione no-profit di diritto italiano, con sede presso la medesima Autorità, il 5 dicembre 2017.

nell'organizzazione di attività di cooperazione regionale e di formazione di funzionari pubblici, sulla comprensione dell'*acquis* comunitario europeo nel settore idrico. Per tali attività, WAREG utilizzerà personale proprio ed esperti esterni attraverso programmi europei come il TAIEX – *Technical assistance and information exchange instrument*.

Nel quadro delle relazioni internazionali, l'associazione ha partecipato quest'anno a conferenze organizzate da altre associazioni europee di operatori del settore idrico e da organizzazioni internazionali, quali la Banca mondiale e l'Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico.

Regolatori europei dei rifiuti urbani

Il 17 giugno 2022 l'Autorità, in collaborazione col *network* dei regolatori europei dei rifiuti urbani Waste-Reg (formato da ARERA per l'Italia, ANRSC per la Romania, ERSAR ed ERSARA per Portogallo e Azzorre, MEKH per l'Ungheria, EWRC per la Bulgaria, REGAGEN per il Montenegro, PUC per la Lettonia, VERT per la Lituania e DUR per la Danimarca), ha incontrato gli uffici del Commissario europeo all'ambiente, Sinkevičius, per illustrare la rilevanza della regolazione economica nel settore dei rifiuti urbani e per avviare un dialogo con la Commissione sull'evoluzione normativa in tale settore. L'incontro si inserisce nel quadro del processo di revisione della direttiva quadro sui rifiuti.

In occasione dell'Assemblea generale WAREG di novembre, si è costituita una *task force* sui rifiuti solidi urbani, i cui membri sono i regolatori di WAREG aderenti al *network* Waste-Reg. L'obiettivo per il 2023 è, innanzitutto, quello di scambiare reciprocamente esperienze e informazioni, al fine di acquisire altri approcci regolatori virtuosi. Inoltre, oltre a consolidare il ruolo della regolazione nel settore dei rifiuti a livello europeo, la *task force* affronterà i seguenti aspetti: l'organizzazione del settore e la *governance*, i costi legati alle infrastrutture e alle altre attività e i modelli operativi conseguenti, gli aspetti legati al consumatore finale (tariffe, qualità, ecc.) in una dimensione europea.

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel 2022 l'Autorità ha proseguito la sua attività a livello internazionale extra UE, consolidando la cooperazione e la collaborazione di tipo tecnico-istituzionale sia a livello bilaterale sia a livello multilaterale. Nell'ambito del settore energetico ha promosso, come di consueto, lo scambio di conoscenze tecniche e le *best practices*, al fine di favorire lo sviluppo e l'integrazione dei mercati. L'Autorità si adopera per lo sviluppo della regolazione dei mercati dei Balcani e del Mediterraneo, aree che – tenuto conto degli effetti della crisi energetica dovuti, in particolare, agli scenari geopolitici determinatisi a seguito del conflitto bellico russo-ucraino – presentano un rilevante interesse strategico per il sistema energetico nazionale.

Mercato dell'energia nei paesi del Sud-Est Europa

Nell'ottica di fornire un fattivo supporto al processo di integrazione dei mercati euro-balcanici, nel 2022 l'Autorità ha continuato le attività intraprese negli anni precedenti.

In particolare, ha partecipato ai lavori dell'*Energy community regulatory board* (ERCB), proseguendo la propria azione di coordinamento e di supporto all'implementazione dell'*acquis communautaire* a favore delle parti contraenti del Trattato dell'*Energy community*.

Il 2022 è stato un anno cruciale per il processo di evoluzione dei mercati energetici dei Paesi balcanici; infatti, lo scorso 15 dicembre, nel corso della riunione dei Ministri dell'energia (*Ministerial council*), è stato adottato un nuovo pacchetto di misure, c.d. "*New electricity package*", che consentirà la piena integrazione dei mercati delle parti contraenti del Trattato che istituisce l'*Energy community*. Le misure adottate – che dovranno essere implementate entro la fine del 2023 – si basano sul principio di reciprocità tra gli stati membri e le parti contraenti e prevedono l'inclusione su larga scala delle energie rinnovabili e l'eliminazione graduale del carbone.

Il nuovo quadro giuridico prevede la trasposizione dei provvedimenti dell'Unione europea in materia di energia e, in particolare, l'adozione della direttiva 2019/994/CE, "*On common rules for the internal market for electricity and amending directive 2012/27/EU*", il regolamento 2019/943/CE, "*On the internal market for electricity*", il regolamento (UE) 942/2019, "*Establishing an European Union agency for the cooperation of energy regulators*", il regolamento (UE) 941/2019, "*Risk preparedness regulation*", i *Network codes/guidelines on markets and system operation* e, nello specifico, i regolamenti sul *Capacity allocation and congestion management* – CACM 1222/2015, sul *Forward capacity allocation* – FCA 1719/2016, sul *Balancing* – BAL 2195/2017, il regolamento sul *System Operation* – SO 2226/2017 e il regolamento *Emergency and Restoration* – E&R 2196/2017. A completamento delle misure descritte, è stata adottata anche una decisione specifica, "*procedural act*", sulla promozione dell'integrazione del mercato regionale dell'energia 2022/PA/01/MC – ENC.

Durante la riunione, i Ministri hanno anche discusso ulteriori misure di coordinamento per garantire l'approvvigionamento energetico e per fare fronte agli impatti dell'aumento dei prezzi nei Balcani dovuti all'attuale situazione energetica globale.

Nel corso del *forum* elettrico dell'*Energy community* (1-2 giugno 2022), le parti contraenti sono state incoraggiate ad adottare le misure necessarie per favorire l'integrazione dei mercati dell'elettricità euro-balcanici, in vista della riunione dei Ministri dell'energia di dicembre.

Durante il *forum* gas dell'*Energy community* (4-5 ottobre 2022), i partecipanti hanno discusso in merito alla sicurezza dell'approvvigionamento di gas e alla preparazione necessaria per affrontare potenziali situazioni di emergenza nel corso della stagione invernale. Il *forum* ha inoltre elogiato la resilienza delle parti contraenti nel fare fronte alla crisi e ha ricordato la necessità di un tempestivo recepimento delle misure europee riguardanti la sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Infine, l'Italia gioca un ruolo chiave nell'integrazione tra il mercato europeo e i Paesi dell'area dei Balcani occidentali. Come è noto, infatti, da diversi anni è operativo il collegamento in cavo sottomarino fra l'Italia e il Mon-

tenegro attraverso il mare Adriatico. Per il momento l'allocazione della capacità sul cavo avviene tramite aste esplicite, con approcci simili a quelli in essere sui confini con la Svizzera; tuttavia, sono in corso studi finalizzati all'integrazione del Montenegro (e in generale dei paesi dell'area) nell'ambito del *market coupling* europeo. In tale ottica a fine 2022 è stato aggiornato il trattato dell'*Energy Community* (che regola i rapporti fra questi paesi e l'UE) con l'inserimento del quadro regolatorio europeo in materia di regolazione del settore elettrico di cui alla direttiva 944/2019/UE, al regolamento (UE) 943/2019 e ai Codici di rete: le versioni di questi provvedimenti adatte al mondo dell'*Energy Community* dovranno essere trasposte dai vari Stati nei prossimi anni. Ciò consentirà, quindi, di finalizzare il *market coupling* dell'Italia con il Montenegro.

Costituzione della *Balkan Energy School* – BES

A seguito della positiva esperienza di implementazione – dal 2018 al 2021 – del progetto *Know exchange programme* (KEP) – *Central european initiative* (CEI) *support for strengthening energy regulatory authorities in the Western Balkans*, co-finanziato dal *forum* intergovernativo, "Iniziativa Centro europea", l'Autorità si è fatta promotrice di una nuova iniziativa nell'area dei Balcani, costituendo la *Balkan energy school* – BES.

Istituita come associazione di diritto italiano *no profit*, con sede a Milano, presso questa Autorità, la BES include tra i suoi membri fondatori i regolatori di Albania (ERE), Bosnia ed Erzegovina (SERC), Montenegro (REGAGEN) e Nord Macedonia (ERC).

L'area geografica di riferimento per l'attività della BES comprende i paesi firmatari del Trattato dell'*Energy community*, quelli dell'Unione europea cui si applica il titolo III dello stesso Trattato (ovvero gli stati membri confinanti con i paesi firmatari) e quelli che hanno o possono avere un interesse nella suddetta area geografica.

Lo scopo dell'associazione è quello di promuovere il dibattito e lo scambio di conoscenze in ambito energetico, con particolare riferimento allo sviluppo, alla regolazione e all'integrazione del mercato, anche tenendo conto dei nuovi parametri di sostenibilità.

L'attività dell'associazione sarà implementata attraverso la creazione di una scuola di formazione volta a favorire l'acquisizione e il trasferimento di conoscenze, nonché lo sviluppo di capacità regolatorie in ambito energetico, con particolare riferimento alla regione balcanica e del Sud-Est Europa.

La BES intende svolgere un'azione istituzionale e di *capacity building* inclusiva, stabile e continuativa, a beneficio della regione balcanica e a supporto del processo di sviluppo e di integrazione dei mercati euro-balcanici, anche attraverso attività di supporto tecnico, regolatorio e istituzionale in ambito energetico.

Le attività della BES sono state avviate a partire dai primi mesi del 2023 con l'organizzazione di seminari tematici finalizzati a fornire supporto ai membri per l'implementazione delle misure del *new electricity package*. Inoltre, il programma della BES prevede approfondimenti e dibattiti sulla proposta di ridefinizione del *market design* della Commissione europea, con un'attenzione specifica rivolta alle misure necessarie per rendere il mercato più resiliente e per ridurre l'impatto dei prezzi del gas sulle bollette dell'energia elettrica, sostenendo contemporaneamente la transizione energetica. Presidente dell'associazione per il biennio 2022-2024 è il Componente del Collegio dell'Autorità, Stefano Saglia.

Mercato dell'energia nei paesi dell'area del Mediterraneo

L'Autorità ha continuato la propria azione all'interno del MEDREG – *Mediterranean energy regulators*, di cui è Vicepresidente permanente, ospitando anche lo staff del Segretariato a Milano.

Il 22 giugno si è svolta la 33ª Assemblea generale, ospitata dal regolatore marocchino (ANRE) a Marrakech. Durante l'incontro sono state approfondite le attività svolte dai vari gruppi di lavoro tecnici incluse nell'*Action plan*.

Il 23 giugno, sempre a Marrakech, al *workshop* dei Presidenti MEDREG, si sono svolte quattro *roundtable*:

- *Moroccan energy strategy*;
- *Energy transition in the Mediterranean region*;
- *Security of supply in the Mediterranean region*;
- *The reasons of energy soaring and the role of regulators*.

Quest'ultima, moderata dall'Autorità, si è focalizzata sull'analisi delle principali ragioni che hanno determinato il vertiginoso aumento dei prezzi dell'energia nell'area del Mediterraneo e sul confronto delle misure adottate dai diversi paesi unitamente alle proposte per affrontare i nuovi possibili scenari futuri.

In ottobre e novembre si sono svolti due *workshop*, cui l'Autorità ha fornito il proprio contributo:

- *"Market access for demand-response measures"*, nel corso del *training "Infrastructure investments, network remuneration, and tariffs"*;
- *"Role of regional organisations in promoting a coherent regulation to accelerate the energy transition under the security of supply concerns"*, organizzato a Il Cairo, presso il Regolatore egiziano (GasReg).

Il 1° dicembre si è svolta la 34ª Assemblea Generale MEDREG ospitata a Il Cairo dal Regolatore gas (GasReg).

Nel corso dell'incontro è stata rinnovata la *governance* dell'associazione con la nomina a Presidente di Abdellatif Bardach, Presidente del Regolatore marocchino (ANRE), e a Vicepresidenti il Prof. Konstantinos Tsimaras, Componente del Collegio del Regolatore greco (RAE), e Branislav Prelevic, Presidente del Regolatore montenegrino (REGAGEN), mentre l'Autorità è stata confermata nel ruolo di Vicepresidente permanente.

Per quanto riguarda l'attività svolta nei diversi settori di interesse, si evidenzia quanto segue.

Per il settore elettrico, l'apposito gruppo di lavoro ha aggiornato la banca dati sul sistema elettrico mediterraneo "MEMO", arricchendola di dati e di informazioni rilevanti per l'evoluzione della transizione energetica (ruolo e peso delle rinnovabili) e per l'integrazione dei mercati (interconnessioni e criteri di adeguatezza).

Per le rinnovabili e l'efficienza energetica, il gruppo di lavoro ha presentato un report su ruolo e sviluppo dei "gas rinnovabili" nella regione mediterranea, con uno specifico *focus* sulle prospettive di produzione dell'idrogeno, anche in relazione ai piani europei di importazione e di utilizzo di questo vettore e sull'evoluzione del contributo alla sicurezza energetica dei biogas, anche con riferimento ai piani di sostituzione del gas fossile avanzati nel programma "REPowerEU".

Una *task force* temporanea, promossa da questa stessa Autorità e guidata dal regolatore francese CRE, ha svolto una relazione sull'evoluzione dei prezzi di energia elettrica e gas e sull'impatto della crisi dei prezzi sulle economie e sui sistemi energetici nei paesi membri. Un rapporto conclusivo è stato presentato in occasione dell'Assemblea generale dell'associazione il 22 giugno 2022 in Marocco, dedicata all'analisi e alla discussione degli interventi di regolazione destinati ad alleviare o a contrastare gli effetti dell'aumento dei prezzi.

La successiva Assemblea generale del 1° dicembre 2022 a Il Cairo ha approvato la decisione di rendere permanente la *task force* sui prezzi.

Nell'ambito delle attività a carattere istituzionale, è stato promosso il c.d. "*MEDREG Award*", un'iniziativa di sostegno a giovani ricercatori che si impegnano in lavori di ricerca su temi rilevanti. Il primo premio, intitolato alla scomparsa Cristina Portugal, già Presidente del regolatore portoghese ERSE, è stato assegnato nel corso della 34ª Assemblea generale. Il gruppo si è concentrato sul report "*Model rules against conflicts of interest*", che intende fornire alcuni spunti chiave e analizzare casi studio regolatori, che potrebbero contribuire a fare fronte a eventuali situazioni di conflitto. È stato aggiornato il "*Regulatory outlook*", la cui ultima versione risale al 2020, che si focalizza su un'analisi comparata dei poteri e delle competenze dei regolatori nel Mediterraneo e si fonda su una serie di criteri, tra cui lo *status* giuridico, l'indipendenza, le competenze di tali istituzioni.

Per il settore del gas è stato approvato il report "*Cross-border coordination for interconnection capacity development*", il cui obiettivo è costituito dall'analisi del ruolo del gas nella transizione energetica, attraverso la capacità di offrire flessibilità al mercato elettrico, dall'esame della strategia dei diversi paesi membri MEDREG in merito alle interconnessioni transfrontaliere e dallo studio delle sfide per sviluppare le nuove infrastrutture per l'idrogeno e il biogas. Sono stati organizzati due *workshop*, il primo per approfondire le soluzioni proposte nel report richiamato in precedenza, il secondo dal titolo "*Renewable gases: commercial and regulatory aspects and the effects of COP26 decisions*". Attività di supporto sono state fornite ai regolatori egiziano e algerino, in merito al tema "*Optimization of the natural gas transportation network and determination of natural gas wholesale price*".

Infine, si sono intensificate le attività di collaborazione con OME – Osservatorio mediterraneo dell'energia e CEER – *Council of european energy regulators*, e si è preso parte al *governing body members* per la valutazione dei *paper* pervenuti in relazione alla fiera internazionale GASTECH 2022 a Milano.

Riguardo ai consumatori, il gruppo di lavoro si è dedicato alla preparazione di un rapporto sul tema delle perdite nelle reti elettriche, "*Benchmarking report on technical and non-technical losses*", in aggiornamento di un analogo rapporto pubblicato nel 2019. Il rapporto analizza i livelli delle perdite di rete nei diversi paesi, le loro cause e le misure adottate per ridurle, ed esplora gli effetti della pandemia sulle perdite, anche in relazione alla questione della povertà energetica e dei consumatori vulnerabili.

Il Forum euromediterraneo per il gas (EASTMED Gas Forum) e il Regulatory authority advisory committee (RAAC)

Istituito nel 2019 e diventato nel 2020 organizzazione internazionale, con sede in Egitto, il *forum* euromediterraneo per il gas (EMGF) riunisce Cipro, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia e Autorità palestinese, con l'obiettivo di promuovere un mercato regionale del gas naturale e la cooperazione tra i partecipanti nella realizzazione delle infrastrutture. A Banca mondiale, Stati Uniti e Unione europea è riconosciuto lo *status* di osserva-

tori. Oltre all'organo decisionale, la Conferenza interministeriale, EMGF, si avvale di un Segretariato permanente con sede a Il Cairo, di un comitato esecutivo a presidenza rotante e di due comitati consultivi, formati da rappresentanti delle imprese attive nell'area (GIAC – *Gas industry advisory committee*) e dalle autorità di regolazione dei paesi membri (RAAC – *Regulatory authorities advisory committee*).

L'Autorità di regolazione italiana è un membro attivo del RAAC. La prima riunione di "Kick-off" si è svolta in modalità virtuale; sono seguiti gli incontri del 4 luglio ad Atene e del 6 ottobre a Roma.

Un *position paper*, promosso da questa Autorità e condiviso dagli altri membri del RAAC, individua i principali elementi che i regolatori intendono mettere a disposizione per l'iniziativa EMGF, anche in relazione ai vantaggi prospettabili in termini di maggiore diversificazione e di sicurezza degli approvvigionamenti in Europa e nel Mediterraneo:

- tariffazione delle infrastrutture come incentivo agli investimenti in regime di certezza, di equità e di efficienza;
- trasparenza delle condizioni d'accesso alle infrastrutture, quale strumento di promozione di un mercato regionale integrato e competitivo;
- analisi costi/benefici come contributo all'individuazione delle migliori alternative in termini di organizzazione del mercato e di adeguatezza delle infrastrutture.

Le azioni specifiche e le iniziative saranno elaborate dal RAAC in funzione degli obiettivi dichiarati nella *Long term strategy* di EMGF.

Adesione dell'Autorità al NEON – National Energy Ombudsmen Network

Il NEON, acronimo di *National Energy Ombudsmen Network*, è un'associazione senza scopo di lucro, con sede a Bruxelles, che riunisce *Ombudsmen*² e Organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie per i consumatori dei settori energetici, a rilevanza sia nazionale che regionale e afferenti a paesi UE o extra UE. Oltre all'Italia, fanno parte del NEON anche Belgio (*Service de Médiation de l'Energie/Ombudsdienst voor Energie*), Irlanda (*Commission for Regulation of Utilities*), Polonia (*Coordinator for negotiations to the President of Energy Regulatory Office URE/ERO*), UK (*Ombudsman Services*), Francia (*Le Médiateur National de l'Energie*), Georgia (*Energy Ombudsman*), Catalogna (*Sindic El defensor de les persones*) e Wallonia (*CWAPE Commission Wallonne pour l'Energie*). In tal senso, come indicato nel sito web NEON, *ombudsman.org*, "Collectively, our members help over 220 million Europeans find a free, quick and easy solution to their unresolved issues with their energy provider".

Il NEON, fra le altre cose, assicura la rappresentanza dei suoi membri nel contesto internazionale sulle tematiche energetiche e di tutela dei consumatori e ADR (*Alternative Dispute Resolution*), supportando le iniziative connesse all'evoluzione del quadro normativo europeo, sia di settore che trasversale; inoltre, l'associazione promuove lo scambio di informazioni, esperienze e *good practices* con riguardo alle attività ADR (anche mediante la condivisione delle relazioni di attività) e, più in generale, sui temi di stretta attualità, quali la tutela dei consumatori dei

² Gli *Ombudsmen*, oltre alla propria attività di risoluzione della singola controversia, mirano, più in generale, al miglioramento del rapporto fra consumatore e operatore, per mezzo anche di apposite segnalazioni ai soggetti pubblici (nazionali e internazionali) competenti, per l'efficiamento della normativa e della regolazione applicabili al settore/ai settori di cui si occupano.

settori energetici a fronte dell'incremento dei prezzi dell'energia, come anche avvenuto in occasione delle due *General Assembly* tenutesi nel 2022.

L'Autorità, in ragione dell'istituzione del Servizio conciliazione e, più in generale, nell'ambito della *mission* istituzionale di tutela dei consumatori dei settori energetici, aderisce al NEON dal 2016.

Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OCSE)

Nel corso del 2022 è proseguito l'impegno dell'Autorità in ambito OCSE, all'interno del *Network of Economic Regulators* (NER)³. L'Autorità è stata nominata membro del Bureau, un organo composto da un certo numero di delegati del NER, nominati su base annuale, e incaricato di fornire indicazioni più dettagliate al Segretariato dell'OCSE su questioni di gestione e pianificazione del programma di lavoro.

Nella 18ª riunione del NER svoltasi online il 6-7 aprile 2022 è stato presentato un rapporto OCSE sulle risorse interne dei regolatori e le possibili implicazioni rispetto ad autonomia e trasparenza organizzative. Inoltre è stato presentato il rapporto sulla *governance* della regolazione nel settore idrico-sanitario in Perù, basato sulle valutazioni di un *team* di 12 regolatori membri del NER, tra cui l'Autorità.

Nella 19ª riunione del NER svoltasi online il 7 dicembre, è stato presentato un *paper* OCSE sul contributo della regolazione economica alla sostenibilità ambientale, attraverso la disciplina dei settori regolati secondo le rispettive normative nazionali.

Relazioni bilaterali

Marocco. Il 24 e il 25 ottobre 2022 l'Autorità ha coordinato la visita in Italia di ANRE, l'Autorità marocchina di regolazione dell'energia elettrica. Nel corso della prima giornata, l'Autorità italiana ha presentato la struttura della regolazione del sistema di rete elettrica in Italia, con particolare riferimento alla qualità dei servizi e alle relazioni tra i livelli di distribuzione e di trasporto. Durante la seconda giornata, la delegazione ANRE ha visitato le strutture di distribuzione e di telecontrollo di A2A/Unareti (Milano) e la sede di RSE, in seguito è stato illustrato un progetto sperimentale sulla valutazione delle cadute di tensione.

³ Il *Network of Economic Regulators* è un forum che promuove il dialogo tra le autorità dei paesi membri e gli osservatori dell'OCSE, che hanno la responsabilità della regolazione economica in molteplici settori (per esempio, nei settori dell'energia, dell'acqua, delle comunicazioni, dei trasporti, ecc.). Su richiesta del Comitato delle politiche di regolazione, organo dell'OCSE, il NER può fornire pareri ed elaborare studi sulle materie di sua competenza.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni nazionali

Segnalazioni

Rapporto sul monitoraggio dei contratti di approvvigionamento destinati all'importazione di gas in Italia

Con la segnalazione del 9 giugno 2022, 252/2022/1/gas, l'Autorità ha illustrato al Parlamento e al Governo i risultati conclusivi dell'esame dei contratti di approvvigionamento destinati all'importazione del gas naturale in Italia. A tale scopo l'Autorità ha formulato alcune proposte per contribuire al perseguimento del generale obiettivo di contenimento dei costi energetici per i consumatori.

In particolare, l'Autorità ritiene che:

- ai sensi dell'art. 18-*bis* del decreto legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito in legge 27 aprile 2022, n. 34, la medesima Autorità debba tenere conto, nell'esercizio dei propri poteri di regolazione, dei servizi oltre che dell'andamento del mercato, nonché del reale costo di approvvigionamento della materia prima;
- i costi dei contratti pluriennali di importazione, raccolti ai sensi dell'art. 7 del già citato decreto legge, in condizioni normali di funzionamento dei mercati, debbano tendere a mantenere nel tempo andamenti coerenti (seppure con dinamiche temporali e meccanismi differenziati) con il valore del gas del mercato all'ingrosso. Questa coerenza può, temporaneamente, venire meno, in caso di repentine e significative variazioni dei prezzi di mercato per effetto delle diverse indicizzazioni dei prezzi dei contratti, così come avvenuto nel corso del 2022. I meccanismi di revisione periodica, tuttavia, dovranno tendere a ripristinare tale coerenza con una frequenza tendenzialmente annuale;
- per una corretta e precisa valutazione, l'attribuzione delle coperture ai singoli contratti di importazione dovrebbe essere soggetta a specifiche regole (anche di contabilità regolatoria) attualmente non definite per l'attività di produzione, l'approvvigionamento e il *trading* all'ingrosso; regole che si dovrebbero basare su una definizione *ex ante* di modalità di contabilizzazione e di attribuzione puntuale delle specifiche partite. Inoltre, va considerato come la gestione del rischio da parte delle singole aziende analizzate risulta normalmente effettuata sull'intero portafoglio di approvvigionamento e vendita del gruppo societario, sebbene con modalità operative differenziate. In alcuni casi tale attività viene direttamente svolta dalla stessa società che opera anche come soggetto acquirente dei contratti di importazione, in altri casi, invece, è svolta in modo centralizzato da un'altra società del gruppo nell'interesse della società importatrice;
- più in generale, è necessario considerare che, proprio in ragione dell'assenza di un meccanismo di contabilità regolatoria che consenta di separare, almeno contabilmente, le diverse attività, la stessa definizione di vantaggi o di margini derivanti dall'attività di approvvigionamento possa essere realizzata solo attraverso una ricostruzione *ex post* con attribuzioni convenzionali, che potrebbero discostarsi dalla reale dinamica delle coperture;
- sia opportuno che una parte del gettito, derivante dai provvedimenti fiscali a carico delle aziende del settore, sia destinata ai clienti finali che ne hanno sostenuto l'onere;

- sia opportuno sottolineare come tali interventi risultino in linea con la comunicazione adottata dalla Commissione europea sui mercati energetici del 18 maggio 2022 (236/2022, *Short-term energy market interventions and long term Improvements to the electricity market design – a course for action*), contestualmente alla presentazione del piano RepowerEU, che prevede, tra l'altro, la possibilità per gli stati membri di estendere, in via eccezionale e per periodi di tempo limitati, la possibilità di riallocare ricavi infra-marginali eccezionalmente elevati (i c.d. "extra profitti") per sostenere i consumatori e per coprire la prossima stagione di riscaldamento;
- con la delibera 148/2022/R/gas, di avere già previsto una modalità operativa che permetterebbe l'immediato trasferimento ai clienti finali degli importi derivanti da interventi quali quelli citati ai punti precedenti;
- i benefici derivanti dall'analisi dei costi dei contratti di importazione siano oggetto di costante monitoraggio da parte dell'Autorità stessa in forza del richiamato art. 7, commi 5 e 6, del decreto legge n. 21/2022, che prevede l'invio degli aggiornamenti contrattuali e dei nuovi contratti che verranno stipulati, consentendo la costante valutazione del loro impatto sui costi di approvvigionamento della materia prima;
- alcuni contratti di importazione pluriennali sono oggetto di revisione di prezzo con effetti a partire dall'ultima parte del 2022 in poi. Considerando le normali strategie di gestione del rischio degli operatori, i contratti di copertura sono normalmente stipulati in corrispondenza delle revisioni di prezzo. Su tale base si potrebbe assumere che tali coperture non siano presenti per i periodi contrattuali successivi a una revisione di prezzo e ipotizzare di trasferire ai clienti finali gli effetti delle revisioni di prezzo future;
- nel caso in cui, nell'ambito del monitoraggio, dovessero emergere disallineamenti tra i prezzi dei contratti pluriennali e i prezzi all'ingrosso, gli effetti economici devono essere intercettati e trasferiti ai clienti finali nel rispetto degli obiettivi e dei vincoli normativi descritti;
- sia necessario evidenziare come la possibilità di non considerare le operazioni di copertura nelle condizioni sopra identificate, nonché l'insieme dei contratti e le relative quantità cui la misura dovrà essere applicata, debbano essere definite da una norma di rango primario;
- sia importante sottolineare che il periodo temporale su cui tale misura potrebbe avere effetti (tendenzialmente a partire dal 2023) non è compatibile con l'attuale termine del servizio di tutela gas e che gli effetti delle revisioni di prezzo potrebbero portare a un allineamento delle condizioni economiche dei contratti ai prezzi *forward* del mercato all'ingrosso e, in caso di calo di questi ultimi, a condizioni economiche che potrebbero risultare, ancorché temporaneamente, svantaggiose rispetto al mercato all'ingrosso.

Segnalazione al Parlamento e al Governo in relazione alle criticità legate agli elevati prezzi del gas naturale

Con la segnalazione 29 luglio 2022, 375/2022/I/gas, l'Autorità ha richiamato l'attenzione del Parlamento e del Governo sulle forti criticità per il sistema nazionale riguardo alla situazione di grave crisi dei sistemi energetici legata ai prezzi estremamente elevati raggiunti sui mercati all'ingrosso per effetto dell'ormai conclamato uso del gas quale strumento di pressione sulle economie europee.

Quanto si è verificato ha reso necessari interventi straordinari, nell'ambito dei quali si inquadra l'intervento dell'Autorità di modifica del meccanismo di formazione dei prezzi del servizio di tutela del gas naturale a partire da ottobre 2022, cui dovrebbero accompagnarsi interventi nel mercato nazionale ed europeo del gas naturale finalizzati al riequilibrio della domanda e dell'offerta, al contenimento dei prezzi e relativi all'assetto del sistema.

In particolare, poi, l'Autorità ha ritenuto utile introdurre ulteriori misure in relazione alle criticità della crescita del prezzo del gas naturale, tra cui:

- il ripristino di un equilibrio tra domanda e offerta attraverso, da un lato, la riduzione della domanda su base volontaria da perseguire anche con apposite e indifferibili campagne di comunicazione, come già attuato con buoni risultati in altri paesi europei, e, dall'altro, attraverso l'identificazione di meccanismi per la gestione di interventi di contenimento della domanda in caso di emergenza;
- l'introduzione congiunta di tetti temporanei ai prezzi all'ingrosso del gas naturale nel mercato europeo;
- la previsione di una proroga del termine di rimozione della tutela di prezzo per i clienti domestici nel settore del gas naturale, attualmente previsto al 1° gennaio 2023, allineandolo con la data di rimozione del servizio di maggior tutela del settore elettrico, nelle more del completamento delle procedure per l'assegnazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici. Ciò consentirebbe, tra l'altro, di estendere l'efficacia degli interventi già adottati e di prevedere l'istituzione di un soggetto che svolga la funzione di approvvigionatore nazionale per la fornitura ai clienti aventi diritto al servizio di tutela a cui tutti i venditori che non dispongono di un fornitore all'ingrosso possano chiedere di essere forniti a condizioni definite dall'Autorità.

Segnalazione al Parlamento e al Governo in merito all'avvio del servizio a tutele graduali per le microimprese

Con la segnalazione 29 settembre 2022, 461/2022/II/com, l'Autorità ha focalizzato l'attenzione del Parlamento e del Governo sull'esigenza di prorogare al 1° luglio 2023 l'avvio del servizio a tutele graduali (STG) per le microimprese tramite un apposito atto normativo da adottarsi con urgenza, visto l'approssimarsi delle procedure concorsuali per l'affidamento dello stesso. La proroga di tale termine consentirebbe lo svolgimento delle suddette procedure concorsuali nel corso del primo trimestre del medesimo anno. In proposito, è stato evidenziato che, per cause di forza maggiore dovute all'indisponibilità dei sistemi informatici di Acquirente unico, il termine del 1° gennaio 2023 non sarebbe comunque stato rispettato, nonostante gli sforzi profusi dallo stesso Acquirente unico per accelerare le attività. Ciò in quanto le aste si sarebbero dovute svolgere fin dalla prima metà di settembre 2022 per concludersi a inizio ottobre 2022, in tempo utile per l'esecuzione di tutte le attività funzionali al trasferimento dei punti di prelievo ai nuovi esercenti l'STG per le microimprese; attività che richiedono circa tre mesi. Con il differimento del termine di avvio dell'STG per le microimprese si potrebbero anche intercettare eventuali ulteriori interventi di mitigazione annunciati dalla Commissione europea in risposta all'invito del Consiglio dell'Unione europea, quali l'introduzione di eventuali massimali al prezzo del gas naturale ovvero l'attivazione di strumenti di emergenza per garantire la liquidità dei mercati. Qualora la data di svolgimento delle procedure per l'assegnazione dell'STG per le microimprese fosse posticipata, si renderebbe parimenti opportuna una proroga delle procedure per l'affidamento dell'STG destinato ai clienti domestici, in modo da mantenere la gradualità del percorso attualmente previsto dalla legge concorrenza e rispettare al contempo le scadenze previste dalla direttiva 944/2019/UE.

Come già più volte segnalato, l'Autorità ha ribadito l'esigenza di allineare i termini di rimozione dei regimi di tutela di prezzo per entrambi i comparti di energia elettrica e di gas naturale, sia per garantire maggiore trasparenza e coerenza informativa ai consumatori domestici di entrambi i servizi che ancora non hanno scelto un fornitore sul mercato libero, sia per intercettare il possibile ritorno verso la normalità delle condizioni di mercato. Infine, l'Autorità ha evidenziato come le tempistiche per l'attuazione delle riforme in materia previste dagli impegni as-

sunti dal paese con il Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) hanno del resto un termine congruo con un eventuale atto normativo in tale direzione.

Segnalazione in merito all'incremento dei prezzi del servizio di teleriscaldamento

Con la segnalazione 15 novembre 2022, 568/2022/l/tlr, l'Autorità ha sottolineato l'opportunità di modificare il quadro normativo di riferimento per il settore del teleriscaldamento, al fine di assicurare la congruità dei prezzi applicati dagli esercenti e la sostenibilità del servizio per gli utenti (con particolare riferimento agli utenti vulnerabili), alla luce del significativo incremento dei prezzi registrato a partire dall'ultimo trimestre 2021.

In particolare, l'Autorità ritiene siano necessari interventi di breve termine, volti ad assicurare l'accesso al servizio nell'attuale fase congiunturale di forte tensione dei mercati energetici, e anche interventi strutturali, finalizzati a superare alcune criticità nel funzionamento del mercato, emerse nell'ambito dell'indagine conoscitiva dell'Autorità sull'evoluzione dei prezzi e dei costi del servizio di teleriscaldamento.

L'Autorità, alla luce delle criticità emerse in seguito a un'indagine conoscitiva, intende, in particolare, evidenziare l'opportunità di introdurre una regolazione *cost reflective* dei prezzi del servizio di teleriscaldamento. L'Autorità potrebbe definire i criteri generali per la determinazione delle tariffe, comprensivi delle modalità di recupero dei costi di capitale e dei costi operativi, nonché dei criteri di separazione contabile per l'attribuzione dei costi comuni a più attività. Gli operatori del settore sarebbero tenuti al rispetto dei criteri individuati, con la supervisione dell'Autorità.

La definizione di tariffe regolate *cost reflective* consentirebbe di superare contestualmente le criticità riscontrate nel funzionamento del mercato e di assicurare l'equità dei prezzi del servizio. Nei sistemi di teleriscaldamento caratterizzati da minori costi di produzione di energia termica sarebbe, inoltre, possibile trasferire parte dei benefici agli utenti, con positive ricadute economiche e sociali. La garanzia, per gli esercenti, di recuperare i costi sostenuti e di ottenere un adeguato tasso di remunerazione del capitale investito potrebbe, peraltro, assicurare un contesto favorevole per un ulteriore sviluppo del settore, anche in presenza di una riduzione dei prezzi del servizio. Al riguardo, si è osservato che il settore del teleriscaldamento, oltre a presentare un significativo potenziale di sviluppo, può contribuire alla riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti attraverso un incremento della quota di energia prodotta con fonti rinnovabili o con cascami termici disponibili localmente. La crescita del contributo delle fonti alternative richiede, tuttavia, ingenti investimenti nelle reti di distribuzione, in modo da favorire l'immissione di calore a livello decentralizzato (le c.d. "reti di quarta generazione"). Le attuali modalità di determinazione del prezzo del servizio, basate esclusivamente su dinamiche di mercato, non consentono di valorizzare adeguatamente le esternalità ambientali e potrebbero comportare un disincentivo all'innovazione del settore. Un sistema tariffario basato sul riconoscimento dei costi sostenuti, purché efficienti, potrebbe, al contrario, favorire la transizione verso sistemi di teleriscaldamento maggiormente sostenibili dal punto di vista ambientale.

L'attuale fase di tensione dei mercati energetici ha determinato un incremento significativo dei prezzi del servizio di teleriscaldamento che, come precedentemente evidenziato, presenta le medesime caratteristiche di essenzialità della fornitura di gas naturale. Per limitare gli impatti degli incrementi di prezzo sugli utenti, l'Autorità ha pro-

posto di applicare, anche per il settore del teleriscaldamento, in via transitoria, un'aliquota IVA ridotta, pari al 5%, in analogia con quanto previsto per il settore del gas naturale. Inoltre, poiché nel settore del teleriscaldamento non è attualmente prevista l'applicazione di agevolazioni per gli utenti in condizione di disagio economico, l'Autorità ha suggerito di estendere anche a tale settore l'applicazione della disciplina del bonus sociale, per limitare gli effetti dell'incremento dei prezzi per tali tipologie di utenti in condizioni di vulnerabilità economica.

Audizioni presso il Parlamento

Memoria presso la Commissione parlamentare d'inchiesta sulla tutela dei consumatori e degli utenti

Con la memoria 8 febbraio 2022, 48/2022/I/com, l'Autorità ha espresso alla Commissione parlamentare d'inchiesta sulla tutela dei consumatori e degli utenti le proprie considerazioni e proposte in ordine alle funzioni e alle attività svolte nei differenti comparti ad essa assegnati dal legislatore, con particolare riguardo all'attuale tema dei recenti e preoccupanti rialzi dei prezzi dell'energia.

Nel dettaglio, l'Autorità si è soffermata sull'andamento degli oneri generali di sistema, rilevando come, nel corso degli anni, si sia assistito a notevoli mutamenti in relazione al dimensionamento degli oneri generali, con particolare riguardo al settore elettrico. Da un lato, la necessità di gettito per le diverse finalità di incentivi e coperture è andata progressivamente aumentando, soprattutto in relazione alla crescita più che significativa degli oneri per il sostegno alle fonti rinnovabili (componente A_{SOS}), in considerazione dello sviluppo di tali fonti, dall'altro, la voce oneri generali è andata a finanziare anche obiettivi di interesse generale non direttamente connessi al sistema energetico, per esempio di politica sociale o industriale, determinando costi esogeni a carico dei settori elettrico e gas e, quindi, negli anni, un'incidenza via via maggiore sulla bolletta di famiglie e imprese.

Col passare del tempo, dunque, la voce "oneri generali di sistema" ha assunto un'incidenza sempre maggiore nella bolletta domestica, tanto che, prima dell'annullamento avvenuto dal 1° ottobre 2021, grazie alle risorse poste a disposizione dal bilancio dello Stato, l'incidenza degli oneri generali era superiore al 20% della spesa annua per il cliente domestico tipo servito in regime di maggior tutela. Tale incidenza è superiore a quella dei corrispettivi dei servizi di rete a copertura dei costi di trasmissione, di distribuzione e di misura dell'energia elettrica. Questo peso considerevole può, tra l'altro, incidere anche sul processo di liberalizzazione del mercato della vendita al dettaglio, poiché riduce la capacità di scelta e la comprensione delle offerte da parte dei clienti finali. Inoltre, la catena di esazione di tali componenti, che passa attraverso le società di vendita, comporta la presenza di rischi di controparte di complessa gestione, che hanno portato all'esigenza di socializzare importi rilevanti corrispondenti a insoluti all'interno della medesima catena. Ciò, in particolare, alla luce delle sentenze della giustizia amministrativa, che hanno limitato la responsabilità delle società di vendita in relazione al versamento degli oneri in caso di insoluti del cliente finale.

L'Autorità ha, altresì, ricordato che la presenza di tali componenti costituisce una forma di incentivo implicito a qualsiasi forma di autoconsumo, il cui effetto distorsivo è proporzionale all'incidenza degli oneri sul prezzo pagato dal cliente finale. Gli incentivi impliciti hanno, inoltre, un potenziale effetto regressivo, a danno dei consumatori più vulnerabili e meno pronti ad approfittare dei vantaggi associati allo sviluppo dell'autoconsumo. La

distorsione ha effetti anche sullo sviluppo di forme innovative di consumi, quali quelli derivanti dalla mobilità elettrica o del c.d. "cold ironing" (alimentazione elettrica delle navi in porto), particolarmente importanti in ottica di progressiva decarbonizzazione.

L'Autorità ha, dunque, sollecitato una riflessione sull'opportunità di rendere strutturali alcune delle misure previste dai recenti interventi legislativi, tra le quali, in particolare:

- la stabile destinazione del gettito delle aste per l'assegnazione delle quote di emissione di CO₂ alla riduzione degli oneri generali di sistema, come anche suggerito dalla Commissione europea;
- il finanziamento delle misure di politiche pubbliche in campo sociale e industriale, attualmente coperte tramite il gettito di componenti tariffarie degli oneri generali (elettricità e gas), con trasferimenti dalla fiscalità generale.

A quest'ultimo proposito, l'Autorità ha più volte prospettato di impiegare strutturalmente fondi del bilancio dello Stato per finanziare gli oneri generali non strettamente afferenti al sistema energetico, ma legati a obiettivi di natura sociale, come il bonus per le famiglie economicamente disagiate, e a obiettivi di politica industriale, quali il sostegno alle imprese energivore, nonché la copertura del regime tariffario speciale riconosciuto alla società Rete ferroviaria italiana (RFI) per i consumi di energia elettrica relativi ai servizi ferroviari su rete tradizionale (i consumi di RFI per i servizi ferroviari sulla rete di alta velocità non si avvantaggiano di tale regime).

Infine, l'Autorità ha anche chiesto di eliminare l'aggravio di circa 135 milioni di euro l'anno, raccolti con specifici elementi della componente A_{RIM} , che annualmente sono versati dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) al bilancio dello Stato in virtù di disposizioni contenute nelle leggi di bilancio 2005 e 2006.

Riguardo agli oneri generali di sistema gas, l'Autorità ha evidenziato come tali oneri incidano in misura nettamente inferiore sulla bolletta del gas rispetto al settore elettrico, ma, tuttavia, attualmente sono stati annullati, per tutte le tipologie di utenza, grazie alle risorse stanziato dallo Stato.

Infine, nel corso del 2022, l'Autorità ha chiesto di dare attuazione al recente decreto del Ministro della transizione ecologica 21 dicembre 2021 in tema di agevolazione alle imprese a forte consumo di gas naturale, rispetto al quale l'Autorità aveva già espresso il proprio parere con alcune condizioni.

Memoria in merito alla comunicazione della Commissione al Parlamento europeo, al Consiglio europeo, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni, "Risposta all'aumento dei prezzi dell'energia: un pacchetto di misure d'intervento e di sostegno" (atto 660/2021)

Con la memoria 14 febbraio 2022, 50/2022/I/com, l'Autorità ha espresso alla Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica le proprie considerazioni in merito alla comunicazione europea "Risposta all'aumento dei prezzi dell'energia: un pacchetto di misure d'intervento e di sostegno" COM(2021) 660 final e alle misure ivi previste per mitigare l'impatto dell'aumento temporaneo dei prezzi dell'energia su famiglie e imprese, con una particolare attenzione nei confronti dei clienti c.d. "clienti vulnerabili".

L'Autorità, in considerazione dell'attuale incremento dei prezzi dell'energia cui si è assistito nell'ultimo semestre, ha auspicato di contribuire con il proprio intervento a fornire un supporto tecnico al Parlamento e al Governo, come già accaduto in quest'ultimo periodo, nell'individuazione di strumenti per contrastare gli effetti negativi di questi improvvisi rincari, al fine di garantire l'accessibilità economica alla fornitura di energia, soprattutto alle categorie di clienti più a rischio, senza mettere a repentaglio gli investimenti nel settore dell'energia e l'avviata transizione ecologica.

In particolare, l'Autorità si è soffermata su alcune considerazioni, tra le quali spicca quella secondo cui si ritiene che una maggiore armonizzazione della regolazione degli stoccaggi in Europa possa essere uno strumento efficace per fronteggiare i fenomeni di volatilità dei prezzi legati alla scarsità degli approvvigionamenti. Ciò anche in considerazione del fatto che la riduzione del livello di sicurezza conseguente a tali circostanze non riguarda solo il paese nel quale lo stoccaggio si trova, ma eventuali eventi eccezionali produrrebbero effetti anche nel resto dell'Europa. Nel contesto di integrazione dei mercati del gas naturale, per rafforzare la sicurezza delle forniture e rendere il sistema europeo più resiliente a fronte di alta volatilità dei prezzi del gas sui mercati internazionali, l'Autorità ha sottolineato l'opportunità di favorire a livello europeo un coordinamento degli investimenti e della gestione degli stoccaggi a livello *cross* frontaliero.

La Commissione europea pare avere più recentemente condiviso l'esigenza di considerare la regolazione degli stoccaggi cruciale nel rafforzamento della sicurezza delle forniture. Nella comunicazione del 13 ottobre, oggetto di questa audizione, aveva già infatti annunciato possibili proposte di emendamento del regolamento sicurezza delle forniture gas n. 1938/2017.

Infatti, nella proposta di revisione del regolamento per il mercato interno del gas naturale del 15 dicembre 2021 (art. 67), parte del c.d. "Pacchetto decarbonizzazione", sono previste specifiche norme per la regolazione degli stoccaggi che gli stati membri possono attivare in caso di valutazione di un rischio effettivo alla sicurezza delle forniture. Fra questi sono contemplati gli obblighi di stoccaggio per i gestori di tali sistemi e per i gestori di rete, l'utilizzo di aste per la prenotazione delle capacità di stoccaggio da parte degli operatori e la possibilità per il gestore della rete di acquisire le infrastrutture di stoccaggio a rischio di chiusura.

Nella comunicazione oggetto di questa indagine, la Commissione europea cita, fra i possibili interventi di medio termine, anche l'ipotesi di "acquisto collettivo" di riserve di gas da parte dei Governi europei per il tramite dei propri gestori di rete, poi inserita quale proposta di emendamento del regolamento sicurezza gas del 15 dicembre 2021.

A tale proposito, l'Autorità ha espresso il proprio punto di vista in ordine alla difficoltà di conciliare tale tipologia di intervento – che prevede una responsabilità di approvvigionamento in capo agli operatori di rete – con la normativa europea, ritenendo che altri meccanismi potrebbero essere più coerenti con il funzionamento del mercato e, al contempo, più efficaci rispetto agli obiettivi di stabilità dei prezzi e di sicurezza delle forniture di gas naturale che la Commissione europea propone.

Oltre al sopra citato rafforzamento e ampliamento della regolazione europea degli stoccaggi, l'Autorità ha manifestato il proprio pensiero sull'utilità dello studio dei meccanismi di opzione che, senza intervenire sulla formazione dei prezzi e sulle condizioni di mercato, proteggano il sistema da oscillazioni estreme dei prezzi. Il mercato

della capacità per il settore elettrico rappresenta un tipico esempio di tale approccio. Inoltre, l'Autorità ha rilevato la possibilità di valutare meccanismi che favoriscano, sempre in un'ottica concorrenziale, la conclusione di contratti di lungo periodo, per esempio corrispondenti a possibili incrementi della capacità di produzione nazionale, ove possibili e ritenuti opportuni per accompagnare il processo di decarbonizzazione.

Memoria in merito al disegno di legge di conversione in legge del decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, recante "Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da Covid-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico" (A.S. 2505)

Con la memoria 18 febbraio 2022, 60/2022/I/com, l'Autorità ha fornito alla Commissione Programmazione economica, bilancio del Senato della Repubblica elementi di valutazione relativi al disegno di legge di conversione in legge del decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, recante "Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da Covid-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico" (A.S. 2505) – ora definitivamente convertito nella legge 28 marzo 2022, n. 25 –.

La presente memoria si è focalizzata sulla disamina delle disposizioni inerenti alle materie ricomprese nell'ambito delle competenze dell'Autorità e, in particolare, su:

- l'art. 14, che contiene disposizioni in ordine all'annullamento per il primo trimestre dell'anno in corso, delle aliquote relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. Tale norma integra le misure già adottate dalla legge di bilancio per l'anno 2022, sempre con riferimento al primo trimestre dell'anno in corso, per contenere i costi della bolletta elettrica delle utenze domestiche e non domestiche in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW;
- l'art. 15, che assegna un contributo straordinario, sotto forma di credito d'imposta, alle imprese c.d. "energivore" – come individuate dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 21 dicembre 2017 – i cui costi per kWh della componente energia elettrica, calcolati sulla base della media dell'ultimo trimestre 2021, abbiano subito un incremento superiore al 30% rispetto al medesimo periodo dell'anno 2019;
- l'art. 16, che dispone, dal 1° febbraio al 31 dicembre 2022, l'applicazione di un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficino di tariffe fisse derivanti dal meccanismo del c.d. "conto energia", nonché sull'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione. Le modalità attuative della presente disposizione sono attribuite all'Autorità che ha, poi, ritenuto utile formulare alcune proposte di modifica all'impianto dell'art. 16, come segue:
 - non applicare la norma in esame agli impianti che non godono di incentivi, specialmente a quelli entrati in esercizio negli ultimi anni; ciò in considerazione dell'incremento dei rischi associati agli investimenti (in particolare, quelli non già ammortizzati) e delle reali possibilità che la medesima sia elusa (o possa essere scarsamente efficace);

- estendere il periodo temporale oggetto della misura fino al termine del periodo di incentivazione per gli impianti che godono di incentivi di tipo *"feed in premium"*. Pur non avendo più le caratteristiche di transitorietà che la disposizione presenta nella sua formulazione attuale, in considerazione dell'eccezionalità della situazione, avrebbe, tuttavia, il pregio di dare maggiore certezza agli investitori, in quanto la garanzia del prezzo riconosciuto, non solo per l'anno in corso (dove il prezzo riconosciuto è inferiore ai prezzi attesi di mercato) ma fino al termine del periodo di incentivazione, rimuoverebbe per il produttore ogni rischio associato all'andamento futuro dei prezzi di mercato. In questo modo la valutazione verrebbe, infatti, a riferirsi a un periodo (tutto il periodo di incentivazione) correlato alla vita utile degli impianti.

L'andamento dei prezzi attesi futuri è sì in discesa, ma con valori ancora elevati almeno per l'anno in corso, pertanto una tale modifica della norma, se, da un lato ridurrebbe i rischi per i produttori che il prezzo possa scendere in futuro, dall'altro, almeno nel breve/medio periodo, costituirebbe una protezione anche per i consumatori. Una siffatta modifica renderebbe, infine, meno rilevanti le problematiche implementative esposte in relazione ai contratti; la quota dell'energia prodotta coperta da contratti è, verosimilmente, già limitata per tali tipologie di impianti per l'anno in corso, ma è ragionevole ritenere che copra una parte molto limitata o addirittura nulla della produzione per i prossimi anni. In generale, infatti, le coperture si estendono per non più di uno-due anni. Ovviamente resterebbero, in parte, gli elementi di attenzione relativi agli aspetti implementativi legati ai contratti, ma con un impatto molto più limitato sugli effetti della norma.

Inoltre, al fine di superare la problematica legata – per gli impianti programmabili – al calcolo delle partite economiche oggetto di regolazione con il GSE, come differenza tra un prezzo medio storico di riferimento e il prezzo zonale orario applicato alla produzione dell'impianto in ciascuna ora, l'Autorità ha proposto un'applicazione dell'art. 16, comma 2, in base alla quale le partite economiche oggetto di regolazione con il GSE siano, invece, determinate come differenza tra un prezzo medio di riferimento inerente agli anni precedenti al 2021 e un prezzo medio calcolato per ciascun mese del 2022. Tale modifica comporterebbe che la rendita estratta dipenderebbe dalla differenza di prezzi medi, lasciando inalterato l'incentivo per il produttore a programmare l'impianto, in relazione alle esigenze del sistema espresse dall'andamento dei prezzi di mercato. Con l'obiettivo di evitare dubbi interpretativi, che potrebbero generare inefficienze nel funzionamento del sistema nell'attuale situazione di tensione dei mercati, l'Autorità ha, altresì, proposto di modificare la disposizione in questione, al fine di chiarire, limitatamente agli impianti programmabili, tale modalità applicativa. Ovviamente, questo profilo non sarebbe più rilevante qualora dall'ambito applicativo della norma fossero espunti, come proposto, gli impianti che non godono di incentivi; ciò in quanto, in tal caso, la norma riguarderebbe solo impianti non programmabili.

L'Autorità ha segnalato ancora che la previsione di cui al comma 2, lettera a), dell'art. 16, oltre a comportare un differente trattamento per gli impianti, a seconda della data di entrata in servizio, non risulta applicabile agli impianti entrati in servizio successivamente al 31 dicembre 2020. Tale criticità riguarda solo gli impianti che non godono di incentivi e sarebbe, quindi, superata nel caso in cui l'applicazione venisse ristretta, come sopra auspicato, agli impianti incentivati che già ne sono oggetto, oppure laddove l'applicazione agli impianti che non godono di incentivi fosse limitata a quelli entrati in servizio, per esempio, anteriormente al 1° gennaio 2010.

Memoria in merito al disegno di legge “Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021” (A.S. 2469)

Con la memoria 4 marzo 2022, 82/2022/I/com, l’Autorità ha fornito alla Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica elementi di valutazione in merito al disegno di legge recante “Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021”, in seguito definitivamente approvato come legge 5 agosto 2022, n. 118, concentrandosi sulla disamina di specifici aspetti inerenti alle materie di diretta competenza della medesima Autorità e, in particolare, sull’art. 4, in tema di concessioni di distribuzione del gas naturale, e sull’art. 6, che attribuisce al Governo una delega per il riordino dei servizi pubblici locali.

Riguardo a quanto previsto dall’art. 4 del disegno di legge in esame, esso introduce misure utili a incrementare la speditezza del processo di effettuazione delle gare. In particolare, l’Autorità ha evidenziato come le disposizioni contenute al primo comma dello stesso art. 4 rappresentino una soluzione equilibrata rispetto alla valorizzazione dei cespiti di proprietà comunale, comportando un maggiore flusso economico a favore degli enti locali e delle società patrimoniali delle reti, ma di impatto, comunque, complessivamente limitato sulla tariffa di distribuzione. Inoltre, quanto stabilito al secondo comma dell’art. 4 del disegno di legge in commento è stato valutato favorevolmente, considerato che le disposizioni *de quibus* rafforzano il percorso di semplificazione già avviato con la legge 4 agosto 2017, n. 124, riducendo ulteriormente l’ambito delle verifiche svolte a livello centrale dall’Autorità sugli scostamenti VIR-RAB, ma mantenendo un importante presidio rispetto a potenziali sopravvalutazioni delle reti esistenti, che costituirebbero vere e proprie rendite ingiustificate a beneficio dei gestori di rete, con oneri che ricadrebbero sui clienti del servizio. Riguardo, infine, al comma 3 del medesimo art. 4, rafforzando i poteri degli enti locali concedenti nell’acquisizione dal gestore di rete delle informazioni necessarie per la predisposizione della documentazione di gara, appare in linea con quanto indicato da questa stessa Autorità nella segnalazione 86/2016/I/gas.

L’Autorità, poi, ha manifestato forti preoccupazioni circa i rilevanti effetti distorsivi derivanti dall’attuazione dell’art. 114-ter del decreto legge 19 maggio 2020, n. 34, convertito nella legge 17 luglio 2020, n. 77, che sancisce un obbligo a carico della medesima Autorità di riconoscere un’integrale copertura tariffaria degli investimenti relativi al potenziamento o alla nuova costruzione di reti e di impianti in comuni metanizzati o da metanizzare, in specifiche località del paese (zona climatica F, comuni montani e specifiche zone del Mezzogiorno), superando la regola generale prevista per gli sviluppi infrastrutturali delle reti di distribuzione del gas naturale che richiede lo svolgimento di analisi costi-benefici.

Ciò determinerebbe, *in primis*, un improprio incremento delle tariffe e dei connessi oneri posti a carico dei consumatori finali, chiamati a sostenere dal punto di vista tariffario il costo di infrastrutture potenzialmente inefficienti, introducendo, inoltre, un’evidente discriminazione tra le imprese di distribuzione del gas che operano nelle località cui la norma rimanda e quelle che operano al di fuori di esse. *In secundis*, la norma in esame comprimerebbe le prerogative e le responsabilità di questa istituzione, come riconosciute dallo stesso legislatore, ponendosi in apparente contrasto con la normativa comunitaria e sollevando dubbi di legittimità costituzionale.

Memoria in merito al disegno di legge di conversione in legge del decreto legge 1° marzo 2022, n. 17, recante “Misure urgenti per il contenimento dei costi dell’energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali” (A.C. 3495)

Con la memoria 15 marzo 2022, 108/2022/I/com, l’Autorità ha formulato alle Commissioni riunite Ambiente, territorio e lavori pubblici e Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati le proprie osservazioni sulle seguenti disposizioni:

- art. 1, che, con riferimento al secondo trimestre 2022, prevede l’azzeramento delle aliquote relative agli oneri generali di sistema afferenti al settore elettrico applicate alle utenze domestiche e non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW, nonché alle utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico.

Riguardo a tale articolo, l’Autorità ha auspicato una valutazione strutturale da parte del legislatore in ordine all’evoluzione a regime degli oneri generali di sistema relativi all’energia elettrica e al gas naturale, ribadendo che, innanzitutto, dovrebbe essere reso strutturale l’utilizzo dei proventi derivanti dalla messa all’asta delle quote di emissione, al fine di coprire ampia parte degli oneri per l’incentivazione delle fonti rinnovabili, alleggerendo la pressione di tali oneri sulle bollette elettriche. Inoltre, l’Autorità ha proposto che il finanziamento di alcune politiche pubbliche, esogene al sistema energetico, che sono state finora oggetto di finanziamento tramite componenti tariffarie raccolte dagli utenti, possa essere ricondotto al sistema fiscale che – come evidenziato – assicura una maggiore equità contributiva.

Stabilire un percorso di progressiva “strutturalizzazione” della copertura degli oneri generali di sistema, con risorse ulteriori rispetto alla raccolta tramite le bollette, permetterebbe, da una parte, di offrire maggiore certezza agli operatori e ai consumatori e, dall’altra, di programmare la ripresa della raccolta degli oneri in bolletta, per la parte non coperta da risorse provenienti dalla fiscalità generale o dai proventi delle aste delle quote di emissione, con modalità che garantiscano maggiore trasparenza e prevedibilità;

- art. 2, commi 3 e 4, che, riguardo al settore del gas naturale, affidano all’Autorità il compito, per il secondo trimestre 2022, di ridurre le aliquote relative agli oneri generali di sistema fino a concorrenza dell’importo di 250 milioni di euro;
- art. 3, che prevede la rideterminazione, per il secondo trimestre 2022, da parte dell’Autorità, delle agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati e ai clienti in gravi condizioni di salute e la compensazione per la fornitura di gas naturale, in modo da minimizzare gli incrementi della spesa per la fornitura, fino a concorrenza dell’importo di 400 milioni di euro;
- art. 16, che reca disposizioni in merito all’avvio e allo svolgimento, da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE), di procedure per l’approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale da parte dei titolari di concessioni di coltivazione di gas.

L’Autorità ha ritenuto opportuno, con riferimento a tale misura, valutare che i contratti di acquisto a lungo termine, previsti al comma 4, non debbano essere in ultima istanza vincolati alla conclusione delle procedure, disciplinate dal comma 5, per la vendita del medesimo gas ai clienti. In tal modo, tutti i consumatori potrebbero beneficiare di eventuali partite di gas acquistate dal GSE e non cedute, in esito alle procedure di cui al comma 5, attraverso la cessione della medesima energia a mercato e la retrocessione delle partite derivanti da eventuali differenziali di prezzo attraverso appositi corrispettivi.

In tal modo si realizzerebbe l'obiettivo di garantire l'efficienza del processo e la procedura di cui al comma 5 dovrebbe prevedere un meccanismo competitivo e la destinazione di eventuali differenze tra il prezzo di vendita e quello di acquisto alla generalità dei consumatori;

- art. 21, che prevede l'adozione, da parte del Ministero della transizione ecologica, di misure volte a garantire la sicurezza degli approvvigionamenti per il sistema del gas naturale e di misure di salvaguardia, in caso di crisi improvvisa sul mercato dell'energia e qualora fosse minacciata l'integrità fisica o la sicurezza delle persone, delle apparecchiature o degli impianti o l'integrità del sistema del gas naturale o del sistema elettrico.

A tal proposito, l'Autorità ha sottolineato come una maggiore armonizzazione della regolazione degli stoccaggi in Europa verso il modello italiano possa costituire uno strumento in grado di favorire un tempestivo riempimento degli stoccaggi e contribuire così a fronteggiare fenomeni di volatilità dei prezzi legati alla scarsità degli approvvigionamenti. Ciò anche in considerazione del fatto che la riduzione del livello di sicurezza conseguente a tali circostanze non riguarda solo il paese nel quale lo stoccaggio si trova, ma eventuali eventi eccezionali produrrebbero effetti anche nel resto dell'Europa.

In considerazione dell'evoluzione del conflitto bellico tra Russia e Ucraina e delle possibili ripercussioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici nazionali, si è resa necessaria l'adozione di iniziative immediate e straordinarie finalizzate a incrementare la disponibilità di volumi aggiuntivi di gas dai punti di interconnessione con gasdotti non interconnessi alla rete europea dei gasdotti e nei terminali di rigassificazione di GNL; pertanto, con l'obiettivo di contrastare l'insorgere di potenziali situazioni di emergenza, l'Autorità ha provveduto, già dallo scorso 8 marzo, a implementare le disposizioni contenute nel decreto legge in analisi (comma 1, lettera d)). Infatti, con la delibera 97/2022/R/gas, "Disposizioni urgenti in materia di corrispettivi di trasporto e di offerta delle capacità di erogazione degli stoccaggi", l'Autorità ha previsto appositi dispositivi tariffari, volti a incrementare la disponibilità di gas dai punti di interconnessione con sistemi di paesi extraeuropei e a favorire il riempimento degli stoccaggi nel breve termine.

L'aumento della disponibilità di gas può essere conseguito, appunto, anche attraverso la definizione di corrispettivi che, rispetto a quelli attualmente in vigore, siano economicamente più vantaggiosi, per le prenotazioni di nuova capacità di trasporto del gas naturale in ingresso nei punti di entrata da gasdotti non connessi alla rete europea di gasdotti e nei terminali di rigassificazione, nonché più svantaggiosi per le prenotazioni di nuova capacità di erogazione dagli stoccaggi.

Memoria per l'audizione dinanzi alla Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati

Con la memoria 22 marzo 2022, 111/2022/I/com, l'Autorità ha fornito alla Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati un approfondimento dei meccanismi di indicizzazione dei prezzi per la fornitura di energia elettrica ai clienti in maggior tutela e per la fornitura di gas naturale ai clienti in tutela.

L'Autorità ha rammentato a tal proposito che i prezzi applicati ai clienti nei servizi di tutela svolgono la propria funzione a tutela del consumatore nel garantire che essi rappresentino il recupero da parte dei venditori dei costi efficienti connessi all'erogazione di tali servizi. Tali costi comprendono:

- a) i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica o del gas nei mercati all'ingrosso.

I costi riconosciuti ai venditori per l'approvvigionamento della materia prima sono determinati dall'Autorità sulla base dei prezzi registrati nei relativi mercati all'ingrosso. Con riferimento all'energia elettrica, giova qui ricordare che gli esercenti del servizio di maggior tutela si approvvigionano da Acquirente unico che, a sua volta, si approvvigiona in borsa. Per il gas naturale, i venditori si approvvigionano direttamente nei mercati all'ingrosso. Per la determinazione dei corrispettivi variabili a copertura dei relativi costi, il decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito nella legge 24 marzo 2012, n. 27, ha previsto che venisse progressivamente fatto riferimento ai prezzi del gas rilevati sul mercato e che i mercati di riferimento da considerare fossero quelli europei, in attesa dell'avvio del mercato del gas naturale tramite i mercati organizzati gestiti dal Gestore dei mercati energetici (GME);

- b) i costi per la commercializzazione (che includono, per esempio, i costi per la gestione del contratto e per il recupero dei crediti). I costi riconosciuti ai venditori per la commercializzazione sono determinati dall'Autorità sulla base dei costi efficienti di tale attività;
- c) i costi per il trasporto e gli oneri generali di sistema. Trattandosi di attività regolata, i venditori pagano per il servizio di trasporto e per gli oneri generali i corrispettivi fissati dall'Autorità e recuperano a loro volta tali costi dai propri clienti;
- d) le imposte applicate ai consumatori sulla base della normativa vigente.

L'Autorità si è soffermata poi sulle metodologie per la determinazione delle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento di cui alla lettera a), aggiornati trimestralmente dalla stessa. Nel dettaglio, si sono riportati i riferimenti normativi che definiscono le competenze dell'Autorità nell'ambito della fissazione dei prezzi di maggior tutela nel settore elettrico e quelli di tutela nel comparto del gas naturale e la loro evoluzione.

L'Autorità ha poi illustrato i meccanismi di fissazione dei prezzi in vigore definiti dalla stessa per i servizi di tutela.

Dopo avere mostrato l'evoluzione dei prezzi nel corso del tempo rispetto ai prezzi di riferimento dei mercati all'ingrosso, l'Autorità ha evidenziato la necessità di rafforzare gli strumenti di monitoraggio a disposizione della medesima, anche allo scopo di garantire, in particolare in questo periodo di forte turbolenza dei prezzi, la disponibilità di indicatori adeguati da impiegare nell'ambito della funzione indipendente di segnalazione a Parlamento e Governo per sostenere le scelte di strategia energetica del paese.

Memoria in merito al Pacchetto di proposte legislative della Commissione europea "Fit for 55"

Con la memoria 29 marzo 2022, 138/2022/I/com, l'Autorità ha espresso le proprie considerazioni alla Commissione Ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera dei deputati su alcune delle proposte legislative presentate dalla Commissione europea che compongono il pacchetto c.d. "Fit for 55", per gli aspetti di competenza, con particolare riferimento agli aspetti regolatori derivanti dalla revisione della direttiva sulle energie rinnovabili, dalla rifusione della direttiva sull'efficienza energetica, dalle modifiche del sistema di scambio di quote di emissione dell'Unione europea (EU ETS) e dalla proposta di regolamento per l'infrastruttura di ricarica per i combustibili alternativi (regolamento AFIR).

Riguardo alla revisione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (c.d. RED II), l'Autorità ha ritenuto essenziale assicurare la coerenza del quadro normativo in fase di definizione e

garantire un sistema che sia trasparente e sufficientemente flessibile, in modo da essere agevolmente applicato alle diverse caratteristiche dei sistemi elettrici europei, al fine di promuovere la concorrenza nella produzione di idrogeno da fonti rinnovabili fra diversi sistemi europei.

Più precisamente, l'Autorità ha rilevato l'opportunità che tali atti delegati facciano riferimento non solo alle configurazioni d'impianto ma anche alle garanzie di origine dell'energia elettrica, riportando anche l'ora e la zona in cui l'energia elettrica è stata prodotta.

Con riferimento agli obblighi relativi ai progetti transfrontalieri di energie rinnovabili, l'Autorità, pur considerando di grande rilievo la collaborazione transnazionale, ha riferito di non ritenere utile, per le finalità perseguite dalla proposta in esame, l'imposizione di un vincolo in tal senso, tra l'altro senza alcuna previsione in tema di analisi costi-benefici. Solo un approccio selettivo allo sviluppo delle infrastrutture, fondato su un'analisi dei costi e dei benefici, consente infatti di minimizzare il rischio di allocare le risorse in maniera inefficiente, con un aggravio ingiustificato dei costi per i consumatori.

In merito all'obbligo, previsto per tutti gli Stati affacciati sul medesimo bacino marino, di concordare obiettivi comuni per lo sviluppo di impianti rinnovabili *offshore*, l'Autorità ha rappresentato come tale obbligo, nell'attuale formulazione, potrebbe risultare di non immediata applicazione e che, comunque, potrebbe essere preferibile favorire questo tipo di accordi con pianificazioni comuni di investimenti, laddove effettivamente opportuno ed efficiente, alla luce della speciale conformazione del bacino marino, della disponibilità di risorsa rinnovabile e di interconnessioni preesistenti tra gli Stati in questione. L'Autorità ha considerato, altresì, opportuno segnalare la necessità di evitare, attraverso l'imposizione di tali obblighi, potenziali incoerenze con le disposizioni relative alla pianificazione degli investimenti infrastrutturali ai sensi del regolamento (UE) 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento (UE) 347/2013 sulle infrastrutture energetiche transeuropee.

Pertanto, l'Autorità ha valutato positivamente la proposta della Commissione europea e ha evidenziato l'opportunità di valorizzare, nell'ambito del processo decisionale, il quadro regolatorio nazionale, che già può considerarsi compatibile – anticipandole – con le previsioni europee che invitano alla definizione di un quadro normativo minimo per assicurare l'accesso non discriminatorio ai mercati dei servizi ancillari.

Riguardo alla rifusione della direttiva sull'efficienza energetica (EED), l'Autorità ha ritenuto che, per contribuire agli obiettivi di decarbonizzazione in modo efficiente, il richiamo al principio di efficienza energetica nello sviluppo delle infrastrutture non sia di per sé sufficiente, bensì sarebbe auspicabile un approccio più ambizioso che affianchi a tale principio solidi criteri di selettività degli investimenti che, facendo leva su metodologie di analisi costi-benefici chiare e trasparenti, valorizzino adeguatamente gli obiettivi di efficienza energetica sia in termini economici sia in termini ambientali.

Circa la revisione della direttiva sul sistema di scambio di quote di emissione dell'Unione europea EU ETS e istituzione del Fondo sociale per il clima, l'Autorità ha rilevato che la sostenibilità economica del processo di decarbonizzazione tramite un deciso rafforzamento e un'estensione del sistema EU ETS a nuovi settori andrà attentamente calibrata alla luce della crisi energetica in essere e ha evidenziato l'opportunità di valutare che una parte di tali proventi sia strutturalmente destinata alla copertura dei costi di incentivazione delle fonti rinnovabili, alleggerendo la pressione sulle tariffe elettriche, soprattutto nel contesto attuale segnato da forti rincari. Tale

previsione, considerato che il prezzo della CO₂ si scarica direttamente sui prezzi dell'energia elettrica, contribuendo in tal modo al finanziamento delle fonti rinnovabili che non ne sostengono il costo, concorrerebbe altresì a evitare il determinarsi di una doppia imposizione con gli oneri generali di sistema destinati in prevalenza al finanziamento delle medesime fonti.

Infine, riguardo alle proposte di regolamento per l'infrastruttura di ricarica per i combustibili alternativi (c.d. regolamento AFIR), l'Autorità ha ritenuto opportuno sviluppare politiche di *smart charging* orientate anche alla ricarica in luoghi privati (come già disposto con la delibera 15 dicembre 2020, 541/2020/R/eel, al fine di favorire la ricarica notturna, quando le reti elettriche sono più scariche) e sistemi di partecipazione delle infrastrutture di ricarica ai servizi di dispacciamento (non solo nella più complessa modalità V2G ma anche in modalità V1G, ovvero con flusso energetico monodirezionale verso il veicolo ma soggetto, comunque, a capacità di controllo). Inoltre, in relazione agli obiettivi di installazione di infrastrutture di ricarica per livelli di potenza, l'Autorità ha segnalato che l'impatto sulla rete non è direttamente correlato alla potenza di ricarica del veicolo. In proposito, sistemi di *load management*, installazioni di generazione da fonti rinnovabili e di accumulo presso i punti di ricarica possono contribuire a controllare l'impatto della nuova elettrificazione, tenendo conto soprattutto delle diverse esigenze tra ricarica rapida (tipicamente presso i punti in luoghi pubblicamente accessibili) e ricarica lenta (tipicamente presso i punti in luoghi privati). Sempre in relazione agli impatti sulla rete elettrica, l'Autorità ha sottolineato che i requisiti emissivi molto stringenti del regolamento c.d. "CO₂ auto" comporteranno una notevole crescita dei veicoli circolanti alimentati a energia elettrica e questo si rifletterà nei piani di sviluppo delle reti di distribuzione che gli operatori delle stesse reti devono mettere a punto ai sensi del menzionato decreto legislativo n. 210/2019 di recepimento della direttiva 2019/944/UE.

L'Autorità si è anche impegnata nella definizione dei criteri per rendere tali piani un vero strumento di efficientamento della spesa di investimento, data anche la possibilità di fornire stimoli alla localizzazione delle stazioni di ricarica più impattanti verso punti della rete esistente con buona capacità disponibile (*hosting capacity*). Riguardo, poi, al profilo dello sviluppo concorrenziale del settore, l'Autorità ha considerato di notevole rilievo le disposizioni del regolamento AFIR in tema di accesso non discriminatorio alle infrastrutture dei *charging point operators* (CPO) da parte dei *mobility service providers* (MSP). Questi ultimi, infatti, sviluppano rapporti contrattuali con gli "automobilisti elettrici", offrendo accesso a reti di punti di ricarica.

Memoria per l'audizione in merito al disegno di legge di conversione del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, recante "Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina" (A.S. 2564)

Con la memoria 12 aprile 2022, 166/2022/I/com, l'Autorità ha formulato alle Commissioni Finanze e tesoro e Industria, turismo, commercio del Senato della Repubblica le proprie considerazioni, soffermandosi su alcune disposizioni del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, recante "Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina", attualmente convertito in legge 20 maggio 2022, n. 51, che attengono alle materie ricomprese nelle proprie competenze; in particolare, sull'art. 6, che contiene prescrizioni sui bonus sociali elettricità e gas, rispetto al quale si intende fornire alcuni elementi in ordine all'impatto sugli oneri generali afferenti al settore elettrico, attualmente azzerati per effetto di precedenti disposizioni di legge collegate alla crisi dei prezzi

energetici, e sull'art. 7, commi 5 e 6, in tema di pianta organica di questa stessa istituzione per fare fronte ai nuovi compiti di monitoraggio alla medesima assegnati.

Riguardo ai bonus sociali, di cui al citato art. 6, il riconoscimento delle agevolazioni è stato esteso a nuovi aventi diritto e potrà essere erogato con le stesse modalità applicative già definite dall'Autorità in attuazione di quanto stabilito dal decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124 e oggi in vigore per gli attuali beneficiari.

Inoltre, l'Autorità ha ritenuto opportuno indicare che il medesimo art. 6 debba precisare che l'ambito di applicazione dello stesso è esteso a tutte le DSU presentate nel corso dell'anno 2022.

Riguardo alle misure in tema di pianta organica di questa Autorità (art. 7, commi 5 e 6), la stessa Autorità ha chiesto che la norma sia riformulata, prevedendo la sola indicazione delle venticinque risorse aggiuntive assegnate, e la precisazione che la copertura dei relativi costi avverrà senza nuovi o maggiori oneri per il bilancio dello Stato.

Memoria in merito al disegno di legge "Conversione in legge del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50, recante misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina" (A.C. 3614)

Con la memoria 1° giugno 2022, 248/2022/1/com, l'Autorità ha fornito alle Commissioni riunite Bilancio e Tesoro e finanze della Camera dei deputati elementi di valutazione relativi al disegno di legge "Conversione in legge del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50, recante misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina"; il decreto legge n. 50/2022 è stato attualmente convertito nella legge 15 luglio 2022, n. 91.

Detto disegno di legge contiene ulteriori nuove misure per fare fronte agli impatti della crisi internazionale derivanti dal conflitto bellico tra Russia e Ucraina in diversi settori e ambiti, tra cui quelle essenziali per fronteggiare gli aumenti dei prezzi dell'energia finalizzate, tra l'altro, a consentire lo svolgimento delle attività produttive nell'ambito di una situazione di straordinaria instabilità del sistema nazionale del gas naturale.

L'Autorità ha rappresentato quanto segue:

- 1) riguardo all'art. 1, in tema di agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica e gas naturale, l'Autorità ha suggerito che il comma 1 dell'art. 1 sia integrato con l'indicazione del livello di protezione da riconoscere ai clienti in situazione di disagio. L'Autorità ha ritenuto, peraltro, che la proposta di integrazione sia coerente con la *ratio* degli interventi di legge ai quali la norma in discussione fa seguito e riferimento, anche tenuto conto del fatto che i prezzi dell'energia risultano ancora notevolmente elevati e non consigliano l'applicazione dei criteri di protezione "ordinari" applicati prima dello straordinario aumento dei prezzi dell'energia in atto dal secondo semestre del 2021 (la protezione ordinaria prevede che il bonus copra il 30% della spesa finale per elettricità, circa il 20% per il gas). In proposito, l'Autorità ha auspicato che sia precisato che tale limite si riferisce alle risorse oggetto dei trasferimenti a CSEA dal bilancio dello Stato e messe a disposizione dalle manovre precedenti e nella misura in cui si registrino/stimino eccedenze delle risorse rispetto agli impieghi cui erano state destinate. Tale approccio comporterebbe, comunque, un possibile trasferimento

delle risorse in questione da alcune destinazioni, per le quali erano originariamente assegnate, ad altre finalità (in particolare, il rafforzamento dei bonus sociali).

Con riferimento al bilancio complessivo per l'anno 2021, i trasferimenti dallo Stato a CSEA a copertura delle misure di azzeramento degli oneri generali di sistema e di potenziamento dei bonus hanno determinato un "avanzo" pari a circa 520 milioni di euro, tra elettricità e gas. Una analoga rendicontazione non può però ancora essere compiuta per il primo semestre 2022 con riferimento alle manovre straordinarie di azzeramento degli oneri di sistema per detto arco temporale, anche perché le risorse stanziare per il secondo trimestre non risultano ancora trasferite a CSEA o non si è ancora compiuto il ciclo di erogazioni ad esse relativo. L'Autorità ha colto anche questa occasione per segnalare ancora una volta la necessità di una programmazione più strutturale delle risorse del bilancio dello Stato da destinare al contenimento/azzeramento degli oneri generali di sistema. In tal senso, l'Autorità ha sottolineato l'importanza di adottare una norma che preveda la stabile destinazione del gettito derivante dalle aste per l'assegnazione delle quote di emissione di CO₂ alla riduzione della componente A_{sos} , che determinerebbe reali benefici sia per i consumatori sia per l'intero sistema, in termini di maggiore trasparenza e di prevedibilità della ripresa delle aliquote tariffarie a copertura della parte di oneri residui non coperti dalle risorse del bilancio dello Stato;

- 2) riguardo, poi, al comma 2 del medesimo art. 1, l'Autorità ha rilevato come esso rechi un'interpretazione dell'art. 6 del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, che ha esteso, per il periodo dal 1° aprile 2022 al 31 dicembre 2022, la platea dei beneficiari dei bonus elettrico e gas, elevando dagli attuali 8.265 euro a 12.000 euro il valore della soglia ISEE per l'accesso ai medesimi. Per quanto attiene alle disposizioni di cui al citato art. 6, ancora una volta l'Autorità ha fatto presente che il riconoscimento dei bonus sociali elettrico e gas per disagio economico, dal 1° gennaio 2021, avviene nell'ambito del regime automatico introdotto dal decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124, convertito, con modificazioni, nella legge 19 dicembre 2019, n. 157 (art. 57-*bis*, comma 5), che ha sostituito per i bonus sociali per disagio economico il precedente sistema c.d. "a domanda", ossia basato sulla presentazione di una specifica istanza di accesso all'agevolazione da parte dei nuclei familiari interessati. Il nuovo regime di riconoscimento automatico dei bonus per i nuclei economicamente disagiati si fonda sullo scambio di flussi informativi tra l'INPS e il Sistema informativo integrato (SII) gestito da Acquirente unico, e tra quest'ultimo e gli operatori interessati del settore elettrico e gas (venditori e distributori). Le modalità di trasmissione dei dati rilevanti tra l'INPS e il SII e le modalità applicative delle agevolazioni sono state demandate dal legislatore all'Autorità. Il meccanismo è pienamente a regime per quanto riguarda i bonus sociali oggetto della norma in esame e prevede che il bonus sia riconosciuto agli aventi diritto con ratei giornalieri, a partire dalla data di elaborazione da parte del SII dei dati ricevuti dall'INPS per i dodici mesi successivi, così da compensare la spesa progressivamente sostenuta. L'eventuale bonus correlato all'attestazione ISEE dell'anno successivo è erogato con le stesse modalità, una volta conclusa l'assegnazione dell'agevolazione in corso, senza creare sovrapposizioni. I valori di bonus riconosciuti sono quelli in vigore in ciascun periodo di erogazione, comprensivi delle eventuali componenti aggiuntive previste. Tali modalità applicative consentono di verificare tutti i requisiti richiesti per l'erogabilità del bonus (quali ad esempio l'esistenza di una fornitura attiva), nonché di identificare in modo univoco il venditore che deve erogare in fattura il bonus, anche nei casi di avvicendamento a seguito di *switching* da parte del cliente finale. Dalla lettura di detto comma 2, si desume l'introduzione *de facto*, per i nuclei familiari beneficiari delle agevolazioni ai sensi del menzionato art. 6 del decreto legge n. 21/2022, di un principio di retroattività in ordine all'applicazione dei bonus sociali volto a consentire l'applicazione agli aventi diritto dei valori di bonus in vigore dal 1° gennaio 2022 al 31 dicembre. A tale proposito, l'Autorità ha ritenuto opportuno segnalare che la gestione di tale modalità potrà avvenire solo in deroga rispetto alla normale procedura sopra descritta, con notevoli difficoltà operative da parte di tutti i soggetti coinvolti nel processo, richiedendo anche nuovi sviluppi informatici. Si rende, inoltre, necessario

specificare che l'applicazione retroattiva delle agevolazioni dovrà essere garantita non solo ai nuovi beneficiari individuati per effetto dell'innalzamento della soglia ISEE a 12 mila euro introdotto dall'art. 6 del decreto legge n. 21/2022, ma anche per tutti i beneficiari ricompresi nei limiti ISEE precedenti all'entrata in vigore della norma che presenteranno o che hanno già presentato una DSU (dichiarazione sostitutiva unica) nel corso dell'anno 2022 e che non hanno già in corso l'erogazione del bonus dell'anno 2021 (per questi ultimi, come detto, sono già stati applicati i valori di bonus vigenti, comprensivi delle componenti aggiuntive). Nel caso in cui sia ancora in corso l'erogazione del bonus 2021, il nuovo bonus 2022 inizierà al termine del precedente, come da normale procedura, garantendo continuità di beneficio all'avente diritto. Peraltro, la disposizione *de qua* non indica precisamente la data di decorrenza dell'erogazione dei bonus per i nuovi beneficiari di cui all'art. 6 del decreto legge n. 21/2022. L'Autorità ha reputato, comunque, fortemente auspicabile che la disposizione in esame indichi espressamente la data del 1° gennaio 2022 quale data di decorrenza dei bonus da riconoscere retroattivamente ai nuovi beneficiari, al fine di evitare, in sede applicativa, ogni possibile fraintendimento e conseguenti possibili contenziosi. Il suddetto comma 2 introduce disposizioni finalizzate a consentire che il beneficiario sia compensato dell'eventuale maggiore spesa sostenuta per effetto della mancata applicazione retroattiva del bonus. Pertanto, l'Autorità ha considerato fondamentale che la disposizione in esame chiarisca che le agevolazioni, cui accedono i nuovi beneficiari ai sensi dell'art. 6 del decreto legge n. 21/2022, siano quelle in vigore nel periodo di competenza dei documenti di fatturazione. In aggiunta, l'Autorità ha ritenuto essenziale sottolineare che l'art. 1 precisi che l'ambito di applicazione dello stesso è esteso a tutte le DSU presentate nel corso dell'anno 2022. Infatti, l'eventuale esclusione dei nuclei familiari che già hanno presentato una DSU nel primo trimestre 2022 dal perimetro applicativo della disposizione in questione, oltre a introdurre un elemento di discriminazione tra i clienti che la stessa norma si propone di tutelare, rischierebbe anche di incentivare questi nuclei familiari a presentare nuovamente una DSU per l'anno 2022, con il solo obiettivo di rientrare tra i nuovi potenziali beneficiari delle agevolazioni, con conseguenti oneri gestionali aggiuntivi e ingiustificati in capo ai cittadini, alle amministrazioni e ai soggetti interessati (INPS, Acquirente unico, quale gestore del SII, Autorità).

L'Autorità ha ritenuto utile informare che, nell'anno 2021, sono stati erogati bonus a favore di 2,5 milioni di famiglie beneficiarie nel settore elettrico e 1,5 milioni di famiglie nel settore del gas.

Riguardo all'art. 5, recante disposizioni per la realizzazione di nuova capacità di rigassificazione, l'Autorità ha considerato opportuno rappresentare che la norma in esame può essere efficacemente implementata in un quadro di regolazione organico e coerente con le finalità perseguite dalla legge di contemperare le esigenze di sicurezza e di diversificazione degli approvvigionamenti con la contestuale limitazione del rischio in capo agli operatori che erogano il servizio e dell'onere gravante sugli utenti del servizio stesso.

Memoria in merito alla comunicazione della Commissione europea al Parlamento europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle regioni "Sicurezza dell'approvvigionamento e prezzi dell'energia accessibili: opzioni per misure immediate e in vista del prossimo inverno" (atto 138, UE 2022)

Con la memoria 14 giugno 2022, 253/2022/I/com, l'Autorità ha illustrato alla Commissione Industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica alcuni aspetti di rilievo della comunicazione europea sulla "Sicurezza

dell'approvvigionamento e prezzi dell'energia accessibili: opzioni per misure immediate e in vista del prossimo inverno" (COM(2022) 138 final), fornendo, altresì, alcuni elementi sull'evoluzione del dibattito in ambito europeo fra aprile e maggio 2022.

Riguardo al mercato al dettaglio, la Commissione europea ritiene che gli stati membri possano anche valutare l'estensione temporanea della regolazione di prezzo per tutte le famiglie e le microimprese, nonché l'adozione di un c.d. "modello di aggregatore". L'Autorità ha ricordato che la normativa vigente prevede il termine della tutela di prezzo dal 1° gennaio 2023 per il gas naturale e dal 10 gennaio 2024 per il settore elettrico. Come già segnalato, l'Autorità ha ritenuto opportuno allineare il termine del servizio di tutela gas a quello previsto per il servizio di maggior tutela elettrico; ciò anche in considerazione dell'attuale fase di crisi di prezzo del gas.

Riguardo al mercato dell'elettricità all'ingrosso, la Commissione europea ha illustrato nella sua comunicazione tre opzioni alternative: la prima riguarda un intervento di *cap* sul prezzo del combustibile fossile per i generatori di energia elettrica; la seconda, prefigurata dalla Commissione europea nella comunicazione in esame, prevede l'imposizione di un tetto massimo predefinito ai prezzi dell'elettricità dei mercati all'ingrosso; la terza un intervento che prevede l'introduzione, per un periodo temporaneo, di misure fiscali tese a catturare parte degli elevati ricavi dei generatori di elettricità che non dipendono dai combustibili fossili ("extra-profitti").

Riguardo al mercato del gas all'ingrosso, per quanto riguarda le opzioni a disposizione degli stati membri per il contenimento del prezzo per lo scambio di gas naturale, la Commissione ha valutato, in primo luogo, la definizione, in via temporanea, di un massimale al prezzo al quale il gas può essere scambiato tra gli operatori di tutti gli stati membri o, in alternativa, la definizione di limiti entro i quali il prezzo del gas può evolvere nel tempo. La stessa Commissione ha segnalato che, per essere efficace nei confronti dei fornitori extra-UE, tale opzione dovrebbe essere attuata contestualmente in tutti gli stati membri.

Riguardo alla sicurezza degli approvvigionamenti, la Commissione europea ha inteso rafforzarla attraverso una apposita proposta legislativa che introduce degli obblighi per stato membro, al fine di garantire un adeguato livello di riempimento degli stoccaggi sin dalla prossima stagione invernale e per gli anni successivi. L'Autorità ha segnalato al riguardo che, dopo avere già attuato misure d'urgenza per incentivare il riempimento degli stoccaggi in vista dei consumi del prossimo inverno, in attuazione del decreto legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito in legge 27 aprile 2022, n. 34 (delibera 8 aprile 2022, 165/2022/R/gas), la medesima ha approvato ulteriori strumenti per promuovere il raggiungimento dell'obiettivo di riempimento di almeno il 90% delle scorte nazionali.

Con la delibera 27 aprile 2022, 189/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato lo strumento c.d. "contratto a due vie", in alternativa al c.d. "premio di giacenza", quale strumento per garantire maggiori coperture per gli operatori sul rischio di forti oscillazioni dei prezzi – legate alla crisi russo-ucraina – tra i valori attuali e quelli del periodo invernale di consumo. L'Autorità ha, altresì, approvato ulteriori misure per favorire l'uso della capacità di rigassificazione disponibile presso i terminali nazionali, alla luce dell'attuale contesto di mercato caratterizzato da tensioni e da volatilità dei prezzi. Le misure introdotte si sono mostrate efficaci nel favorire il riempimento degli stoccaggi, anche se, nell'ultimo periodo, si è registrato qualche rallentamento probabilmente legato agli elevati importi in gioco e al relativo rischio connesso agli elevati prezzi e alla possibilità di interventi regolatori a livello europeo che possano incidere sui prezzi del mercato.

Riguardo ai prezzi dell'energia in Italia e all'andamento atteso, in accordo con i principali analisti internazionali, la Commissione europea ha individuato nell'aumento della domanda mondiale di energia connesso alla ripresa post pandemica da Covid-19 e nello squilibrio tra domanda e offerta che si è creato nel mercato globale del gas naturale le principali cause del rialzo improvviso dei prezzi energetici in Europa nel 2021, poi acuitosi nei primi mesi del 2022 a seguito del conflitto russo-ucraino. La forte volatilità dei prezzi che contraddistingue questo periodo ha reso particolarmente difficile fornire elementi previsivi certi.

Riguardo all'impatto dei prezzi all'ingrosso sui prezzi al dettaglio in Italia e negli altri paesi europei, le ripercussioni dei prezzi all'ingrosso sui prezzi di vendita dell'energia nei singoli paesi sono legate, oltre che alle differenze nei mix energetici nazionali, al quadro regolatorio dei servizi di tutela e alla struttura dei prezzi al dettaglio. Gli impatti finali sui consumatori domestici dipendono, infatti, dai contratti ai clienti finali in vigore e dai quadri normativi, comprese le misure di salvaguardia a tutela, in particolare, dei consumatori vulnerabili e in condizioni di povertà energetica. Il forte rialzo dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale all'ingrosso ha, ovviamente, determinato un aumento della quota percentuale rappresentata dalla componente energia sul prezzo finale.

Riguardo alla formazione dei prezzi finali del gas naturale, l'eccezionale situazione del sistema gas europeo degli ultimi mesi ha indotto il Governo a dotare l'Autorità di uno strumento per valutare in maniera più completa le dinamiche di formazione dei prezzi sul mercato italiano del gas naturale, attribuendole una funzione di monitoraggio dei contratti di approvvigionamento per l'importazione del gas naturale (cfr. art. 7, commi 5 e 6, del decreto legge n. 21/2022).

Dall'analisi emerge che per tutto il 2021 il costo medio dei contratti è stato di poco superiore alla componente C_{MEM} , anche dopo l'accelerazione dei prezzi all'ingrosso avvenuta dall'estate fino al termine dell'anno. Il rapporto si inverte nel primo trimestre del 2022, quando la componente C_{MEM} sale sopra il costo medio dei contratti con un differenziale medio di circa 10 euro/MWh. Questo differenziale torna a comprimersi nel secondo trimestre 2022. Riferendosi ai prossimi mesi, si registra una crescita della componente C_{MEM} , a causa dei prezzi *forward* registrati nel mese di maggio, a fronte di una sostanziale stabilità del costo medio dei contratti, che dovrebbe invece incorporare già in parte la discesa – seppure contenuta – dei prezzi attesa per i mesi estivi e la componente con indicizzazione al Brent, di cui è atteso un incremento del peso relativo. Se queste dinamiche fossero confermate, il costo medio di importazione al PSV tornerebbe nuovamente sotto la C_{MEM} , per un ammontare prossimo ai 20 euro/MWh.

Infine, con riferimento alla rispondenza tra le informazioni rese disponibili dagli operatori ai sensi del decreto legge n. 21/2022 e i dati pubblicamente disponibili, si è osservato che i valori mensili delle statistiche Istat riflessi nelle statistiche Eurostat e costruiti sulla base anche delle dichiarazioni doganali non sono direttamente comparabili con i costi medi risultanti dai contratti.

Memoria nell'ambito dell'esame delle risoluzioni sulle iniziative urgenti per il contrasto dell'emergenza idrica (7-00848 On. Daga, 7-00858 On. Federico, 7-00861 On. Foti, 7-00853 On. Pellicani e 7-00865 On. Spena)

Con la memoria 19 luglio 2022, 348/2022/l/idr, l'Autorità ha fornito il proprio contributo alle Commissioni riunite Ambiente e agricoltura della Camera dei deputati, nell'ambito dell'esame delle risoluzioni sulle iniziative urgenti

per contrastare l'emergenza idrica (7-00848 On. Daga, 7-00858 On. Federico, 7-00861 On. Foti, 7-00853 On. Pellicani e 7-00865 On. Spena), soffermandosi, nei limiti delle proprie competenze istituzionali, con particolare riguardo al servizio idrico integrato, sui seguenti aspetti:

- a) regolazione della qualità tecnica nel servizio idrico integrato;
- b) investimenti e *governance*;
- c) ulteriori misure di sostegno agli investimenti nel settore idrico;
- d) misure per favorire l'uso efficiente della risorsa idrica.

In particolare, l'Autorità ha evidenziato che:

- riguardo alla regolazione della qualità tecnica nel servizio idrico integrato, per gli usi diversi dal civile (irriguo e manifatturiero), è auspicabile l'adozione di meccanismi incentivanti per la promozione dell'efficienza e per il miglioramento della qualità analoghi a quelli già adottati, estendendone gli effetti sperimentati nel settore acquedottistico negli ultimi anni.

Gli sforzi effettuati nel settore acquedottistico contribuiscono a mitigare il fabbisogno complessivo della risorsa e suggeriscono lo sviluppo di analoghi approcci negli altri settori di impiego. L'Autorità ha ritenuto, infatti, che i settori di impiego diversi dal civile potrebbero trarre benefici dall'applicazione di regole – proprio sul modello di quelle sviluppate per il servizio di acquedotto – tese a incentivare i miglioramenti delle *performance*, con l'individuazione di specifici obiettivi di contenimento degli sprechi in relazione all'uso della risorsa idrica, e la conseguente individuazione degli interventi necessari al relativo perseguimento, anche attraverso investimenti diretti a promuovere, con specifico riguardo al settore agricolo, l'impiego di moderne e più avanzate tecnologie;

- riguardo agli investimenti e alla *governance*, non è più rinviabile – in specifici contesti – una riforma della *governance* che consenta di superare le criticità rinvenibili nelle realtà che ancora rilevano ritardi nell'affidamento del servizio, favorendo l'attuazione su tutto il territorio nazionale delle regole disposte dalla stessa Autorità per assicurare adeguati livelli di prestazioni, con particolare riferimento al contenimento delle perdite idriche.

L'Autorità ha auspicato, dunque, che si giunga rapidamente alla configurazione di situazioni gestionali dotate delle necessarie capacità organizzative e realizzative e propone di valutare l'opportunità di introdurre semplificazioni nelle procedure di affidamento e di declinare soluzioni ulteriori rispetto al modello del commissariamento;

- riguardo alle ulteriori misure di sostegno agli investimenti nel settore idrico, ha evidenziato, da un lato, l'impegno ad assicurare un efficace utilizzo delle risorse pubbliche disponibili unitamente alla necessità di favorire la massima semplificazione e, dall'altro, le potenzialità del Fondo di garanzia delle opere idriche, quale strumento sinergico e complementare ai finanziamenti stanziati nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

L'Autorità ha auspicato l'adozione di ulteriori iniziative finalizzate alla semplificazione delle procedure necessarie all'attuazione degli interventi previsti e finanziati dalla Missione M2C4 "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico" e di quelli previsti dal Piano nazionale di interventi nel settore idrico, evidenziando il proprio impegno ad assicurare un efficace utilizzo delle risorse pubbliche disponibili e a promuovere l'individuazione di opere di rilevanza strategica sul territorio nazionale per una maggiore resilienza agli eventi estremi, connessi al cambiamento climatico in atto;

- riguardo alle misure per favorire l'uso efficiente della risorsa idrica, promuovendo la valorizzazione delle potenzialità del riuso della risorsa idrica, per esempio attraverso il ricorso al riutilizzo delle acque reflue, l'Autorità ha espresso la propria condivisione. A tale fine l'Autorità considera prioritaria l'attuazione del regolamento

(UE) 741/2020, recante "Prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua", secondo i principi generali del "full cost recovery" e del "chi inquina paga", per una corretta allocazione dei costi di gestione degli impianti destinati al riutilizzo garantita dal regolatore nazionale, in tal modo superando le criticità connesse al decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) 12 giugno 2003, n. 185, che demandava alle regioni la pianificazione delle attività di recupero delle acque reflue ai fini del riutilizzo.

Memoria in merito al disegno di legge di conversione in legge del decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, recante "Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica" (A.S. 345)

Con la memoria 29 novembre 2022, 648/2022/I/com, l'Autorità ha espresso alla Commissione Programmazione economica, bilancio del Senato della Repubblica le proprie considerazioni su alcune disposizioni del decreto legge n. 176/2022, attualmente convertito in legge 13 gennaio 2023, n. 6, inerenti alle materie di propria competenza e, in particolare, su:

- 1) art. 5, che al comma 1 posticipa di un anno (al 10 gennaio 2024) la fine del mercato tutelato del gas, in considerazione della rimozione conclusiva al 10 gennaio 2024 dei servizi di tutela gas e di maggior tutela nel settore dell'energia elettrica. In proposito l'Autorità ha evidenziato l'opportunità di uniformare esplicitamente a questa scadenza anche la data di efficacia delle condizioni di fornitura a favore dei clienti vulnerabili che il decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, convertito con modificazioni dalla legge 21 settembre 2022, n. 142, fa decorrere proprio dal termine di rimozione del servizio di tutela (art. 2, comma 2-bis);
- 2) art. 5, comma 2, che reca modifiche di carattere temporale all'art. 5-bis ("Disposizioni per accelerare lo stoccaggio di gas naturale") del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50, convertito, con modificazioni, dalla legge 15 luglio 2022, n. 91 (c.d. "DL Aiuti"), posticipando dal 31 dicembre 2022 al 31 marzo 2023 il termine finale per la vendita del gas naturale acquistato dal GSE nell'ambito dell'erogazione del servizio di riempimento di ultima istanza e dal 20 dicembre 2022 al 15 aprile 2023 il termine per la restituzione, da parte dello stesso GSE, delle risorse trasferite per il servizio di riempimento di ultima istanza.

L'Autorità ha espresso la propria approvazione in merito alla proroga dei termini disposta dal legislatore per la vendita di gas naturale da parte del GSE, atteso che dovrà avvenire, prevalentemente, nel corso del primo trimestre del 2023, quando si registreranno le temperature più rigide con conseguenti maggiori richieste di gas da parte delle famiglie per soddisfare le esigenze di riscaldamento. Tale differimento deriva dall'allungamento del predetto termine per la cessione da parte del GSE del gas attualmente stoccato.

Inoltre, l'Autorità si è dichiarata favorevole al posticipo del termine per la restituzione della somma a tal fine stanziata dal bilancio dello Stato, allo scopo di garantire la sicurezza energetica di cittadini e imprese; in assenza della medesima, si sarebbe, verosimilmente, resa necessaria un'anticipazione finanziaria a carico dei consumatori delle somme occorrenti, da restituire poi a chiusura della stagione invernale.

Pareri e proposte al Governo

Parere alla Regione Umbria in merito al disegno di legge relativo alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche

Con la delibera 31 maggio 2022, 238/2022/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole in merito al disegno di legge trasmesso dalla Regione Umbria relativo alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche, con l'indicazione, tuttavia, che, in merito alle modalità di determinazione della componente variabile del canone dovuto dai concessionari per l'utilizzo delle derivazioni a fine idroelettrico, la legge regionale preveda il vincolo esplicito, per la Giunta regionale, a conformarsi alle linee guida dell'Autorità di regolazione di settore.

Parere al Ministro della transizione ecologica per l'aggiornamento dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale

Con la delibera 21 giugno 2022, 265/2022/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole al Ministero della transizione ecologica in merito all'inclusione nell'ambito della rete della trasmissione nazionale della *merchant line* 4 a 150 kV Cagno (IT)-Mendrisio (CH), in accordo con quanto disposto dal decreto del Ministro delle attività produttive del 21 ottobre 2005.

Parere al Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili sullo schema di decreto ministeriale di attuazione della riforma 4.1 del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), avente a oggetto "Semplificazione normativa e rafforzamento della governance per la realizzazione degli investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico"

Con la delibera 21 giugno 2022, 273/2022/I/idr, l'Autorità, ai sensi dell'art. 1, comma 516-*bis*, della legge 27 dicembre 2017, n. 205, ha espresso il proprio parere favorevole, con osservazioni, relativamente allo schema di decreto trasmesso dal Ministero delle infrastrutture e delle mobilità sostenibili. In particolare, ha segnalato che:

- 1) è necessario aggiornare, nelle premesse del citato schema di decreto, i riferimenti ai provvedimenti di competenza dell'Autorità, al fine di tenere in considerazione i più recenti sviluppi in materia di regolazione tariffaria e della qualità tecnica del servizio idrico integrato, provvedendo, pertanto, a:
 - sostituire le parole "VISTA la deliberazione ARERA 917/2017/R/Idr del 27 dicembre 2017 recante la 'Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)', che regola la qualità tecnica del servizio idrico integrato" con le seguenti: "VISTA la deliberazione ARERA 917/2017/R/idr del 27 dicembre 2017, come successivamente integrata dalle deliberazioni 609/2021/R/idr del 21 dicembre 2021 e 639/2021/R/idr del 30 dicembre 2021, recante 'Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)', che regola la qualità tecnica del servizio idrico integrato";

- sostituire le parole “VISTA la deliberazione ARERA 306/2021/idr del 13 luglio 2021 recante l’Avvio di procedimento per la definizione delle regole e delle procedure per l’aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato”, con le seguenti: “VISTA la deliberazione ARERA 639/2021/R/idr del 30 dicembre 2021 recante i ‘Criteri per l’aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato”;
- 2) con riferimento agli interventi proposti dai soggetti regolati dall’Autorità, è opportuno tenere in considerazione, tra gli elementi da acquisire ai fini dell’aggiornamento del Piano, nonché tra le valutazioni da effettuare per la definizione dell’ordine di priorità delle proposte ricevute, specifici requisiti soggettivi in ordine, in particolare:
- alla conformità del titolo del soggetto gestore a svolgere il servizio nel rispetto della normativa vigente;
 - all’ottemperanza agli obblighi previsti per l’adozione e per l’approvazione, ai sensi della regolazione *pro tempore* vigente, dello specifico schema regolatorio composto dal Programma degli interventi, incluso il Piano delle opere strategiche, dal Piano economico-finanziario e dalla Convenzione di gestione;
 - all’assenza di situazioni di crisi d’impresa che possano compromettere la prosecuzione dell’attività per cui il soggetto attuatore richiede il finanziamento.

Parere in merito allo schema di decreto del Ministro della transizione ecologica che definisce le modalità per favorire l’ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell’energia elettrica e del gas naturale

Con la delibera 28 giugno 2022, 291/2022/l/eel, l’Autorità ha espresso il proprio parere favorevole sullo schema di decreto finalizzato a individuare le modalità per favorire l’ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell’energia elettrica e del gas sulla base delle tempistiche di cui all’art. 1, commi 59 e 60, della medesima legge e ha suggerito di modificare lo schema di decreto al fine di:

- 1) prevedere all’art. 2, con riferimento alle iniziative informative, di:
 - modificare la formulazione del comma 1, prevedendo che il Ministero della transizione ecologica in collaborazione con il Ministero dello sviluppo economico e con l’Autorità promuova iniziative di comunicazione differenziate in funzione dei gruppi di clienti interessati dalla rimozione dei servizi di tutela secondo le diverse tempistiche previste dalla normativa di riferimento;
 - inserire al comma 2 un passaggio in cui si indichi anche l’esigenza di non ingenerare confusione informativa tra i diversi gruppi di clienti interessati dal superamento dei regimi di tutela di prezzo sulla base delle tempistiche previste dalla normativa di riferimento;
 - modificare il comma 4 prevedendo che il Ministero della transizione ecologica e l’Autorità “possono avvalersi del supporto della società Acquirente unico” per le iniziative di cui al presente articolo;
- 2) prevedere, al medesimo art. 2, con riferimento agli obblighi di reportistica a carico dell’Autorità, di:
 - riformulare il comma 5 indicando che l’Autorità si avvale “anche” dell’Acquirente unico ai fini del monitoraggio ivi previsto e sostituire l’attuale previsione secondo cui Acquirente unico fornisce il proprio supporto mediante l’analisi e l’elaborazione delle informazioni provenienti dal SII con la previsione che intesta invece ad Acquirente unico il compito di fornire all’Autorità, per le analisi a tal fine necessarie, le informazioni provenienti dal SII;

- con riferimento al medesimo comma di cui sopra, sostituire le parole “entro il 1° luglio 2023 e successivamente ogni sei mesi, fino al 31 dicembre 2024”, con le parole “entro il 30 luglio 2023 e successivamente ogni sei mesi, fino al 31 gennaio 2025”;
- 3) prevedere all’art. 3, in merito alla disciplina del servizio a tutela graduale, di:
- eliminare al comma 1, lettera a), l’indicazione “caratterizzate da un equilibrato livello di rischio connesso alla morosità dei clienti” per la definizione delle aree territoriali;
 - eliminare, al comma 1, lettera b), l’indicazione del periodo di quattro anni quale durata massima di erogazione del servizio;
 - eliminare la previsione di specifici obblighi di rendicontazione periodica a carico degli esercenti sulle condizioni economiche della fornitura e sull’andamento del servizio di cui al comma 1, lettera d);
 - eliminare al comma 3 la previsione di un ulteriore rapporto annuale sull’evoluzione dell’ingresso sul mercato dei clienti serviti nel servizio a tutele gradualità.

Parere in merito alla valutazione dello schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2021

Con la delibera 19 luglio 2022, 335/2022/l/eel, l’Autorità ha trasmesso al Ministro della transizione ecologica gli esiti della valutazione effettuata sullo schema di Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2021 e ha espresso parere favorevole all’intervento per il quale erano stati previsti approfondimenti nel parere della stessa Autorità 22 dicembre 2020, 574/2020/l/eel, sull’intervento di sviluppo HVDC Sicilia-Continente, parte del progetto codice 723-P.

Inoltre, l’Autorità ha:

- 1) espresso parere contrario ai seguenti interventi e ha richiesto che:
 - a) l’intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell’ambito dell’interconnessione Italia-Montenegro, codice 401-P, sia posto “in valutazione”, ossia senza attività realizzative nell’orizzonte di Piano decennale;
 - b) il progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, parte dell’intervento codice 200-I, sia posto “in valutazione”;
 - c) il progetto 354-N di interconnessione Isola del Giglio sia posto “in valutazione”;
 - d) il progetto 630-N di interconnessione Isola di Favignana sia posto “in valutazione”;
- 2) rilasciato il nulla osta allo schema di Piano 2021 predisposto dal Ministro della transizione ecologica, a esclusione dei progetti indicati al punto precedente e a ulteriore condizione che:
 - a) per l’intervento Sa.Co.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia continentale, codice 301-P, vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell’intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
 - b) la realizzazione dell’intervento di interconnessione Italia-Tunisia, codice 601-I, sia condizionata a un significativo finanziamento da parte della Commissione europea o di altri sistemi nazionali, da quantificarsi, come specificato nella richiesta di Terna di allocazione transfrontaliera dei costi, in almeno il 50% dei costi di investimento;
 - c) il progetto di nuovo HVDC Italia-Grecia (GRITA2), codice 554-N, sia oggetto di ulteriori approfondimenti e venga valutato in sede di parere sullo schema di Piano di sviluppo 2023;

- 3) confermato la raccomandazione a Terna, ai sensi dell'art. 43, comma 6, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, di analizzare separatamente, nei futuri schemi di Piani di sviluppo, l'intervento relativo al secondo polo dell'interconnessione Italia-Montenegro, per conformità alle caratteristiche del progetto codice 28 del TYNDP 2020, e di non includere tale intervento nelle "reti base" ai fini delle analisi costi-benefici;
- 4) confermato parte integrale e prioritaria del Piano di sviluppo i seguenti progetti di promotori diversi da Terna:
 - a) PCI codice 2.14 interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT), attualmente denominata "Greenconnector";
 - b) interconnessione Somplago (IT)-Wurmlach (AT);
 - c) interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT)-Vrtojba (SI);
 - d) interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI)-Zaule (IT);
- 5) raccomandato elevata priorità agli interventi di sviluppo Sa.Co.I. 3, HVDC Centro Sud-Centro Nord e HVDC Sicilia-Sardegna;
- 6) confermato l'opportunità di richiedere a Terna, ai sensi dell'art. 36, comma 14-bis, del decreto legislativo n. 93/2011, di includere nei futuri schemi di Piano di sviluppo una scheda di intervento relativa alla seconda interconnessione Italia-Malta, qualora – come attualmente indicato da ENTSO-E – essa venga inclusa nei prossimi TYNDP europei.

Parere al Ministro della transizione ecologica sulle proposte di modifica alla disciplina del mercato elettrico e alla disciplina del mercato del gas naturale, predisposte dal GME

Con la delibera 19 luglio 2022, 341/2022/II/com, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro della transizione ecologica sulla proposta di modifica del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (TIDME) e della Disciplina del mercato del gas naturale, predisposte dal GME.

Rilascio dell'intesa al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2021 della CSEA a copertura dei relativi costi di funzionamento per l'esercizio 2022

Con la delibera 27 luglio 2022, 358/2022/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze parere favorevole in ordine all'approvazione del bilancio di esercizio 2021 di CSEA e ha autorizzato la medesima a effettuare, per l'esercizio 2022, un prelievo di natura commissionale di cui all'art. 7, comma 2, del Regolamento di amministrazione e contabilità, nella misura pari allo 0,329 per mille del valore complessivo degli importi riscossi ed erogati risultanti dal rendiconto finanziario di cui al bilancio 2021.

Parere al Ministero della transizione ecologica sullo schema di Piano triennale della ricerca di sistema 2022-2024

Con la delibera 27 luglio 2022, 359/2022/Rds, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero della transizione ecologica in merito al Piano triennale della ricerca di sistema 2022-2024.

Parere in relazione allo schema di decreto interministeriale per la definizione delle modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione per impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili che presentino caratteristiche di innovazione o costi di generazione elevati

Con la delibera 2 agosto 2022, 387/2022/I/efr, l'Autorità, ai sensi degli artt. 6 e 7 del decreto legislativo n. 199/2021, ha espresso parere favorevole, nei termini di cui all'allegato A alla presente delibera, in merito allo schema di decreto del Ministro della transizione ecologica, di concerto con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, recante "Definizione delle modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione per impianti alimentati da fonti rinnovabili che presentino caratteristiche di innovazione o costi di generazione elevati" (c.d. "FER 2").

Parere al Ministero della transizione ecologica sulla proposta di decreto ministeriale di cui all'art. 1, comma 752, della legge 30 dicembre 2020, n. 178, che definisce le modalità di utilizzo del "Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica" per l'annualità 2022

Con la delibera 2 agosto 2022, 402/2022/I/idr, l'Autorità ha espresso, ai sensi dell'art. 1, comma 752, della legge n. 178/2020, parere favorevole sullo schema di decreto trasmesso dal Ministero della transizione ecologica, con le seguenti osservazioni:

- evidenziare che le attività necessarie per "garantire l'attuazione del principio di risparmio dell'acqua attraverso la promozione della misurazione individuale dei consumi", come previsto dalla normativa primaria di riferimento, sono complesse e implicano un livello importante di collaborazione tra i diversi soggetti coinvolti. Dette attività vanno calibrate in ragione delle caratteristiche impiantistiche di ciascun edificio, richiedendo di veicolare agli utenti messaggi diversificati, in ragione dell'effettiva possibilità di installazione dei misuratori legali (in caso di singolarizzazione) ovvero di adozione delle dovute procedure per i misuratori divisionali;
- segnalare l'opportunità di avviare celermente la campagna rivolta agli *stakeholder* del servizio idrico integrato, istituendo un gruppo di lavoro presso il Ministero della transizione ecologica, con il coinvolgimento dell'Autorità e degli altri soggetti istituzionali interessati, nonché dei soggetti individuati all'art. 3, comma 2 del decreto ministeriale 27 settembre 2021, allo scopo di supportare la campagna informativa istituzionale, anche con ulteriori iniziative di comunicazione tali da accrescerne la diffusione sul territorio nazionale.

Parere al Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili sullo schema di modifica del decreto ministeriale 16 dicembre 2021, n. 517, recante "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico dell'Investimento 4.1, missione 2, componente C4 del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)"

Con la delibera 2 agosto 2022, 403/2022/I/idr, l'Autorità, ai sensi dell'art. 1, comma 516, della legge n. 205/2017 (come modificato dal decreto legge 10 settembre 2021, n. 121, convertito in legge 9 novembre 2021, n. 156), ha espresso parere favorevole sullo schema di decreto di modifica del decreto ministeriale 16 dicembre 2021, n. 517.

Parere sullo schema di decreto legislativo recante riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica, ai sensi dell'art. 8 della legge 5 agosto 2022, n. 118

Con la delibera 29 novembre 2022, 647/2022/I/com, l'Autorità ha espresso parere favorevole sullo schema di decreto legislativo (ora decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201) recante il riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica, segnalando, in particolare:

- la necessità di superare rapidamente, nel settore dei rifiuti, modelli di *governance* che preservano la frammentazione gestionale e limitano l'azione di controllo da parte dei soggetti pubblici e, quindi, di aggiungere, dopo il comma 5, il seguente: "5-*bis* – Al fine di accelerare la razionalizzazione degli assetti istituzionali locali del settore dei rifiuti, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente: a) entro il 30 settembre 2023 e, negli anni successivi, entro il 31 marzo e il 30 settembre di ogni anno, presenta alle Camere una relazione sul rispetto delle prescrizioni stabilite dalla disciplina di settore per la definizione del perimetro degli ambiti territoriali e per la costituzione degli enti di governo dell'ambito; b) in esito alle attività di cui alla precedente lett. a), segnala eventuali inadempienze al Presidente del Consiglio dei Ministri ai fini dell'esercizio dei relativi poteri sostitutivi, nei casi già previsti dalla normativa vigente.";
- la necessità di un coordinamento con quanto previsto al comma 1 dell'art. 26 relativamente alla salvaguardia delle competenze delle autorità di regolazione ai fini della definizione delle tariffe e, quindi, di apportare le seguenti modifiche:
 - a) al comma 2 dell'art. 26, sostituire le parole "Per la determinazione della tariffa si osservano i seguenti criteri" con le seguenti: "Ove non prevista una autorità di regolazione settoriale, per la determinazione della tariffa si osservano i seguenti criteri";
 - b) al comma 4 dell'art. 26, sostituire le parole: "gli enti affidanti, nel rispetto delle discipline di settore, fissano le modalità di aggiornamento delle tariffe" con le seguenti: "gli enti affidanti, ove non prevista un'autorità di regolazione settoriale, fissano le modalità di aggiornamento delle tariffe";
- l'esigenza di aggiungere, al fine di consolidare il carattere industriale degli operatori e i profili infrastrutturali del settore idrico, all'art. 33, dopo il comma 1, il seguente nuovo comma: "1-*bis* – L'articolo 21, comma 5, non si applica al settore idrico, al fine di consolidarne i profili infrastrutturali e di rafforzare il carattere industriale degli operatori".

Parere al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ai sensi dell'art. 2, comma 4, del decreto ministeriale 21 ottobre 2022, in merito alla proposta di regolamento per il contenimento dei consumi elettrici formulata da Terna e disposizioni di competenza dell'Autorità in materia

Con la delibera 16 dicembre 2022, 691/2022/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ai sensi dell'art. 2, comma 4, del decreto ministeriale 21 ottobre 2022, in merito alla Proposta di regolamento di Terna per il contenimento dei consumi elettrici che, benché complessivamente aderente al dettato normativo, tuttavia, dovrà attenersi alle seguenti indicazioni:

- la proposta di regolamento di Terna dovrà essere coordinata con le modalità di implementazione dell'art. 4 del regolamento (UE) 1854/2022, anche al fine di consentire che il servizio di riduzione dei consumi sia erogato anche da altri clienti finali (non solo quelli che erogano il servizio di interrompibilità), eventualmente in forma aggregata;

- la proposta di regolamento di Terna dovrà essere modificata in alcune parti, al fine di: i) puntualizzare che la partecipazione in forma consortile dei clienti finali alla procedura concorsuale rileva per finalità amministrative e commerciali e non anche per la prestazione del servizio di riduzione dei consumi né per la relativa verifica, come già attualmente avviene nel caso del servizio di interrompibilità; ii) precisare il significato e i criteri di determinazione dei dati di potenza che rilevano ai fini delle verifiche dell'attivazione del servizio, come riportati nelle formule contenute nella Proposta di regolamento;
- il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nell'approvare la Proposta di regolamento, preveda che Terna trasmetta tempestivamente all'Autorità e al medesimo Ministero gli esiti delle procedure concorsuali e i relativi costi;
- come consentito dall'art. 3, comma 3, del decreto ministeriale 21 ottobre 2022, i costi derivanti dalla procedura concorsuale ai fini dell'approvvigionamento a termine di risorse che si rendono disponibili a ridurre i prelievi di energia elettrica siano prioritariamente coperti tramite eventuali fonti di finanziamento a valere sulla fiscalità generale e che, solo in subordine e in via residuale, siano coperti tramite il corrispettivo di cui all'art. 44 dell'allegato A alla delibera 9 giugno 2006, 111/06 (c.d. *uplift*).

Rapporti con altre istituzioni ed enti

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel 2022 è proseguita la collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM), già da tempo formalizzata nell'ambito del Protocollo quadro di intesa del 2012, che disciplina il coordinamento fra le due Autorità con riguardo agli interventi istituzionali nei settori di comune interesse, contemplando, tra l'altro, iniziative congiunte in materia di *enforcement*, vigilanza e controllo dei mercati. Nell'ambito di tale Protocollo si sono realizzati scambi reciproci di documenti, dati e informazioni, nonché di pareri utili allo svolgimento delle rispettive funzioni. Le due Autorità hanno condiviso periodicamente informazioni sulle linee generali di intervento, sui reciproci procedimenti avviati e sui relativi esiti e hanno collaborato su iniziative, procedurali e non, a tutela dei consumatori.

Inoltre, come è noto, per quanto attiene segnatamente alla tutela dei consumatori, con specifico riguardo alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati, la collaborazione e il coordinamento istituzionale tra le due Autorità sono rafforzati dal Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del consumatore del 2014, che prevede, in particolare, la segnalazione reciproca, nell'ambito di procedimenti di diretta competenza, di casi di pratiche commerciali scorrette e di violazioni della normativa e/o della regolazione nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici. Nell'ambito del menzionato Protocollo, l'ARERA e l'AGCM hanno continuato a cooperare proficuamente anche attraverso il Gruppo di lavoro permanente, composto da membri designati da ciascuna delle due Autorità, che ha monitorato costantemente l'attuazione del Protocollo al fine, tra l'altro, di evitare sovrapposizioni tra gli interventi di ciascuna istituzione e di segnalare alle Autorità fattispecie meritevoli di particolare attenzione e istruzione per il migliore coordinamento dei reciproci interventi istituzionali.

La cooperazione e l'intervento complementare delle due istituzioni si è realizzato in maniera consistente anche mediante il rilascio di numerosi pareri, da parte di questa Autorità all'AGCM, nell'ambito dei procedimenti da quest'ultima avviati e riguardanti pratiche commerciali scorrette poste in essere nei settori dell'energia elettrica,

del gas e dei servizi idrici, così come richiesto dal Codice del consumo. Il Codice del consumo prevede, infatti, che nei settori regolati l'AGCM eserciti i propri poteri sanzionatori acquisito il parere dell'Autorità di regolazione competente. Nel periodo considerato, per quanto attiene al settore dell'energia, l'ARERA ha rilasciato pareri riguardo alle condotte contestate a 13 operatori in materia di mancato rispetto della trasparenza delle offerte di mercato libero e del divieto di prevedere penali per il recesso, di attivazioni non richieste, nonché in tema di responsabilità del venditore in merito alla formazione del personale incaricato. Per il settore idrico, i pareri emessi hanno interessato condotte adottate da 7 gestori in violazione della disciplina relativa alla prescrizione biennale. Con tali pareri l'ARERA ha evidenziato all'AGCM i profili di contrarietà alla regolazione delle condotte contestate e valutato la conformità degli impegni presentati dagli operatori rispetto alle disposizioni regolatorie a tutela dei clienti e degli utenti finali. Le considerazioni espresse in tali pareri, unitamente agli esiti delle istruttorie procedurali, hanno consentito ad AGCM di accertare pratiche commerciali scorrette e di imporre l'adozione di impegni conformi alla regolazione di settore.

Nell'ambito della summenzionata collaborazione, si segnala altresì la campagna di comunicazione "Difenditi Così", organizzata congiuntamente dalle due Autorità nel giugno 2022, per fornire ai consumatori consigli e informazioni per difendersi dall'insistenza o dalla scorrettezza di alcuni *call center* e contenere le azioni aggressive dei venditori. L'iniziativa è nata in seguito all'aumento dei reclami con cui i consumatori hanno lamentato l'eccessiva pressione dei *call center* incaricati delle attività di *teleselling* che cercano di sfruttare l'incertezza del momento e il crescente impatto del costo dell'energia sulle economie familiari. Per maggiori informazioni sulla campagna si veda il Capitolo 12 del presente Volume.

Inoltre, per la rilevanza strategica dell'iniziativa, pare opportuno ricordare che le due Autorità, a valle di un confronto sulla delicata situazione del mercato dell'energia dipendente dallo stato di incertezza generale legata alle tensioni internazionali, hanno predisposto una nota congiunta, pubblicata con il comunicato del 13 ottobre 2022, con cui hanno fornito elementi utili per l'individuazione dell'ambito di applicazione dell'art. 3 del DL n. 115/2022, c.d. Aiuti *bis*, rappresentando la regolazione di riferimento e gli strumenti disponibili per consentire a consumatori e imprese una corretta interpretazione dei reciproci comportamenti, al fine di garantire la tutela dei clienti e l'equilibrio del sistema energetico nazionale.

Governo

Presidenza del Consiglio

Al fine di approfondire le tematiche inerenti ai servizi pubblici locali in relazione agli obiettivi previsti dal PNRR, è stato costituito un apposito Gruppo di lavoro presso la Presidenza del Consiglio dei ministri cui è stata chiamata a partecipare anche l'Autorità. Le attività del Gruppo di lavoro – concentrate tra i mesi di maggio e settembre 2022 – sono state volte a fornire un contributo per la definizione delle linee di riordino in materia di servizi pubblici locali, poi adottate con il decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201, previa intesa in sede di Conferenza unificata, sentita, per i profili di competenza, l'Autorità (che si è espressa con il parere 29 novembre 2022, 647/2022/I/com, di cui si veda al precedente paragrafo del presente Capitolo) e acquisito il parere delle Commissioni parlamentari competenti per materia. Per approfondimenti sulle attività del Gruppo di lavoro si veda il Capitolo 6 del presente Volume.

Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica

Nel corso del 2022, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (già Ministero della transizione ecologica), in attuazione del decreto ministeriale del 27 settembre 2021, ha promosso il *tour* "Ho rispetto per l'acqua" che ha toccato dodici città italiane nei mesi di maggio e giugno 2022, prevedendo in ciascuna di esse un *workshop* per addetti ai lavori e un gazebo informativo per gli utenti, nonché realizzando un *webinar* finale di approfondimento e conclusione della campagna nel mese di luglio.

L'Autorità ha contribuito alla definizione dei contenuti del *tour* ed è stata presente in tutte le date previste, con approfondimenti sui temi specifici relativi alle proprie attività di regolazione, con particolare riferimento alle norme e agli incentivi in materia di misura di utenza, anche nei casi in cui sia organizzata in condominio, e alle opportunità della tariffazione *pro capite*.

- ***Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica***

In vista dell'entrata in vigore, nel mese di giugno 2023, del regolamento (UE) 741/2020 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 maggio 2020, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha avviato nel maggio 2022 un Gruppo di lavoro interistituzionale dedicato.

L'obiettivo del tavolo è quello di redigere la bozza di un nuovo decreto ministeriale, destinato ad abrogare il precedente decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 12 giugno 2003, n. 185, inserendo le previsioni del detto regolamento europeo in un contesto che disciplini anche gli usi diversi dall'irriguo (caratteristica del decreto ministeriale attualmente vigente).

Ai lavori del tavolo, presieduto dal Ministero dell'ambiente, hanno partecipato il Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, il CREA (Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria), l'Istituto superiore di sanità, l'ISPRA (Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale), le Regioni e l'Autorità.

Nel mese di ottobre 2022 è stata pubblicata la proposta della Commissione europea per la revisione della direttiva sulle acque reflue (direttiva 91/271/CEE), che prevede importanti modifiche all'impianto precedente.

Presso il MASE sono dunque stati avviati i lavori finalizzati alla formazione di una posizione nazionale da portare in sede di Consiglio europeo. Nel Gruppo di lavoro è stata coinvolta anche l'Autorità, che ha fornito le proprie valutazioni, supportate da analisi dei dati raccolti nell'ambito dei procedimenti sulla qualità tecnica (per le consistenze e le caratteristiche degli impianti esistenti) e dei procedimenti tariffari (relativamente alle quantificazioni economiche, con particolare riferimento alle esigenze di investimento).

Per approfondimenti sui suddetti tavoli di lavoro, si veda il Capitolo 6 del presente Volume.

Il decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116 ha previsto la predisposizione e l'approvazione, da parte del Ministero della transizione ecologica, del Programma nazionale per la gestione dei rifiuti (PNGR), in conformità alle previsioni di cui alla direttiva 2018/851/UE, precisando che il suddetto Programma determina i macro-obiettivi,

i criteri e le linee strategiche cui le regioni e le province autonome devono attenersi nella elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti.

Successivamente, il Piano nazionale di ripresa e resilienza ha individuato, tra le tre riforme settoriali relative all'“Economia circolare e agricoltura sostenibile”, la definizione del PNGR, rafforzandone la sua centralità per il settore dei rifiuti e fissandone il termine per l'adozione al 30 giugno 2022.

Ai fini della redazione del previsto Programma, il MASE ha istituito a novembre 2020 un apposito Tavolo tecnico istituzionale, ai cui lavori sono stati chiamati a partecipare l'Autorità, ISPRA, regioni e province autonome, ANCI e l'allora Ministero dello sviluppo economico, prevedendo incontri periodicamente convocati per analizzare e discutere di specifici aspetti. Nel corso di tali interlocuzioni, è emersa l'esigenza di integrare la prima proposta di PNGR – pubblicata a marzo 2022 nell'ambito della procedura di valutazione ambientale strategica (VAS) – con la descrizione della tassonomia ARERA degli impianti di trattamento dei rifiuti urbani introdotta con l'approvazione del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2) (di cui alla delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif), nonché dei relativi adempimenti richiesti alle regioni. Per maggiori dettagli si veda il Capitolo 8 del presente Volume.

Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale

Si segnala – come facente capo alla Direzione legale dell'Autorità – un'attività di collaborazione con il Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale ai sensi dell'art. 267 TFUE: al riguardo, si ricorda che, qualora un Giudice di uno degli stati membri UE sollevi, tramite rinvio pregiudiziale alla Corte di giustizia dell'Unione europea, una questione interpretativa su una norma comunitaria e qualora tale norma attenga a profili di competenza dell'Autorità, ARERA, mediante parere motivato, rappresenta al Ministero la sussistenza o meno di un interesse diretto dello Stato italiano a intervenire nel relativo giudizio. Nel corso del 2022 sono stati resi 15 pareri.

Ministero della salute

Nel dicembre 2020 è stata emanata la direttiva 2020/2184/UE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonda la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. direttiva acque potabili). Nel luglio 2022 la Direzione generale della prevenzione sanitaria del Ministero della salute ha istituito un Gruppo di lavoro per la definizione, il recepimento e l'attuazione della direttiva 2020/2184/UE, richiedendo la partecipazione dell'Autorità oltre a quella del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, del Ministero dello sviluppo economico, dell'Istituto superiore di sanità, del Coordinamento interregionale prevenzione e della federazione Utilitalia. Per maggiori approfondimenti si rimanda al Capitolo 6 del presente Volume.

Guardia di Finanza

L'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza per le proprie attività di ispezione e di controllo, sulla base di un Protocollo di intesa siglato tra le due istituzioni nel 2001 e rinnovato nel 2005. Le attività svolte in sinergia si sono progressivamente ampliate nel tempo e hanno interessato nuovi ambiti di indagine nei settori regolati dall'Autorità. Il Nucleo speciale beni e servizi, alle dipendenze dei Reparti speciali della Guardia di Finanza, svolge, tra gli altri, compiti di vigilanza espressamente dedicati ai settori di competenza dell'Autorità. Viste le specifiche competenze del Corpo e le potenziali implicazioni in termini fiscali e/o di utilizzo di fondi pubblici, il

supporto della Guardia di Finanza risulta importante per l'Autorità. Il personale della Guardia di Finanza collabora con gli Uffici dell'Autorità nelle attività di ispezione con sopralluogo e nelle crescenti attività di controllo documentale avviate a tutela degli interessi dei consumatori. Per una descrizione dettagliata delle attività svolte in collaborazione con la Guardia di Finanza nel 2022, si rimanda al Capitolo 11 di questo Volume.

Arma dei Carabinieri

Nel 2022 è stato siglato il Protocollo di intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e l'Arma dei Carabinieri. Si tratta di un accordo di collaborazione atto ad ampliare le attività di vigilanza e controllo nei settori regolati dall'Autorità le cui aree di collaborazione riguardano sia l'effettuazione di controlli e di ispezioni presso i soggetti regolati, sia l'organizzazione di iniziative didattiche, formative e divulgative per favorire la condivisione di esperienze e lo scambio di *best practice* tra le due istituzioni. Operativamente, il Protocollo prevede che l'Autorità possa richiedere il supporto dell'Arma che, tramite i competenti reparti, assicura l'assistenza al personale dell'Autorità nell'esecuzione delle citate attività.

Accountability, trasparenza e anticorruzione

Accountability

L'attività di rendicontazione è stata svolta anche nel 2022 nelle modalità tradizionali della *Relazione Annuale* e del Rapporto annuale alla Commissione europea e all'ACER, nonché attraverso altri rapporti previsti per legge. Nel sistema di *accountability* dell'Autorità ha continuato, inoltre, a svolgere un ruolo fondamentale lo strumento della consultazione pubblica, con il fine di assicurare il pieno coinvolgimento dei soggetti interessati già nella fase di ideazione dei provvedimenti regolatori a carattere generale (per una trattazione di dettaglio delle consultazioni del 2022 si rimanda al Capitolo 12 del presente Volume).

Oltre ad assicurare la produzione di tutti gli strumenti tradizionali, da sempre l'Autorità dedica particolare attenzione anche a forme di *accountability* più innovative. Tra queste, vi è l'Osservatorio permanente della regolazione per energia reti e ambiente (già Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento), istituito con delibera 15 marzo 2015, n. 83/2015/A, che rappresenta una modalità permanente di ascolto e di rendicontazione dell'operato dell'Autorità verso le associazioni nazionali rappresentative dei portatori di interessi. L'Osservatorio vede l'attività di Gruppi di lavoro temporanei o permanenti, articolati per temi o per singoli settori, e incontri del Forum plenario dell'Osservatorio che riunisce le associazioni rappresentative della domanda domestica, della domanda non domestica, della domanda industriale, dell'offerta, nonché l'Associazione nazionale dei comuni italiani (ANCI), l'Associazione degli enti di ambito (ANEA) e la rappresentanza in Italia della Commissione europea.

Nel mese di aprile 2022 si è tenuto il 7° Forum plenario, nell'ambito del quale sono stati discussi temi quali: la valutazione delle misure regolatorie adottate dall'Autorità per la mitigazione degli effetti dell'emergenza Covid sul settore rifiuti nel 2020 e nel 2021; la valutazione delle misure regolatorie adottate dall'Autorità a tutela dei clienti finali per mitigare l'impatto della crisi dei prezzi energetici e la comunicazione sulle funzioni svolte dall'Osserva-

torio inerenti all'interazione fra l'Osservatorio stesso e le attività di ricerca previste nel Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2019-2021 (art. 3, comma 6, del decreto MISE 9 agosto 2019).

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 9 agosto 2019 ha infatti aggiunto ai compiti dell'Osservatorio della regolazione di ARERA anche quello di strumento per un'innovativa interazione avente a oggetto le attività di ricerca previste nel Piano triennale della ricerca di sistema elettrico 2019-2021. Nel 6° incontro del Forum plenario, tenutosi nel maggio 2020, sono state discusse le modalità di interazione fra l'Osservatorio stesso e le attività di ricerca di sistema (RdS). In osservanza a tale mandato, nel febbraio 2022 si è tenuta la presentazione a tutti i Gruppi di lavoro dei primi risultati della RdS nel triennio 2019-2021 sul tema del teleriscaldamento. Il relativo materiale è stato messo a disposizione sul sito ARERA.

Il Gruppo di lavoro gas dell'Osservatorio ha tenuto sei incontri nel corso del 2022, affrontando, in incontri molto partecipati, una serie di tematiche trasversali ai vari settori, anche in ragione delle crescenti tensioni sui mercati e delle conseguenti esigenze di tutela dei consumatori e delle imprese (prescrizione breve per i clienti finali e morosità, bonus sociali, riforma delle voci della bolletta, oneri generali nel gas, dinamiche dei mercati internazionali del mercato dell'energia).

Focus group e tavoli tecnici, seminari e webinar

Negli ultimi anni crescente impegno da parte dell'Autorità è stato dedicato all'interazione con gli *stakeholder* e alla promozione di iniziative volte a rafforzare le modalità di raccolta di contributi propositivi in fase di definizione dei nuovi provvedimenti, nonché all'illustrazione delle modalità applicative dei nuovi provvedimenti emanati, allo scopo di favorirne così il corretto adempimento. Sempre con questo obiettivo è stata curata la pubblicazione di chiarimenti, manuali, schede tecniche, ecc.

Sono stati quindi organizzati specifici *focus group* e tavoli tecnici, per raccogliere elementi utili e approfondire aspetti tecnici, oltre che seminari e *webinar* informativi e di divulgazione della nuova regolazione.

Relativamente alle iniziative assunte nel 2022, si vedano in questo senso, tra l'altro: i seminari per il settore idrico sui temi della transizione ecologica (16 marzo 2022) e sulle modalità attuative del bonus (13 aprile 2022); il seminario (25 maggio 2022) di illustrazione dei profili generali e degli aspetti applicativi della disciplina di trattazione dei reclami tra operatori/produttori contro un gestore di rete (ai sensi della delibera 188/2012/E/com); un seminario (11 ottobre 2022) rivolto in particolare a operatori e utenti delle reti elettriche e gas per l'approfondimento del documento per la consultazione 14 luglio 2022, 317/2022/R/com, recante i criteri di determinazione del costo storico riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base – Orientamenti (applicazione dell'approccio ROSS) –; un seminario (4 novembre 2022) rivolto ad associazioni, istituzioni e operatori dei settori maggiormente interessati dall'elettrificazione dei consumi finali e dallo sviluppo delle reti elettriche, per l'approfondimento del documento per la consultazione 30 settembre 2022, 449/2022/R/eel, recante "Iniziativa regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nel decreto legislativo 210/2021 e nel decreto legislativo 199/2021 in tema di mobilità elettrica"; un convegno (15 giugno 2022) rivolto a enti di governo dell'ambito, gestori, consumatori e altri *stakeholder*, per l'illustrazione dei risultati della qualità dei servizi idrici.

Incontri formali del collegio

Come garanzia di trasparenza e *accountability*, l'Autorità fornisce tempestiva segnalazione sul sito internet riguardo agli incontri formali del Collegio, richiesti occasionalmente dagli *stakeholder*, per fornire all'Autorità elementi utili per l'esercizio della funzione istituzionale indipendente di regolazione.

Nel 2022 tali incontri formali sono stati 35, prevalentemente svolti con associazioni, singole imprese e istituzioni dei settori energetico e ambientale. La maggior parte degli incontri ha riguardato le problematiche legate alle tensioni sui mercati energetici derivanti dalle criticità del quadro geopolitico che hanno caratterizzato l'intero anno. In particolare, si sono svolti sedici incontri con imprese del settore energia e sette con le associazioni del settore energetico, oltre a un incontro con il GSE e uno con ENEA, mentre per il settore ambientale gli incontri si sono svolti principalmente con il mondo associativo (nove incontri con le associazioni e un incontro con un'azienda di settore).

Trasparenza

La trasparenza, oltre al suo rilievo fondamentale nell'ambito delle politiche di *accountability*, ricopre un ruolo centrale anche nella strategia anticorruzione. Gli obiettivi di trasparenza e i relativi obblighi di pubblicazione vengono individuati, in aderenza a quanto disposto dal decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33 e dalla complessiva normativa di riferimento, nell'ambito del Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza (PTPCT).

L'assolvimento di tali obblighi coinvolge tutte le strutture dell'Autorità, con intensità specifiche che variano a seconda delle differenti tipologie e dei differenti volumi di dati e informazioni dalle stesse detenute. Al fine di garantire una corretta e completa attuazione degli obblighi di trasparenza vengono svolte periodiche e sistematiche attività di monitoraggio e controllo, di primo (dirigenti responsabili) e secondo livello (Responsabile prevenzione corruzione e trasparenza).

È stato inoltre garantito l'adempimento degli obblighi inerenti all'esercizio del diritto di accesso, alla registrazione delle diverse tipologie di istanze pervenute e alla relativa loro trattazione, nel rispetto dei termini di legge. Si è registrato, peraltro, un considerevole aumento delle istanze, come evidenziato dal relativo Registro degli accessi.

Anticorruzione

Con delibera 25 gennaio 2022, 21/2022/A, il Collegio dell'Autorità ha approvato il Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2022-2024. L'adozione del Piano ha fatto seguito alla preventiva definizione, da parte del medesimo Collegio, di obiettivi strategici sia in chiave anticorruzione sia in chiave trasparenza, nonché all'espletamento di una procedura di consultazione pubblica (DCO 595/2021/A).

Nel gennaio 2022, il Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza (RPCT) ha redatto, ai sensi della legge n. 190/2012 e secondo il *format* predisposto da Anac, la Relazione annuale per la verifica e il monitoraggio circa l'attuazione delle misure di prevenzione e contrasto della corruzione.

Le attività di prevenzione della corruzione, nel periodo interessato, sono state prevalentemente orientate alla predisposizione e attuazione di misure generali, così come riportate nel Piano stesso.

Nel corso del 2022, in coerenza con quanto programmato nel PTPCT 2022-2024, si è proceduto al consolidamento della nuova metodologia di gestione del rischio introdotta nel 2021 e all'attuazione del connesso sistema di controllo e monitoraggio. Alla rilevazione, in sede di *self-assessment*, dello stato di implementazione e attuazione delle varie misure anticorruptive, sono seguite attività di verifica, approfondimento e confronto tra RPCT e singole strutture organizzative, con la finalità – secondo la logica propria del ciclo di gestione del rischio – di migliorare, ove necessario, l'adeguatezza delle misure stesse e del complessivo sistema di prevenzione. A tali fini è stato svolto il riesame della mappatura dei processi, registrando i nuovi processi e le modifiche o integrazioni di quelli già mappati. Il riesame, in costante collaborazione con i dirigenti responsabili, ha riguardato, altresì, la valutazione e il trattamento dei rischi propri di ogni processo e ha considerato gli esiti del monitoraggio sullo stato di attuazione e sulla sostenibilità delle misure poste a loro presidio.

Nel novembre 2022 è stato nuovamente avviato l'*iter* per l'aggiornamento del PTPCT, per il triennio 2023-2025.

Quadro strategico 2022-2025 e rendicontazione del Quadro strategico 2019-2021

Quadro strategico 2022-2025

L'art. 8, comma 4, del vigente Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (delibera 2 febbraio 2018, 57/2018/A) prevede che quest'ultima stabilisca le priorità e gli obiettivi strategici della propria attività regolatoria e li aggiorni periodicamente.

In applicazione di tale previsione, nel gennaio 2022 è stato pubblicato il Quadro strategico 2022-2025 con la delibera 13 gennaio 2022, 02/2022/A. Come riportato nella *Relazione Annuale 2022*, il Quadro strategico 2022-2025 si snoda su un orizzonte temporale quadriennale e la struttura e i contenuti del documento si articolano, come il precedente Quadro strategico, in obiettivi strategici che inquadrano – sia per gli ambiti trasversali a tutti i settori regolati, sia per quelli specifici relativi all'Area Ambiente e all'Area Energia – la strategia complessiva di intervento nello scenario attuale e di medio termine e in linee di intervento che descrivono le principali misure e azioni che l'Autorità intende condurre per la realizzazione di ciascun obiettivo strategico. In sintesi, le coordinate di riferimento dell'attuale Quadro strategico sono rappresentate dalla revisione del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima 2030 (PNIEC), dall'avvio dei progetti e delle riforme previsti dal Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), nonché dal quadro normativo definito sulla base delle proposte della Commissione UE relative al Pacchetto "Fit for 55" e dalla progressiva attuazione sia del *Green Deal* a livello europeo sia della normativa interna di recepimento del c.d. "Pacchetto sull'economia circolare". La visione strategica dell'attuale consiliatura è ispirata dall'esigenza di garantire a tutti i cittadini servizi energetici e ambientali accessibili, anche in termini

economici, efficienti, ed erogati con livelli di qualità crescente e convergente, nelle diverse aree del paese. Al contempo, gli stessi dovranno essere sostenibili sotto il profilo ambientale e allineati ai principi dell'economia circolare e contribuire alla competitività del sistema nazionale. Per maggiori dettagli sugli obiettivi strategici che l'Autorità si prefigge di raggiungere nell'arco dei quattro anni di durata del Quadro strategico 2022-2025, si rimanda alla *Relazione Annuale 2022*.

Rendicontazione del Quadro strategico 2019-2021

Sempre in applicazione della citata previsione di cui all'art. 8, comma 4, del vigente Regolamento di organizzazione e funzionamento, l'Autorità, con delibera 18 giugno 2019, 242/2019/A, ha adottato il Quadro strategico 2019-2021, articolato anch'esso in obiettivi strategici e in linee di intervento, e che prevede di procedere, con cadenza annuale, alla rendicontazione e all'eventuale revisione del Quadro strategico.

In linea con gli impegni assunti dall'Autorità in materia di *accountability* e trasparenza contenuti nel Quadro strategico per il triennio 2019-2021, con delibera 203/2022/A l'Autorità ha approvato la rendicontazione delle attività, svolte nel periodo 1° gennaio-31 dicembre 2021, del Quadro strategico dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente per il triennio 2019-2021. Il documento, allegato A alla succitata delibera 203/2022/A, riporta la rendicontazione delle attività svolte dal 1° gennaio al 31 dicembre 2021 in relazione ai 23 obiettivi strategici, declinandoli puntualmente nelle relative linee di intervento, indicandone lo stato di avanzamento e le ragioni di eventuali scostamenti rispetto alle tempistiche originariamente previste. Le azioni riportate nel documento costituiscono i punti focali su cui si è ritenuto di dovere certamente intervenire in via prioritaria da un punto di vista regolatorio.

Inoltre, in continuità con la rendicontazione delle attività svolte nel periodo 2019-2020 di cui alla delibera 130/2021/A, si è ritenuto opportuno dare evidenza dell'impatto, sull'attuazione degli obiettivi del Quadro strategico per l'anno 2021, dell'emergenza sanitaria Covid-19 che, nel triennio considerato, non solo ha determinato criticità in relazione al rispetto del cronoprogramma previsto per alcuni obiettivi strategici, ma ha altresì richiesto che l'Autorità approntasse nuovi strumenti nelle modalità di attuazione degli obiettivi medesimi, parte dei quali sono stati adottati in continuità anche nel 2021.

Nell'anno 2021 l'Autorità, con il perdurare dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, ha confermato alcune tra le misure già attuate nel 2020 al fine, da un lato, di mitigare la situazione di disagio e le eventuali criticità legate all'emergenza per clienti e utenti finali e, dall'altro, di salvaguardare l'equilibrio economico-finanziario degli operatori, garantendo continuità e sicurezza delle forniture.



CAPITOLO

3



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DELL'ENERGIA
ELETTRICA**

SETTORIALE

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Servizio di dispacciamento

Servizi ancillari globali

L'evoluzione più significativa del 2022 in tema di dispacciamento ha riguardato la consultazione del Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) (documento per la consultazione 13 dicembre 2022, 685/2022/R/eel). La consultazione contiene il testo completo dell'articolato che l'Autorità intende approvare e pertanto rappresenta l'ultima fase del processo di evoluzione della disciplina del dispacciamento, avviato con la delibera 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel.

Il nuovo Testo integrato, che in prospettiva sostituirà l'attuale delibera 9 giugno 2006, 111/06, nelle parti relative al dispacciamento, ha sia l'obiettivo di garantire la compatibilità della disciplina del dispacciamento nazionale con i mercati integrati europei, sia quello di intercettare i cambiamenti strutturali in corso nella generazione elettrica, con una penetrazione crescente di fonti rinnovabili aleatorie, spesso diffuse e di piccola taglia, in luogo di grandi impianti concentrati in pochi nodi della rete.

Infatti, l'aumento delle fonti rinnovabili aleatorie nel portafoglio energetico della nazione non può prescindere da un mutamento sostanziale nella gestione della rete e nel dispacciamento delle risorse ad essa connesse. Le fluttuazioni delle fonti rinnovabili aleatorie devono essere infatti compensate da fluttuazioni uguali e contrarie di altre fonti, rinnovabili o non rinnovabili, ma comunque programmabili e non aleatorie. La compensazione delle fluttuazioni potrebbe avvenire anche tramite i carichi dei consumatori, attraverso opportune modulazioni o distacchi. Nel nuovo contesto cambia anche la funzione delle reti di distribuzione che diventano "attive", ossia in grado non solo di assorbire energia dalla rete di trasmissione, ma anche di erogare energia in direzione opposta rispetto a quella usuale (cosiddetta inversione di flusso, realtà già concreta in alcune aree del territorio nazionale caratterizzate da una significativa penetrazione della generazione distribuita); pertanto, in alcune configurazioni, tali reti potrebbero sperimentare fenomeni nuovi, quali variazioni repentine di tensione o sovraccarichi, che devono essere risolti localmente. In definitiva, se le fonti rinnovabili, distribuite e aleatorie, sostituiscono le fonti tradizionali, concentrate e programmabili, aumenta notevolmente l'esigenza di regolazione (in senso tecnico) della rete, sia in termini quantitativi (serve maggiore energia regolante e quindi tutti devono/possono contribuire) che in termini qualitativi (assume carattere distribuito anche la regolazione della rete).

Il quadro regolatorio delineato dalla delibera 111/06 non è adatto a intercettare i cambiamenti in essere, perché costruito avendo come riferimento un sistema basato su risorse programmabili concentrate, le cosiddette unità di produzione (UP) o unità di consumo (UC) abilitate.

Per superare tali limitazioni, con la delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel, sono state avviate sperimentazioni per il tramite di "progetti pilota" che, tra l'altro, hanno consentito l'abilitazione anche a risorse distribuite su base aggregata (le cosiddette UVAM). Il TIDE intende completare il percorso di innovazione, proponendo un modello di dispacciamento di merito economico in cui tutte le risorse della rete (almeno in linea di principio) possono

assumere un duplice ruolo: quello "principale" di produrre o consumare energia (a seconda dei casi) e quello "ancillare" di prestare servizi, che consistono nella disponibilità a modificare o spostare temporalmente la produzione e i consumi rispetto a un dato riferimento, su richiesta del TSO o del DSO.

Con il TIDE la regolazione sperimentale iniziata nel 2017 viene portata a regime:

- favorendo una competizione a pari livello sul mercato dei servizi fra tutte le unità, sia di produzione che di consumo, in base al principio della neutralità tecnologica;
- eliminando i limiti di potenza minimi richiesti per la partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento: storicamente i servizi ancillari erano erogati soltanto da impianti programmabili con potenza di almeno 10 MVA, soglia identificata da Terna agli albori del mercato; con i progetti pilota la soglia minima per gli aggregati (che possono includere unità di consumo, unità di produzione e accumuli) è stata posta a 1 MW; con il TIDE, anche poche centinaia di Watt possono contribuire alla regolazione della rete, purché soddisfino i requisiti richiesti per l'abilitazione all'erogazione dei servizi;
- dando facoltà di prestare servizi a livello aggregato, favorendo la partecipazione anche di piccole unità, che diversamente sarebbero escluse.

Coerentemente con l'assetto delineato, il TIDE istituzionalizza l'esistenza di due soggetti potenzialmente (ma non necessariamente) distinti che svolgono in modo autonomo le due attività: il BRP (*Balance Responsible Party*), responsabile della programmazione di produzione/consumo, e il BSP (*Balancing Service Provider*), responsabile della parte "ancillare" relativa ai servizi. Inoltre, in coerenza con la direttiva 2019/944/UE, occorre garantire che l'utente possa scegliere il proprio BSP indipendentemente dal BRP e che l'azione del primo non ostacoli l'operatività del secondo. La delibera 111/06 non contiene nessuna separazione in tal senso in quanto all'utente del dispacciamento competono entrambi i ruoli.

Rispetto invece alla disciplina dell'UE dei mercati europei, il TIDE, come richiamato sopra, incorpora tale normativa, anche se di fatto già attuata.

Per esempio, il TIDE introduce la terminologia europea dei servizi ancillari funzionali all'attività di bilanciamento, distinguendoli dal ridispacciamento funzionale alla modifica del primo dispacciamento derivante dai mercati dell'energia per risolvere vincoli di tensione o congestioni o per approvvigionarsi di adeguati margini di riserva.

Inoltre, il TIDE razionalizza la regolazione vigente relativa a MGP e MI, raggruppando in un unico documento tutte le disposizioni che sono state adottate nel corso degli ultimi anni in coerenza con le metodologie approvate a livello europeo.

In proposito giova ricordare che il modello italiano di mercato è stato storicamente caratterizzato da una rigida sequenzialità tra mercati che si susseguivano dal giorno prima fino al tempo reale e in cui ogni esito rappresentava un nuovo programma delle unità, modificato rispetto all'esito del mercato precedente. Con l'avvio in Italia della sessione continua del mercato infragiornaliero (XBID), il 21 settembre 2021, tale sequenzialità è stata interrotta e da allora le sessioni di mercato infragiornaliere si svolgono in parallelo al Mercato per il servizio di dispacciamento. Per mantenere comunque un legame tra le transazioni di mercato e i programmi delle unità, è stata introdotta la Piattaforma di nomina per il mercato infragiornaliero continuo per consentire di indicare i

programmi delle proprie unità, con un incentivo (ma non un obbligo) a mantenere i programmi coerenti con la posizione commerciale assunta sui mercati.

Il TIDE completa questa evoluzione, dando alla Piattaforma di nomina una funzione più generale di programmazione, consentendo l'indicazione di programmi fisici (almeno per le unità programmabili e per le unità abilitate a erogare servizi ancillari nodali) non necessariamente legati agli esiti delle negoziazioni che risentono delle semplificazioni dei mercati e, pertanto, più aderenti alle effettive caratteristiche delle unità. Viene comunque garantito un legame tra le complessive transazioni di mercato zonali e i programmi delle unità tramite l'attribuzione, alle unità non programmabili e alle unità di consumo che non erogano servizi ancillari, di programmi pari alle posizioni commerciali non già allocate.

Infine, nel TIDE sono definiti i criteri con cui devono essere predisposti i modelli di rete e gli algoritmi che determinano la soluzione ottima di dispacciamento. L'economicità del dispacciamento, infatti, dipende fortemente dai modelli di rete utilizzati da Terna. Gli indirizzi contenuti nel TIDE comporteranno un rilevante sforzo di revisione e riscrittura dei modelli di rete e degli algoritmi attualmente utilizzati da parte di Terna. In linea con la trasparenza adottata in altri paesi dell'UE, Terna sarà tenuta a pubblicare non solo le specifiche funzionali per l'algoritmo di soluzione e i modelli di rete e di ottimizzazione utilizzati, ma anche, pochi minuti prima del termine di chiusura di presentazione delle offerte su MSD e su MB, lo stato di funzionamento puntuale, ossia la disponibilità di linee e impianti e il fabbisogno stimato dei servizi ancillari.

Fino all'entrata in vigore del TIDE, i progetti pilota proseguiranno secondo le modalità e le tempistiche previste per ciascuno di essi, ferma restando la possibilità di prevedere aggiornamenti. In particolare, il regolamento del progetto UVAM è oggetto di aggiornamento nei primi mesi del 2023, come disposto dalla delibera 20 dicembre 2022, 702/2022/R/eel, al fine di implementare alcune migliorie.

Auto-dispacciamento

Con il documento per la consultazione 2 agosto 2022, 392/2022/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti per la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento (o auto-bilanciamento) a livello locale, come previsto dall'art. 14, comma 10, lettera e) e dall'art. 23, comma 3, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210. Vengono, in particolare, riportati gli orientamenti in merito alle condizioni e alle modalità di accesso alla sperimentazione, alla relativa dimensione geografica e alle modalità di verifica dei risultati ottenuti. Il documento per la consultazione evidenzia i limiti dell'auto-dispacciamento, specialmente se operato in forma estesa e semplificata, ossia l'aumento potenziale di vincoli di rete da risolvere per il TSO, poiché esso non è determinato in ottica sistemica, ma solo in ottica locale-limitata, cioè limitatamente alle risorse nella disponibilità del medesimo utente del dispacciamento. Al fine di evitare tale criticità, si propone di limitarne il perimetro al singolo nodo della rete rilevante: per esempio, l'auto-dispacciamento sperimentale può essere effettuato su rete di distribuzione (per esempio, ma non necessariamente, nell'ambito di una comunità energetica) o nell'ambito di un Sistema di distribuzione chiuso (SDC). Inoltre, l'eventuale azione di auto-dispacciamento deve essere configurata in modo tale da essere istantanea, per evitare l'insorgere di criticità che richiedono nuovamente l'intervento di Terna per essere risolte. Pertanto, si ritiene necessario che l'azione di auto-dispacciamento sia verificata per il tramite dei dati di misura disponibili più prossimi all'istante, cioè dei dati di misura quartorari. Infine, per quanto riguarda l'applicazione dei corrispettivi di dispacciamento ai soggetti che operano l'auto-dispacciamento, il documento sottolinea

come questi possano essere ridotti in relazione ai soli costi evitati di sistema. Poiché, in generale, i corrispettivi di dispacciamento raccolgono il gettito necessario alla copertura di costi del tutto indipendenti dalle eventuali scelte di auto-dispacciamento, il costo evitato potrebbe essere rappresentato solamente da una quota del corrispettivo *uplift* in quanto l'impegno dell'utente ad auto-bilanciarsi, purché reso noto *ex ante* a Terna, potrebbe parzialmente ridurre l'esigenza di Terna di approvvigionarsi di margini di riserva. Comunque, anche la presenza di tale eventuale costo evitato e la sua corretta quantificazione sarà oggetto di verifica durante la sperimentazione.

Scambio dati tra *Transmission System Operator, Distribution System Operator* e *Significant Grid User*

La delibera 5 dicembre 2018, 628/2018/R/eel, aveva avviato un procedimento finalizzato all'implementazione della regolazione dello scambio dati tra Terna (*Transmission System Operator* – TSO), le imprese distributrici (*Distribution System Operator* – DSO) e i *Significant Grid User* (SGU, utenti considerati significativi ai fini della sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale) ai fini dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale, in ottemperanza a quanto previsto in materia dal regolamento (UE) 2017/1485 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione (regolamento SO GL – *System Operation Guideline*) e tenendo conto dell'esperienza maturata nell'ambito della sperimentazione avviata con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

Nell'ambito del medesimo procedimento avviato con la delibera 628/2018/R/eel, nel 2021, con la delibera 30 novembre 2021, 540/2021/R/eel, è stato regolato lo scambio dati tra Terna, imprese distributrici e SGU. La delibera 540/2021/R/eel, tra l'altro e con riferimento agli impianti di produzione afferenti al cosiddetto "perimetro standard" (impianti di produzione connessi alle reti di media tensione aventi una potenza almeno pari a 1 MW), ha previsto l'installazione del Controllore centrale di impianto (CCI) e ha stabilito che:

- nel caso di "impianti di produzione nuovi" (impianti di produzione che entrano in esercizio dal 1° dicembre 2022), i produttori installino i CCI entro la data di entrata in esercizio dei medesimi impianti di produzione;
- nel caso di "impianti di produzione esistenti", si avvii un percorso di adeguamento, da completare entro il 31 gennaio 2024, con l'installazione dei CCI. Per tali impianti di produzione è stato previsto un contributo forfetario da riconoscere ai produttori, avente valore decrescente in funzione delle tempistiche di adeguamento.

Negli ultimi mesi del 2022, alcune associazioni di produttori di energia elettrica hanno segnalato criticità in merito all'ottemperanza, sia nel caso degli "impianti di produzione nuovi" sia nel caso degli "impianti di produzione esistenti", alle disposizioni previste dalla delibera 540/2021/R/eel e, in particolare, alla disponibilità di CCI certificati ai sensi della norma CEI 0-16. Pertanto, l'Autorità, con la delibera 27 dicembre 2022, 730/2022/R/eel, ha modificato le tempistiche previste dalla delibera 540/2021/R/eel in materia di obbligo di installazione del CCI, prevedendo:

- di rinviare la data del 1° dicembre 2022 alla data del 1° aprile 2023 prevista per la definizione degli "impianti di produzione nuovi" e, conseguentemente, per la definizione degli "impianti di produzione esistenti";
- di posticipare la scadenza ultima per l'adeguamento degli "impianti di produzione esistenti" dalla data del 31 gennaio 2024 alla data del 31 maggio 2024;
- di adeguare, conseguentemente, gli intervalli temporali funzionali alla riduzione del contributo forfetario per l'adeguamento degli "impianti di produzione esistenti".

Evoluzione della disciplina del *settlement*

Con il documento per la consultazione 18 ottobre 2021, 435/2021/R/eel, confermando gli orientamenti iniziali riportati nel documento per la consultazione 6 ottobre 2020, 361/2020/R/eel, l'Autorità ha finalizzato le proposte atte a modificare le modalità di messa a disposizione delle misure delle immissioni funzionali alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica disciplinate nel Testo integrato *settlement* (TIS).

In particolare, rispetto all'assetto previgente, fondato sulla trasmissione da parte delle imprese distributrici a Terna dei dati di misura aggregati delle immissioni afferenti ai punti di immissione corrispondenti ad un'unità di produzione 74/08 con potenza disponibile sul punto non superiore a 55 kW, le proposte poste in consultazione hanno prospettato, anche per tali punti di immissione, in analogia con quanto previsto per le altre unità di produzione, l'invio puntuale delle relative misure.

In coerenza con le suddette consultazioni, con la delibera 12 luglio 2022, 320/2022/R/eel, l'Autorità ha previsto, dal 1° gennaio 2023, l'invio delle misure puntuali dell'energia elettrica immessa anche per le unità di produzione 74/08 con potenza disponibile non superiore a 55 kW e, a supporto di tale innovazione, ha stabilito:

- la revisione di alcune tempistiche previste per l'invio dei dati di misura da parte delle imprese distributrici (non essendo più richiesta alcuna attività di aggregazione da parte delle medesime), sia nell'ambito del *settlement* mensile sia nell'ambito delle sessioni di conguaglio, fissando i nuovi termini in coerenza con quelli già applicati per l'invio dei dati di misura e delle relative rettifiche afferenti alle altre unità di produzione;
- le modalità transitorie di gestione delle sessioni di conguaglio SEM2 prevedendo per i periodi temporali antecedenti al 1° gennaio 2023 di mantenere l'invio in forma aggregata;
- che Terna definisca, per il periodo gennaio 2023-aprile 2023, sentito il GSE, una procedura di verifica dei dati trasmessi dai gestori di rete, con tempistiche tali da consentire l'eventuale loro rettifica entro i termini stabiliti dal TIS per la determinazione e liquidazione delle partite economiche nell'ambito della SEM2 2022, ciò al fine anche di garantire la coerenza tra i dati di misura resi disponibili dai gestori di rete al GSE per il riconoscimento degli incentivi e quelli resi disponibili a Terna per le attività del *settlement*.

Ulteriori novità in relazione alla disciplina del *settlement* sono state introdotte con la delibera 20 dicembre 2022, 698/2022/R/eel, preceduta dal documento per la consultazione 25 ottobre 2022, 533/2022/R/eel, con la quale l'Autorità ha riformato, riducendole, le tempistiche per il passaggio al trattamento orario dei punti di immissione e di prelievo dotati di un misuratore di seconda generazione (2G). Le precedenti disposizioni, introdotte con la delibera 19 ottobre 2017, 700/2017/R/eel, fissavano la decorrenza del passaggio dal trattamento per fascia al trattamento orario dal primo giorno del tredicesimo mese successivo a quello di messa a regime del misuratore e furono introdotte a valle della partenza del piano massivo di sostituzione dei misuratori 2G al fine di consentire agli utenti del dispacciamento di avere una congrua finestra temporale per l'osservazione dei consumi quartorari del cliente finale ai fini della loro programmazione.

Con la delibera 698/2022/R/eel, in particolare, si è stabilito che, nelle more di una revisione complessiva del *settlement*, il passaggio al trattamento orario per i punti di prelievo e di immissione puri dotati di un misuratore 2G decorra:

- dal primo giorno del mese $m+2$ qualora la messa a regime del misuratore avvenga entro il 15 del mese m ;
- dal primo giorno del mese $m+3$ qualora la messa a regime del misuratore avvenga dopo il 15 del mese m .

Al fine di minimizzare ulteriormente le naturali distorsioni legate all'attribuzione convenzionale dell'energia elettrica non oraria che potrebbero insorgere con la riduzione delle tempistiche per il passaggio al trattamento orario, la delibera inoltre modifica le frequenze di aggiornamento dei CRPP stabilendo che il predetto aggiornamento sia effettuato mensilmente anziché quadrimestralmente. In merito alle tempistiche di entrata in vigore delle nuove disposizioni, la delibera 698/2022/R/eel, per consentire agli operatori gli adeguamenti necessari ai loro attuali sistemi informativi, prevede che le disposizioni introdotte e le relative modifiche alla disciplina del *settlement* abbiano effetti a decorrere dalle attività finalizzate ad effettuare la profilazione oraria dei prelievi per il mese di settembre 2023.

In relazione al *settlement*, si è reso infine necessario un intervento straordinario in tema di conguaglio di *load profiling* dei punti di prelievo non trattati orari, per via dei significativi scostamenti rilevati da Terna nel primo quadrimestre 2022 tra i quantitativi di energia elettrica stimati attribuiti in acconto agli utenti del dispacciamento diversi da Acquirente unico rispetto ai prelievi effettivi determinati su base dei dati storici dei medesimi utenti. Con il documento per la consultazione 6 settembre 2022, 412/2022/R/eel, l'Autorità ha delineato la propria intenzione di effettuare una sessione straordinaria di conguaglio di *load profiling* per i primi sei mesi dell'anno 2022 al fine di anticipare i pagamenti degli utenti del dispacciamento verso Terna, inizialmente previsti nella sessione di conguaglio SEM2 del 2022 (nel corso dei mesi di luglio-agosto 2023), nell'ambito della SEM1 del 2022 (nel corso del mese di dicembre 2022). A tale scopo, nel documento per la consultazione 412/2022/R/eel sono individuati i termini e le modalità per l'invio da parte delle imprese distributrici dei dati di misura dei prelievi funzionali alle determinazioni delle partite fisiche di conguaglio da parte di Terna e i termini di liquidazione delle partite economiche risultanti.

Con la delibera 4 ottobre 2022, 473/2022/R/eel, l'Autorità ha confermato le misure straordinarie prospettate nel documento per la consultazione 412/2022/R/eel e, in aggiunta a quanto delineato nel citato documento per la consultazione, ha previsto, al fine di mitigare gli effetti di tale liquidazione straordinaria, la possibilità per gli utenti del dispacciamento coinvolti di richiedere a Terna la dilazione dei pagamenti di eventuali importi a loro carico.

Servizio di trasporto e distribuzione

Modifiche al Codice di rete

Nel 2022 sono state adottate varie delibere di approvazione di modifiche al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di Terna. In particolare:

- la delibera 29 marzo 2022, 134/2022/R/eel, con cui: 1) sono state definite regole finalizzate a indurre gli utenti del dispacciamento al rispetto del vincolo di rampa delle unità di produzione abilitate di tipo termoelettrico, nell'ambito del percorso delineato dalla delibera 3 giugno 2020, 202/2020/R/eel; 2) sono state riviste le modalità di determinazione del fabbisogno di energia di bilanciamento per la Piattaforma RR sviluppata nell'ambito del progetto TERRE – *Trans European Replacement Reserves Exchange*; 3) sono stati modificati gli intervalli di fattibilità definitivi per le ore che non sono oggetto di ulteriori sottofasi dell'MSD *ex ante* nei casi di subentrate avarie o disservizi delle unità abilitate, nell'ambito del percorso delineato dalla delibera 25 maggio 2021, 218/2021/R/eel;

- la delibera 28 giugno 2022, 287/2022/R/eel, in materia di scambio dati per impianti di produzione di energia elettrica di potenza uguale o maggiore a 1 MW connessi o da connettere alle reti di media tensione. Esse sono, in parte, una diretta conseguenza di quanto previsto dalla delibera 540/2021/R/eel in tema di scambio dati tra Terna, imprese distributrici e *Significant Grid User*, e in parte funzionali a prevedere che vengano resi disponibili a Terna anche i dati in tempo reale relativi alla potenza attiva e reattiva scambiata dall'impianto al punto di connessione alla rete (precedentemente non previsti). Questi ultimi dati vengono già raccolti dal Controllore centrale di impianto.

Sistemi semplici di produzione e consumo

Nell'anno 2022 e nell'ambito dei Sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC), come previsto dalla delibera 22 marzo 2022, 120/2022/R/eel, di avvio di procedimenti per l'implementazione delle disposizioni previste dai decreti legislativi n. 199/2021 e n. 210/2021 in materia di autoconsumo, il documento per la consultazione 2 agosto 2022, 390/2022/R/eel, ha riportato, tra l'altro, gli orientamenti dell'Autorità in relazione all'aggiornamento della definizione di SSPC, contenuta nella delibera 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel, e nel relativo Testo integrato sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC), per tenere conto di quanto previsto dall'art. 16 del decreto legislativo n. 210/2021. Successivamente, la delibera 15 novembre 2022, 573/2022/R/eel, ha aggiornato il TISSPC:

- introducendo la nuova definizione di SSPC di cui all'art. 16 del decreto legislativo n. 210/2021, come indicato nel documento per la consultazione 390/2022/R/eel;
- esplicitando, nella nuova definizione di SSPC, che i collegamenti elettrici delle unità di consumo e degli impianti di produzione dei SSPC possono insistere in aree per le quali uno o più dei soggetti che fanno parte del medesimo SSPC sono in possesso della piena disponibilità ovvero di un diritto di servitù ovvero di concessioni per l'occupazione del suolo pubblico, ivi incluse le concessioni rilasciate ai sensi del Codice della strada.

Sistemi di distribuzione chiusi

Nell'anno 2022 e nell'ambito degli Altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC), il Registro degli ASDC, istituito dal Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi (TISDC, Allegato A alla delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel), è stato oggetto, con la delibera 12 luglio 2022, 322/2022/R/eel, di un aggiornamento, prevedendo l'iscrizione al Registro degli ASDC di 4 reti elettriche (1 rete elettrica aeroportuale e 3 reti elettriche commerciali/industriali). Tale aggiornamento del Registro degli ASDC, con particolare riferimento alle 3 reti elettriche commerciali/industriali, discende dalle disposizioni normative previste dall'art. 17, comma 7, lettera c), del decreto legislativo n. 210/2021, secondo cui le reti elettriche individuate dall'art. 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/2011, autorizzate o realizzate alla data del 15 agosto 2009 e non ancora inserite nel Registro degli ASDC, potevano essere incluse nel medesimo Registro degli ASDC previo invio all'Autorità, entro il 26 giugno 2022 (sei mesi dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 210/2021), di apposita dichiarazione.

Inoltre, nell'anno 2022 con la delibera 27 settembre 2022, 450/2022/R/eel, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 31 maggio 2022, 236/2022/R/eel, e confermando quanto indicato nel documento per la

consultazione 28 giugno 2022, 288/2022/R/eel, l'Autorità ha integrato il TISDC introducendo un meccanismo automatico per il recupero degli importi dovuti e non versati da parte dei gestori di SDC a seguito della ritardata applicazione della regolazione vigente in materia di SDC, prevedendo, tra l'altro, che:

- sia il gestore dell'SDC, in quanto responsabile del ritardo nella mancata applicazione del TISDC, il soggetto cui deve essere imputato il pagamento degli importi dovuti e non versati;
- l'ammontare degli importi dovuti e non versati per effetto della ritardata applicazione della regolazione vigente in materia di SDC sia maggiorato sulla base di una penale determinata con un valore percentuale variabile in funzione delle modalità di emersione dell'inadempienza, nonché variabile in funzione delle tempistiche, in capo al gestore dell'SDC, per completare le attività propedeutiche alla piena implementazione del TISDC.

Nell'anno 2022 e nell'ambito dei procedimenti avviati con la delibera 120/2022/R/eel per l'implementazione delle disposizioni previste dai decreti legislativi n. 199/2021 e n. 210/2021 in materia di autoconsumo, l'Autorità con il documento per la consultazione 390/2022/R/eel ha illustrato i propri orientamenti in relazione all'aggiornamento del TISDC per tenere conto della possibilità di realizzare nuovi SDC (possibilità introdotta dall'art. 17 del decreto legislativo n. 210/2021). Successivamente, la delibera 8 novembre 2022, 556/2022/R/eel, ha aggiornato il TISDC:

- specificando quale sia l'insieme degli SDC nuovi e l'insieme degli SDC esistenti. In particolare, gli SDC esistenti:
 - sono stati autorizzati o realizzati alla data del 15 agosto 2009, risultano inseriti negli appositi Registri a seguito della presentazione all'Autorità di apposita istanza entro il 26 giugno 2022 e non hanno modificato il proprio ambito territoriale;
 - sono reti elettriche portuali o aeroportuali in concessione inserite nell'apposito Registro.

Invece, gli SDC nuovi:

- sono realizzati in attuazione di quanto disposto dall'art. 17 del decreto legislativo n. 210/2021 e inseriti nell'apposito Registro;
- sono già ricompresi fra gli SDC esistenti, diversi dalle reti portuali o aeroportuali in concessione, che hanno apportato al proprio ambito territoriale modifiche che interessano particelle catastali non già ricomprese nel medesimo ambito territoriale;
- dando attuazione alla disposizione normativa, di cui all'art. 17, comma 3, del decreto legislativo n. 210/2021, secondo cui gli SDC nuovi sono reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi, salvaguardando al tempo stesso la definizione di SDC di cui al medesimo art. 17 del decreto legislativo n. 210/2021 che comporta limitazioni alle tipologie di utenti che possono fare parte del medesimo SDC;
- specificando che, fatte salve diverse disposizioni eventualmente previste nei prossimi provvedimenti del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica in attuazione di quanto disposto dall'art. 17, comma 7, del decreto legislativo n. 210/2021, ai fini di richiedere l'inserimento di un SDC nuovo nel relativo Registro si debba utilizzare una procedura analoga a quella già adottata per gli SDC esistenti, ferma restando la necessità di essere titolari della sub-concessione prevista dal medesimo art. 17 del decreto legislativo n. 210/2021;
- non prevedendo modifiche ovvero disposizioni regolatorie aggiuntive/diverse rispetto a quanto già disciplinato dal TISDC in materia di qualità del servizio e in materia di servizio di misura dell'energia elettrica.

Nell'anno 2022, nell'ambito delle disposizioni regolatorie previste per le Reti interne di utenza (RIU) dalla delibera 22 dicembre 2016, 788/2016/R/eel (provvedimenti individuali per la definizione dell'ambito territoriale di competenza di ciascuna RIU), e dalle delibere 20 aprile 2017, 276/2017/R/eel, e 3 agosto 2017, 568/2017/A (avvalimento

del GSE per lo svolgimento delle attività istruttorie finalizzate alla definizione dell'ambito territoriale delle RIU), sono stati definiti gli ambiti territoriali di ulteriori 17 RIU.

La delibera 27 luglio 2021, 323/2021/R/eel, in ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato del 7 giugno 2021, n. 4346, n. 4347 e n. 4348, ha avviato un procedimento in materia di erogazione del servizio di dispacciamento alle utenze connesse agli SDC, regolato dall'art. 22 del TISDC. In particolare, per quanto rileva ai fini della delibera 323/2021/R/eel, l'art. 22 del TISDC prevede che ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento alle utenze degli SDC si applica la regolazione vigente per le utenze connesse alla rete con obbligo di connessione di terzi. Pertanto, l'applicazione delle disposizioni in materia di dispacciamento avviene in relazione all'energia elettrica immessa e all'energia elettrica prelevata da ciascuna utenza attraverso il punto di connessione alla rete dell'SDC.

Le disposizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento previste dall'art. 22 del TISDC sono state oggetto di contenzioso presso i Tribunali amministrativi e, da ultimo, il Consiglio di Stato. Il Consiglio di Stato, con le sentenze del 7 giugno 2021, n. 4346, n. 4347 e n. 4348, ha confermato le sentenze del TAR Lombardia 23 novembre 2020, n. 2234, n. 2235 e n. 2236, di annullamento del medesimo art. 22 del TISDC.

Inoltre, il Consiglio di Stato, nel rigettare gli appelli alle sentenze del TAR Lombardia 23 novembre 2020, n. 2234, n. 2235 e n. 2236, ha, tra l'altro, rimesso alla sfera di competenza tecnico-discrezionale dell'Autorità l'accertamento istruttorio in merito alle peculiarità degli SDC e al grado di compartecipazione agli oneri del servizio di dispacciamento a essi erogato.

Il documento per la consultazione 5 aprile 2022, 156/2022/R/eel, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 323/2021/R/eel, ha definito gli orientamenti in materia di erogazione del servizio di dispacciamento alle utenze connesse agli SDC. In particolare, il documento per la consultazione 156/2022/R/eel:

- ha esposto gli esiti del supplemento istruttorio, svolto anche con il supporto di Terna, che conferma che il servizio di dispacciamento è erogato allo stesso modo alle singole utenze connesse agli SDC e a quelle connesse alla rete con obbligo di connessione di terzi;
- ha previsto, conseguentemente, che, ai fini dell'erogazione del servizio di dispacciamento nel caso di utenze di un SDC, si applichi la regolazione vigente per le utenze connesse alla rete con obbligo di connessione di terzi, in relazione all'energia elettrica immessa e prelevata da ciascuna utenza attraverso il punto di connessione alla rete dell'SDC;
- ha previsto, in chiusura del procedimento avviato con la delibera 323/2021/R/eel, di confermare il contenuto dell'iniziale formulazione dell'art. 22 del TISDC, ottemperando, quindi, a quanto previsto dalle sentenze del Consiglio di Stato del 7 giugno 2021, n. 4346, n. 4347 e n. 4348, in termini di riedizione del potere alla sfera di competenza tecnico-discrezionale dell'Autorità, ivi compreso il richiesto supplemento istruttorio;
- ha evidenziato, inoltre, che l'applicazione dell'art. 22 del TISDC avrebbe trovato applicazione per tutti gli anni di vigenza dell'applicazione del TISDC, ivi compresi gli anni già trascorsi.

Successivamente, l'Autorità, con la delibera 12 luglio 2022, 329/2022/R/eel, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 323/2021/R/eel e a seguito del documento per la consultazione 156/2022/R/eel, ha:

- accertato che, con riferimento all'erogazione del servizio di dispacciamento, non sussista alcuna differenza tra i clienti finali connessi a SDC e i clienti finali connessi alla rete con obbligo di connessione di terzi;

- previsto che non vi sia alcun motivo per allocare i costi di dispacciamento in modo diverso tra clienti finali connessi a SDC e clienti finali connessi alla rete con obbligo di connessione di terzi, poiché i medesimi costi di dispacciamento sono sistemici e non direttamente attribuibili alle azioni di ogni singolo utente;
- confermato l'iniziale formulazione dell'art. 22 del TISDC;
- previsto che Terna operi i conguagli dei corrispettivi di dispacciamento con riferimento ai periodi transitori, definendo le relative tempistiche e forme di rateizzazione anche su un orizzonte temporale pluriennale, previa informativa al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità.

Regolazione delle configurazioni per l'autoconsumo diffuso

Nell'anno 2022 e nell'ambito delle configurazioni per l'autoconsumo diffuso, come previsto dalla delibera 120/2022/R/eel di avvio di procedimenti per l'implementazione delle disposizioni previste dai decreti legislativi n. 199/2021 e n. 210/2021 in materia di autoconsumo, il documento per la consultazione 390/2022/R/eel ha definito, tra l'altro, gli orientamenti dell'Autorità in relazione all'aggiornamento della regolazione per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso, per tenere conto di quanto previsto dai decreti legislativi n. 199/2021 e n. 210/2021. Si evidenzia che le configurazioni per l'autoconsumo diffuso previste dal quadro normativo italiano sono tutte le configurazioni rientranti in una delle seguenti tipologie:

- gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente;
- gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente;
- comunità energetica rinnovabile o comunità di energia rinnovabile;
- comunità energetica dei cittadini;
- autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta;
- autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione;
- cliente attivo "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione.

Il documento per la consultazione 390/2022/R/eel, sulla base delle disposizioni normative previste dai decreti legislativi n. 199/2021 e n. 210/2021 e sulla base del modello regolatorio virtuale già previsto dalla delibera 4 agosto 2020, 318/2020/R/eel (per dare seguito a quanto previsto dall'art. 42-*bis* del decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020, n. 8):

- ha delineato i criteri sulla base dei quali i gestori di rete individuano, in modo convenzionale, le aree sottese a ciascuna cabina primaria a partire dalla reale configurazione delle reti elettriche introducendo correttivi di carattere geografico;
- ai fini della valorizzazione dell'autoconsumo diffuso, ha proposto di utilizzare un modello regolatorio virtuale analogo a quello già previsto dalla delibera 318/2020/R/eel, adattandolo alle nuove disposizioni normative subentrate. Tale modello virtuale consente di valorizzare l'autoconsumo diffuso in modo efficiente garantendo a tutti i clienti finali e ai produttori di mantenere i propri diritti attualmente salvaguardati e i propri doveri;
- ha definito le modalità con cui il GSE (soggetto deputato all'applicazione del modello regolatorio virtuale nei confronti delle configurazioni in oggetto e dei relativi soggetti referenti):
 - quantifica l'energia elettrica autoconsumata su base oraria;
 - ripartisce l'energia elettrica autoconsumata per ciascun impianto di produzione afferente alla configurazione;

- determina la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata (non necessariamente applicata a tutta l'energia elettrica autoconsumata);
- determina l'incentivo ove spettante (non necessariamente applicato a tutta l'energia elettrica autoconsumata);
- ha previsto la predisposizione di un nuovo Testo integrato autoconsumo diffuso (TIAD), al fine di attuare quanto ipotizzato nel medesimo documento per la consultazione 390/2022/R/eel, che possa diventare operativo, in alternativa, subito coesistendo con la delibera 318/2020/R/eel ovvero solo a seguito dell'entrata in vigore del nuovo decreto ministeriale di incentivazione dell'autoconsumo diffuso previsto dall'art. 8 del decreto legislativo n. 199/2021.

Successivamente, la delibera 27 dicembre 2022, 727/2022/R/eel, ha definito, ai sensi dei decreti legislativi n. 199/2021 e n. 210/2021, la regolazione dell'autoconsumo diffuso nel caso delle configurazioni per l'autoconsumo diffuso precedentemente richiamate, approvando il TIAD.

In particolare, la delibera 727/2022/R/eel ha confermato l'impostazione descritta nel documento per la consultazione 390/2022/R/eel e, tra l'altro, ha previsto che:

- il TIAD trovi applicazione a decorrere dall'ultima data tra il 1° marzo 2023 e la data di entrata in vigore del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica previsto dall'art. 8 del decreto legislativo n. 199/2021, recante le disposizioni in merito agli incentivi per la condivisione dell'energia elettrica, evitando la coesistenza tra la delibera 318/2020/R/eel e il TIAD, seppure per periodi di tempo molto limitati;
- a decorrere dalla data di cui al punto precedente, la delibera 318/2020/R/eel e il relativo Allegato A non siano più vigenti e che anche per le configurazioni realizzate ai sensi dell'art. 42-*bis* del decreto legge n. 162/2019 si applichi il TIAD. A tal fine, gli impianti di produzione ammessi alle configurazioni di cui all'art. 42-*bis* del decreto legge n. 162/2019 non concorrono al raggiungimento del limite del 30% in relazione agli impianti di produzione esistenti ammissibili nelle nuove comunità di energia rinnovabile;
- le imprese distributrici che dispongono di cabine primarie definiscano e pubblichino nei propri siti internet, entro il 28 febbraio 2023, le aree sottese a ciascuna cabina primaria, ciascuna per l'ambito territoriale di competenza secondo i criteri disciplinati dal TIAD. Inoltre, è stato previsto che:
 - la prima individuazione delle aree sottese a ogni cabina primaria sia transitoria e abbia un periodo di validità limitato al fine di consentire tempestivamente l'apporto di interventi correttivi anche sulla base di eventuali osservazioni formulate dai soggetti interessati nel rispetto dei principi generali disciplinati dal TIAD;
 - le successive individuazioni delle aree sottese a ogni cabina primaria, aventi validità pari a 2 anni, siano trasmesse al GSE affinché quest'ultimo pubblichi un'unica mappatura dell'intero territorio nazionale, semplificando ulteriormente le procedure per la costituzione delle configurazioni per l'autoconsumo diffuso;
- ai fini della quantificazione dell'energia elettrica autoconsumata su base oraria e della sua verificabilità, il GSE renda disponibili al soggetto referente tutti i dati necessari, al fine di garantire la massima trasparenza possibile;
- sia rinviata a successivi provvedimenti dell'Autorità, che saranno adottati nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 122/2022/R/eel di attuazione di quanto disposto dall'art. 36 del decreto legislativo n. 199/2021, la determinazione delle modalità con cui il GSE acquisisce i dati di misura direttamente dal Sistema informativo integrato (SII);
- sia rimandata a successivi provvedimenti dell'Autorità la definizione delle modalità per lo scomputo in bolletta dell'energia elettrica autoconsumata nel caso di clienti finali domestici, anche tenendo conto delle criticità

sollevate in merito dai soggetti interessati che hanno fornito contributi ai sensi del documento per la consultazione 390/2022/R/eel;

- siano rinviati al decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica previsto dall'art. 8 del decreto legislativo n. 199/2021 gli aspetti definitori e/o gli ulteriori elementi attinenti all'erogazione degli incentivi, ivi inclusa la definizione di potenza degli impianti di produzione, al fine di evitare sovrapposizioni o incoerenze;
- la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata possa essere oggetto di aggiornamento nei prossimi anni. Tale aggiornamento può essere effettuato in funzione delle ulteriori evidenze relative agli effetti delle configurazioni di autoconsumo diffuso sul sistema elettrico nazionale, nonché delle evidenze dello studio di RSE, previsto dall'art. 42-*bis*, comma 8, lettera c), del decreto legge n. 162/2019 e dal punto 5 della delibera 318/2020/R/eel, in relazione alle modalità più efficienti per la massimizzazione dell'energia elettrica condivisa e agli effetti tecnici ed economici delle medesime configurazioni.

Si evidenzia, inoltre, che nell'anno 2022 il Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, con la determina 4 aprile 2022, DMEA/EFR/3/2022, e nell'ambito della disciplina transitoria introdotta dall'art. 42-*bis* del decreto legge n. 162/2019 in materia di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini e di comunità di energia rinnovabile, ha verificato positivamente:

- l'aggiornamento delle regole tecniche del GSE per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, definite dal medesimo GSE ai sensi della delibera 318/2020/R/eel al fine di tenere conto di alcune modifiche definitorie introdotte dal decreto legislativo n. 199/2021;
- le modalità di profilazione dei dati di misura dell'energia elettrica non trattati orari e le relative modalità di utilizzo ai sensi dell'art. 9 dell'allegato A alla delibera 318/2020/R/eel predisposte dal GSE.

Aggiornamento del Registro delle cooperative elettriche dotate di rete propria

La delibera 22 dicembre 2016, 787/2016/R/eel, aveva avviato, tra l'altro, la ricognizione delle cooperative storiche dotate di rete propria e delle cooperative esistenti dotate di rete propria, ai fini del proprio censimento. In particolare:

- le cooperative storiche dotate di rete propria sono le cooperative di produzione e distribuzione di energia elettrica di cui all'art. 4, n. 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e già esistenti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Inoltre, le cooperative storiche dotate di rete propria si distinguono tra cooperative storiche concessionarie e cooperative storiche non concessionarie;
- le cooperative esistenti sono le cooperative dotate di reti proprie esistenti al 5 agosto 2010, che connettono clienti finali non soci, operanti nelle Province autonome di Trento e di Bolzano fino alla data di rilascio delle concessioni con le modalità previste dalla vigente normativa. Inoltre, le cooperative esistenti si distinguono tra cooperative esistenti storiche e cooperative esistenti non storiche (non hanno i requisiti per rientrare tra le cooperative storiche).

La delibera 23 giugno 2020, 233/2020/R/eel, dando seguito a quanto previsto dalla delibera 787/2016/R/eel, ha, tra l'altro:

- approvato e pubblicato il Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria;

- rinviato a un successivo provvedimento le determinazioni in merito alla classificazione all'interno dei relativi registri di dieci cooperative elettriche dotate di rete propria per le quali si sono resi necessari ulteriori approfondimenti e analisi oltre a quelli già svolti.

Successivamente, nell'ambito degli ulteriori approfondimenti e analisi per le dieci cooperative elettriche dotate di rete propria:

- sono state trasmesse le comunicazioni di risultanze istruttorie (CRI) a otto cooperative elettriche (sei nel corso del mese di giugno 2021, una nel corso del mese di luglio 2021 e una nel corso del mese di ottobre 2021);
- cinque cooperative elettriche hanno trasmesso le proprie osservazioni alle CRI e quattro delle medesime cooperative hanno espresso le proprie osservazioni anche durante le audizioni finali dinanzi al Collegio dell'Autorità.

Come evidenziato nella parte introduttiva della delibera 22 marzo 2022, 116/2022/R/eel, le cinque cooperative elettriche che hanno esposto le proprie osservazioni hanno precisato, sostanzialmente, che le medesime cooperative elettriche si sarebbero dovute classificare come cooperative storiche.

Come evidenziato nella parte introduttiva della delibera 116/2022/R/eel e a seguito degli ulteriori approfondimenti svolti (ivi comprese le ulteriori informazioni acquisite dall'Autorità), della trasmissione delle CRI a otto delle cooperative elettriche interessate, delle cinque comunicazioni *post* CRI trasmesse e delle informazioni fornite durante le quattro audizioni finali dinanzi al Collegio dell'Autorità, la delibera 116/2022/R/eel ha previsto, ai fini dell'applicazione della regolazione vigente, che (con riferimento alle dieci cooperative elettriche):

- una cooperativa elettrica deve essere considerata, per gli anni passati e fino alla conclusione del procedimento di rilascio della concessione, come cooperativa storica concessionaria e deve essere ricompresa nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria;
- una cooperativa elettrica deve essere considerata come cooperativa storica non concessionaria e deve essere ricompresa nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria;
- una cooperativa elettrica deve essere considerata:
 - per gli anni passati e fino alla conclusione del procedimento di rilascio della concessione, come cooperativa storica concessionaria;
 - a seguito del rilascio della concessione, come impresa distributrice di energia elettrica concessionaria e non deve essere ricompresa nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria;
- due cooperative elettriche devono essere considerate:
 - per gli anni passati e fino alla data di decorrenza delle relative concessioni già rilasciate dalla Provincia autonoma di Bolzano, come cooperative storiche concessionarie;
 - dalla data di decorrenza delle relative concessioni già rilasciate, come imprese distributrici di energia elettrica concessionarie e non devono essere ricomprese nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria;
- una cooperativa elettrica deve essere considerata, dalla data di avvio dell'attività di distribuzione di energia elettrica come prevista dalla concessione già rilasciata dalla Provincia autonoma di Bolzano, come impresa distributrice di energia elettrica concessionaria e non deve essere ricompresa nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria;
- quattro cooperative elettriche devono essere considerate, per gli anni passati e fino alla conclusione dei procedimenti di rilascio delle concessioni, come imprese distributrici di energia elettrica concessionarie e non devono essere ricomprese nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria.

Inoltre, la delibera 116/2022/R/eel:

- aggiorna il Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria includendo le uniche due cooperative elettriche che ne soddisfino i requisiti;
- non ricomprende nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria le rimanenti otto cooperative elettriche che non ne soddisfino i requisiti, prevedendo che le medesime cooperative elettriche siano soggette alle disposizioni regolatorie e tariffarie secondo quanto precedentemente descritto;
- prevede che CSEA determini per le otto cooperative elettriche non ricomprese nel Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria il corretto ammontare degli oneri generali di sistema che, a seguito delle disposizioni della medesima delibera 116/2022/R/eel, le medesime cooperative elettriche avrebbero dovuto versare e di procedere al recupero dell'eventuale quota di oneri generali di sistema dovuti e non versati per gli anni già trascorsi;
- considerando che attualmente non esiste un registro delle cooperative elettriche classificabili esclusivamente come "cooperative esistenti dotate di rete propria" e che, quindi, non siano anche classificabili come "cooperative storiche dotate di rete propria", istituisce il Registro delle cooperative esistenti dotate di rete propria, Allegato C alla delibera 233/2020/R/eel, che ricomprende le cooperative elettriche classificabili esclusivamente come "cooperative esistenti dotate di rete propria" e non classificabili anche come "cooperative storiche dotate di rete propria". Le cooperative elettriche ricomprese nel Registro delle cooperative esistenti dotate di rete propria a seguito dell'ottenimento/diniego della concessione per il servizio di distribuzione di energia elettrica da parte della Provincia autonoma di Bolzano saranno eliminate dal medesimo Registro.

Erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete

Nell'anno 2021, la delibera 16 marzo 2021, 109/2021/R/eel, ha innovato la regolazione dell'erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete (energia elettrica prelevata dalla rete e destinata all'accumulo per la re-immissione in rete e ai servizi ausiliari di generazione), perseguendo una doppia finalità:

- uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete;
- estendere la medesima regolazione ai casi, più complessi, in cui i prelievi di energia elettrica per il tramite del medesimo punto di connessione non siano destinati solo ai sistemi di accumulo e/o ai servizi ausiliari di generazione, ma anche a ulteriori carichi distinti da essi.

La delibera 109/2021/R/eel ha previsto, tra l'altro, che:

- a decorrere dal 1° gennaio 2023, su istanza del produttore (ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del Testo integrato connessioni attive), l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete sia trattata come energia elettrica immessa negativa ai fini dell'accesso ai servizi di trasporto, distribuzione e dispacciamento;
- la regolazione sia applicata, su richiesta del produttore ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del Testo integrato connessioni attive e indipendentemente dalla configurazione impiantistica:
 - alle configurazioni già esistenti e alle nuove configurazioni;

- alle configurazioni impiantistiche connesse alle reti con obbligo di connessione di terzi, nonché alle configurazioni connesse ai Sistemi di distribuzione chiusi, ferme restando le specifiche disposizioni regolatorie previste dal Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi per tali tipologie di reti elettriche;
- la regolazione sia applicata limitatamente all'energia elettrica corrispondente alla potenza dei dispositivi che effettuano il prelievo funzionale a consentire la successiva immissione, come dichiarata nella certificazione asseverata da perizia indipendente, con un margine del 10%;
- Terna definisca, in coordinamento con le imprese distributrici per quanto di competenza, nell'ambito di un Allegato al Codice di rete di Terna, i principi, i criteri e le modalità di calcolo degli algoritmi utili alla quantificazione dell'energia elettrica prelevata, funzionale a consentire la successiva immissione in rete da sottoporre all'approvazione dell'Autorità, previa consultazione pubblica.

Nell'anno 2022, la delibera 28 giugno 2022, 285/2022/R/eel, ha:

- approvato l'allegato A.78 al Codice di rete di Terna in materia di algoritmi di misura per il calcolo dell'energia elettrica prelevata per i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione e nel caso dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo (energia elettrica immessa negativa);
- apportato alcune modifiche alla delibera 109/2021/R/eel; in particolare, è stato previsto:
 - in relazione alla programmazione dell'energia elettrica immessa negativa, di modificare l'allegato A alla delibera 111/06 prevedendo che sia inserita una nuova tipologia di unità di produzione non rilevante, denominata "unità di produzione dei servizi ausiliari di generazione (UPSA)", caratterizzata da immissioni di energia elettrica di segno negativo;
 - di modificare coerentemente la delibera 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel, che definisce una prima regolazione in materia di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento ai sistemi di accumulo finalizzata a favorire l'integrazione nel sistema elettrico di tali sistemi, e il Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC);
 - di modificare le tempistiche e le modalità di presentazione dell'istanza di accesso alla disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel;
 - che i gestori di rete definiscano, nel rispetto delle modifiche previste alla delibera 109/2021/R/eel dalla medesima delibera 285/2022/R/eel, una procedura per la gestione delle istanze presentate per richiedere l'accesso alla disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel, individuando le relative modalità e le tempistiche;
 - che Terna e il gestore del Sistema informativo integrato (SII), coordinandosi con i gestori di rete, definiscano i flussi informativi che devono scambiare tra loro (Terna, SII e imprese distributrici), con i produttori e con gli utenti del dispacciamento per la piena implementazione della disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel;
 - che Terna modifichi il sistema GAUDÌ al fine di dare attuazione a quanto disposto dalla disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel;
 - di dare mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità di definire il contenuto standardizzato del modello che il richiedente deve utilizzare per la presentazione dell'istanza di accesso alla disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel, nonché per stabilire, sulla base della *best available technology*, il valore del rendimento di *round trip* dei sistemi di accumulo da utilizzare ai fini del calcolo dell'energia elettrica immessa negativa laddove previsto dall'allegato A.78 al Codice di rete di Terna;
 - di accogliere la richiesta degli operatori di garantire l'applicazione del regime di esenzione attualmente previsto dall'art. 16 del Testo integrato trasporto (TIT) per il periodo necessario a effettuare gli adeguamen-

ti sugli impianti di produzione per i quali è richiesto l'accesso alla disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel, nonché favorire un passaggio graduale dalla regolazione vigente alla nuova regolazione prevista dalla delibera 109/2021R/eel; conseguentemente, è stata rinviata l'abrogazione dell'art. 16 del TIT alla data del 1° gennaio 2024.

Nell'ambito di quanto previsto dalla delibera 285/2022/R/eel, il Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingresso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, con la determina 30 settembre 2022, DMEA/EFR/5/2022, ha definito il modello per la presentazione dell'istanza di accesso alla disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel.

Nell'anno 2022, inoltre, con il documento per la consultazione 2 agosto 2022, 391/2022/R/eel, sono stati definiti gli orientamenti dell'Autorità ai fini dell'integrazione della disciplina di cui alla delibera 109/2021/R/eel. Le principali integrazioni si riferiscono:

- alla definizione dei principi e delle relative modalità di determinazione delle penali nel caso di superamento del valore del 110% della potenza dichiarata nella perizia asseverata per i servizi ausiliari e/o per i sistemi di accumulo;
- alla rideterminazione della durata dell'intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete attualmente prevista dal punto 5 della delibera 109/2021/R/eel;
- alla definizione della procedura per la sostituzione delle apparecchiature di misura ai fini della rilevazione oraria dei dati di misura dell'energia elettrica utili al calcolo dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete.

Con la delibera 4 ottobre 2022, 472/2022/R/eel, sono state implementate le integrazioni proposte con il documento per la consultazione 391/2022/R/eel in relazione alla definizione dei principi e delle relative modalità di determinazione delle penali nel caso di superamento del valore del 110% della potenza dichiarata nella perizia asseverata per i servizi ausiliari e/o per i sistemi di accumulo e in relazione alla definizione della procedura per la sostituzione delle apparecchiature di misura ai fini della rilevazione oraria dei dati di misura dell'energia elettrica funzionali al calcolo dell'energia elettrica prelevata adeguata a consentire la successiva immissione in rete.

Inoltre, la medesima delibera 472/2022/R/eel ha rinviato, a valle di successivi approfondimenti e valutazioni, l'eventuale modifica della durata dell'intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva re-immissione in rete attualmente prevista dal punto 5 della delibera 109/2021/R/eel.

Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

Servizio di riduzione dei consumi

Con la delibera 16 dicembre 2022, 691/2022/I/eel, è stato formulato al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e ai sensi dell'art. 2, comma 4, del decreto ministeriale 21 ottobre 2022, il parere dell'Autorità in merito alla proposta di regolamento di Terna per l'approvvigionamento, tramite procedura competitiva, di un servizio di riduzione del consumo elettrico prestato da clienti finali per il tramite di carichi industriali offerti per il servizio di

interrompibilità elettrica. Lo strumento individuato consente contestualmente di contribuire al conseguimento degli obiettivi di riduzione dei consumi elettrici in attuazione di quanto previsto dall'art. 4 del regolamento (UE) 1854/2022. In ogni caso è già prevista una sua rapida evoluzione al fine di consentire che il servizio di riduzione dei consumi sia erogato anche da altri clienti finali (non solo quelli che erogano il servizio di interrompibilità), eventualmente in forma aggregata.

Infine, si prevede che, come consentito dall'art. 3, comma 3, del decreto ministeriale 21 ottobre 2022, i costi derivanti dalla procedura siano coperti tramite il corrispettivo *uplift* in subordine e in via residuale rispetto a eventuali fonti di finanziamento a valere sulla fiscalità generale.

Modifiche e integrazioni alla metodologia per la definizione del prezzo di esercizio del Mercato della capacità

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, ha previsto l'istituzione di un nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione di energia elettrica (Mercato della capacità – *Capacity Market*), finalizzato al raggiungimento e al mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva. L'adeguatezza di un sistema elettrico consiste nella sua capacità strutturale di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto di prefissati livelli di sicurezza e di qualità. Affinché un sistema elettrico sia ritenuto adeguato, dunque, è necessario che sia dotato di risorse di produzione e di trasmissione sufficienti a soddisfare la domanda attesa con un prefissato margine di riserva di potenza. Per una più dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, delle *Relazioni Annuali* 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021.

Nel 2019 e nel 2022 si sono svolte le procedure concorsuali del Mercato della capacità, aventi ad oggetto rispettivamente gli anni 2022 e 2023 e l'anno 2024. A gennaio 2022 è pertanto iniziato il periodo di consegna del Mercato della capacità, con il riconoscimento del corrispettivo fisso agli assegnatari e l'applicazione delle regole sugli obblighi di offerta e di restituzione del corrispettivo variabile, pari alla differenza tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio.

La delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11, prevede, in particolare, che l'Autorità definisca la metodologia e i parametri tecnico-economici per la determinazione del prezzo di esercizio, stabilendo, altresì, che:

- detto prezzo rifletta il costo variabile standard della tecnologia di punta, basato sul principio del costo-opportunità, e sia determinabile dal sottoscrittore del contratto standard di approvvigionamento di capacità con almeno un giorno di anticipo rispetto alla chiusura del mercato del giorno prima;
- l'Autorità possa modificarne la metodologia di calcolo, a valere sui periodi successivi al momento in cui la medesima modifica diviene efficace, nel rispetto di specifici principi.

Con le delibere 3 settembre 2019, 363/2019/R/eel, e 28 settembre 2021, 399/2021/R/eel, l'Autorità ha definito i parametri tecnico-economici e la metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio, rispettivamente per i periodi di consegna 2022-2023 e 2024-2025. Ai sensi delle citate delibere, il prezzo di esercizio rappresenta il costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale ed è pari alla somma di un insieme di componenti, tra cui una componente a copertura del costo per il gas naturale (componente gas naturale) e una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading Scheme* (componente emissioni).

La significativa ed eccezionale volatilità che ha caratterizzato le quotazioni del gas naturale a partire dagli ultimi mesi del 2021 ha determinato un sistematico e rilevante disallineamento tra prezzi a pronti e prezzi a termine. Di conseguenza, l'indicizzazione mensile del valore standard del gas naturale ha reso il prezzo di esercizio applicato nell'ambito del Mercato della capacità scarsamente rappresentativo del costo variabile della tecnologia di punta basato sul principio del costo-opportunità.

Con la delibera 4 marzo 2022, 83/2022/R/eel, l'Autorità ha pertanto modificato e integrato con urgenza la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio del Mercato della capacità applicata negli anni 2022 e 2023, di cui alla delibera 363/2019/R/eel, affinché detto prezzo sia nelle condizioni di riflettere maggiormente il costo variabile della tecnologia di punta, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza del sistema gas in applicazione del Piano di emergenza di cui all'art. 8, comma 1, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93. In particolare, dal giorno successivo alla pubblicazione della delibera 83/2022/R/eel, l'indicizzazione del valore standard del gas naturale per la definizione del prezzo di esercizio negli anni 2022 e 2023 è passata da mensile a giornaliera e sono state introdotte le seguenti modifiche:

- nelle ore del giorno d -esimo in cui il sistema gas non è al livello di emergenza, dichiarato dal Ministero, in applicazione del Piano di emergenza, il valore standard del gas naturale è calcolato applicando, in luogo della componente C_{MEM} mensile e in relazione al giorno d -esimo, il *System Average Price*, rappresentativo del valore giornaliero del gas naturale sulla rete italiana e pari alla media ponderata dei prezzi delle offerte accettate presso la piattaforma di scambio di prodotti *title*, nonché nei soli casi di cui al comma 2.3, lettera e), *sub ii*), del Testo integrato del bilanciamento, di prodotti *locational*, con consegna nel giorno gas considerato, pesata sulla base dei quantitativi di gas, espressi in energia, associati a ciascuna offerta selezionata;
- ai fini della determinazione della componente emissioni, per il giorno d -esimo, il valore del parametro P_{EUA} è calcolato in relazione al giorno che precede il giorno d -esimo;
- se, per un certo giorno, non è possibile determinare il valore della componente gas naturale o quello della componente emissioni, a detto giorno è associato il corrispondente valore relativo all'ultimo giorno per il quale è possibile il calcolo.

Ulteriori modifiche alla metodologia per la definizione del prezzo di esercizio si sono rese necessarie in esito al cambiamento della modalità di determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela, a decorrere dal giorno 1° ottobre 2022. La delibera 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas, ha previsto una metodologia di determinazione della componente di cui all'art. 6 del Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale ($C_{MEM,t}$) che, a differenza della precedente impostazione, non richiede la definizione esplicita dell'elemento QT_{PSV} , vale a dire dell'elemento che, all'interno della componente e del prezzo di esercizio, è rappresentativo della quota di logistica nazionale del gas naturale sino al PSV. Con la delibera 27 settembre 2022, 453/2022/R/eel, dunque, l'Autorità ha integrato le delibere 363/2019/R/eel e 399/2021/R/eel, stabilendo che, a decorrere dal giorno 1° ottobre 2022 e ai fini del calcolo del prezzo di esercizio, l'elemento QT_{PSV} sia pari all'ultimo valore assunto dallo stesso in relazione al periodo sino al 30 settembre 2022.

Esiti dell'asta madre del Mercato della capacità per l'anno di consegna 2024

Nei giorni 21 e 22 febbraio 2022 si è svolta l'asta madre del Mercato della capacità relativa al periodo di consegna 2024. Dai rendiconti pubblicati da Terna con riferimento alla menzionata procedura concorsuale emerge, tra l'altro, che:

- la spesa complessiva per premi, al netto dei circa 366 milioni di euro per la capacità nuova già assegnata con le aste 2022 e 2023 per un periodo quindicennale che include l'anno 2024, è pari a circa 1,46 miliardi di euro;
- la capacità esistente selezionata è pari a circa 34,2 GW (-0,8 GW circa rispetto all'anno di consegna 2023) e il relativo premio di equilibrio risulta pari al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente (33.000 €/MW/anno) in tutte le aree (come per l'anno di consegna 2023);
- la capacità nuova selezionata è pari a circa 3,8 GW (-0,2 GW circa rispetto all'anno di consegna 2023), di cui 2,3 GW non autorizzata (-1,2 GW circa rispetto all'anno di consegna 2023) e 1,5 GW autorizzata (+1 GW circa rispetto all'anno di consegna 2023), e il premio di equilibrio della capacità nuova autorizzata risulta pari al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova (70.000 €/MW/anno) in tutte le aree (come per l'anno di consegna 2023), mentre quello della capacità nuova non autorizzata è – a differenza dell'asta 2023 – inferiore al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova (tra circa 33.500 e 51.000 €/MW/anno, a seconda dell'area di selezione);
- la capacità estera selezionata è pari a circa 3,6 GW (-0,8 GW circa rispetto all'anno di consegna 2023) e il relativo premio riconosciuto è differenziato tra le diverse aree estere (tra circa 17.000 e 33.000 €/MW/anno, in incremento rispetto all'importo medio ponderato di 4.400 €/MW/anno dell'asta 2023);
- oltre a impianti di tipo termico, la capacità nuova selezionata nell'asta 2024 include circa 1,1 GW da accumuli (circa +1 GW rispetto all'anno di consegna 2023), 22 MW da idroelettrico a serbatoio e 29 MW di tipo solare;
- della capacità nuova da accumuli, 530 MW circa sono stati selezionati in Sardegna, saturando di fatto il fabbisogno per l'isola indicato da Terna per il periodo successivo alla realizzazione del *Tyrrhenian Link*.

Sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico

L'art. 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, ha previsto l'introduzione nell'architettura del mercato elettrico italiano di un nuovo sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico, da affiancare ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e della capacità. Nei punti seguenti è sintetizzato il contenuto del menzionato articolo.

- Terna, in coordinamento con i gestori delle reti di distribuzione, sottopone all'approvazione del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica), sentita l'Autorità, una proposta di progressione temporale del fabbisogno della capacità di stoccaggio, articolato su base geografica e sotto il profilo del tipo di accumulo in relazione al tipo di funzione cui si riferisce il fabbisogno. Detta proposta è definita con la finalità di ottimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile, di favorirne l'integrazione nei mercati e di assicurare la maggiore flessibilità del sistema e tenendo conto dei fabbisogni già individuati nel Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, della presumibile concentrazione geografica delle richieste di connessione alla rete elettrica di impianti di produzione alimentati da fonte rinnovabile, in particolare non programmabile, degli sviluppi di rete e delle esigenze di servizio.

- L'Autorità definisce i criteri e le condizioni sulla base dei quali Terna elabora e presenta al Ministro, per la relativa approvazione, una proposta di disciplina del sistema di approvvigionamento a lungo termine della capacità di stoccaggio (Disciplina), basato su aste – svolte da Terna – concorrenziali, trasparenti e non discriminatorie e fondato sui seguenti principi generali:
 - minimizzazione degli oneri per i clienti finali;
 - approvvigionamento di capacità di stoccaggio di nuova realizzazione, secondo aste periodiche e contingenti di capacità;
 - acquisizione effettuata secondo criteri di neutralità tecnologica nel rispetto di requisiti tecnici definiti da Terna, in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema elettrico;
 - riconoscimento ai titolari della capacità di stoccaggio aggiudicata del diritto a ricevere una remunerazione annua per l'intero orizzonte di consegna, a fronte dell'obbligo di rendere disponibile detta capacità a soggetti terzi per la partecipazione ai mercati dell'energia e dei servizi connessi;
 - rilascio di apposite garanzie prima dell'aggiudicazione in esito alle aste.
- L'Autorità, con uno o più atti regolatori, individua:
 - i criteri di aggiudicazione della capacità di stoccaggio, tenendo conto dei costi di investimento, dei costi operativi delle diverse tecnologie, nonché di un'equa remunerazione del capitale investito;
 - le condizioni in base alle quali la capacità di stoccaggio aggiudicata è resa disponibile al mercato attraverso la piattaforma centralizzata gestita dal GME, nonché i criteri e le condizioni per l'organizzazione della piattaforma medesima e le modalità di utilizzo della capacità di stoccaggio da parte degli operatori di mercato, anche attraverso aggregatori;
 - le condizioni e le modalità per lo sviluppo della capacità di stoccaggio direttamente da parte di Terna, nel caso in cui i soggetti terzi non abbiano manifestato interesse a sviluppare in tutto o in parte la capacità di stoccaggio necessaria, fermo restando che Terna non potrà gestire la capacità realizzata;
 - le forme di copertura dei costi di approvvigionamento della capacità di stoccaggio, attraverso meccanismi tariffari idonei a minimizzare gli oneri per i clienti finali e le modalità per il monitoraggio degli effetti del meccanismo di approvvigionamento sul sistema elettrico e sui mercati, anche in relazione agli obiettivi della misura.

Con il documento per la consultazione 2 agosto 2022, 393/2022/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti sugli aspetti di competenza che attengono al nuovo sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico. I principali temi affrontati nella consultazione sono di seguito descritti.

Criteri e condizioni per l'approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio elettrico

Il soddisfacimento dei fabbisogni di capacità di stoccaggio richiederà:

- la costruzione e l'opportuna combinazione di uno o più prodotti standard, in grado di riflettere le caratteristiche di diverse risorse di stoccaggio disponibili e di rispettare i requisiti prestazionali richiesti da Terna;
- la conseguente stipula di contratti standard di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio con controparti selezionate in procedure competitive dedicate.

Con anticipo rispetto alle procedure concorsuali, Terna definirà, come parte integrante della disciplina, uno o più schemi di contratto standard, ciascuno con distinte caratteristiche, rispondenti alle diverse esigenze di fabbisogno e alle differenti tipologie di risorse di stoccaggio disponibili. I citati schemi di contratto standard si potranno

differenziare tra loro in relazione a uno o più parametri (orizzonte di pianificazione, periodo e luogo di consegna, durata e ciclicità dello stoccaggio e altri requisiti tecnici minimi indicati da Terna).

Per definire i parametri rilevanti, Terna predisporrà uno studio che passerà in rassegna le tecnologie di stoccaggio elettrico e che sarà aggiornato a cadenza regolare (Studio). Nell'ambito dello Studio, a ciascun fabbisogno caratterizzato da specifiche caratteristiche prestazionali da soddisfare mediante l'approvvigionamento nelle procedure competitive, Terna assocerà una o più tecnologie di riferimento, individuate come quelle che, nel periodo considerato, sono realizzabili per garantire i requisiti tecnici richiesti.

Nel caso in cui dallo Studio emergessero, dal punto di vista dei parametri tecnici e/o dei tempi di realizzazione e/o delle vite utili, significative differenze tra le tecnologie di riferimento in grado di soddisfare il fabbisogno, si effettueranno aste distinte per le tecnologie di riferimento che risultano significativamente differenti tra loro, almeno nella fase sperimentale del meccanismo prevista dal decreto legislativo n. 210/2021. La neutralità tecnologica nella selezione delle quantità approvvigionate delle differenti tecnologie sarà garantita attraverso un'opportuna configurazione della sequenza delle aste e dei relativi parametri tecnico-economici, tale da preservare la competizione tra le tecnologie di riferimento.

Per le tecnologie caratterizzate da una vita utile particolarmente estesa e potenzialmente superiore al periodo di consegna, si potrebbe prevedere, negli schemi contrattuali, la facoltà per il sistema di estendere il periodo di applicazione degli obblighi contrattuali e di sottoporre a revisione il premio in funzione del grado di ammortamento e delle esigenze di manutenzione straordinaria dell'impianto, al fine di garantire al sistema stesso di continuare a usufruire della risorsa approvvigionata per il tramite del suo titolare.

Con riferimento ai diritti e obblighi degli assegnatari, all'assegnatario di ciascun contratto standard sarà riconosciuto il diritto di ricevere, per l'intero periodo di consegna, un premio annuo definito in esito all'asta. A fronte del premio, gli assegnatari dei contratti standard dovranno rendere disponibile, in tutte le ore del periodo di consegna:

- a soggetti terzi, per il tramite di Terna, prodotti di *time shifting* utilizzabili nei mercati dell'energia (mercato del giorno prima e mercato infragiornaliero), per consentire lo spostamento di energia da ore caratterizzate da prezzi contenuti a ore a prezzo più elevato;
- a Terna, sul Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), la capacità contrattualizzata, rispettando le prestazioni tecniche minime stabilite dal contratto e i vincoli economici definiti dall'Autorità.

Il titolare dello stoccaggio – o un suo delegato – sarà utente del dispacciamento per l'unità di stoccaggio cui sarà associato un punto di dispacciamento dedicato (saranno escluse forme di aggregazione degli stoccaggi). Nella disciplina, Terna descriverà le modalità con cui saranno definiti e modificati i programmi dell'unità di stoccaggio. L'utente del dispacciamento sarà responsabile della corretta esecuzione dei programmi e allo stesso si applicheranno i corrispettivi di sbilanciamento, oltre ai corrispettivi di mancato rispetto degli ordini. Le offerte sull'MSD saranno presentate a prezzi calcolati secondo una metodologia, stabilita dall'Autorità, volta a contenere il rischio di sovra-remunerazione della capacità contrattualizzata, evitando, al contempo, di distorcere il corretto funzionamento del mercato elettrico. I margini sull'MSD saranno trattenuti da Terna e destinati alla riduzione del corrispettivo per il finanziamento del meccanismo.

I prodotti di *time shifting* rifletteranno le caratteristiche dei prodotti standard approvvigionati da Terna nelle procedure concorsuali. Anche al fine di aumentare il valore e la liquidità dei prodotti di *time shifting*, sarà previsto che prodotti di *time shifting* con medesime caratteristiche siano riferiti a un insieme di risorse di stoccaggio localizzate nella medesima zona di mercato (*pooling*). Con un apposito algoritmo, da esplicitare nella disciplina e conforme ai principi di trasparenza, efficienza e non discriminazione, Terna ripartirà tra le diverse risorse di stoccaggio contrattualizzate gli ordini di movimentazione che deriveranno dall'esercizio dei prodotti di *time shifting* da parte degli operatori che ne dispongono.

I criteri per il sistema di garanzie proposti dall'Autorità sono mutuati da quelli in vigore per il Mercato della capacità. Per quanto attiene alle penali, nella disciplina saranno previste penali per eccesso di indisponibilità, per mancata o ritardata realizzazione ed entrata in operatività dell'impianto e saranno stabiliti gli effetti dell'inadempimento temporaneo e definitivo.

Saranno ammessi a partecipare alle procedure competitive i titolari di capacità di stoccaggio che presenteranno progetti di nuova capacità con le necessarie autorizzazioni e rinunceranno a qualsiasi incentivazione.

Per ogni contratto standard, Terna organizzerà una procedura concorsuale dedicata, in cui il fabbisogno:

- potrà essere declinato in termini energetici (MWh) o di potenza (MW) e associato a un livello obiettivo di durata (h);
- potrà essere espresso da Terna mediante una domanda perfettamente anelastica, con premio di riserva definito dall'Autorità in base ai costi delle tecnologie di riferimento;
- presenterà una declinazione per aree della rete rilevante.

Terna disciplinerà un meccanismo di valorizzazione delle eventuali maggiori prestazioni che potranno essere rese dal singolo stoccaggio in termini di energia e/o potenza, in modo tale che, applicando criteri convenzionali, l'impegno contrattuale verso il sistema comprenderà anche le prestazioni aggiuntive.

Per quanto attiene alla formazione del prezzo nelle aste, potrà essere adottato il metodo *pay as bid* o il metodo del premio marginale e non si esclude a priori che in aste diverse possano essere applicati metodi di formazione del prezzo diversi.

Con riferimento agli obblighi di trasparenza in capo a Terna, si propone che quest'ultima:

- pubblichi la progressione temporale del fabbisogno di capacità di stoccaggio di cui all'art. 18 e i relativi aggiornamenti e, prima di trasmettere al Ministro la proposta di disciplina, sottoponga la stessa a consultazione pubblica;
- invii all'Autorità lo Studio e i suoi aggiornamenti entro termini predefiniti, previa consultazione e, a valle di ciascuna asta, pubblichi un rendiconto dettagliato sui relativi esiti.

Criteri e condizioni per l'utilizzo della capacità di stoccaggio nei mercati dell'energia

I prodotti di *time shifting* avranno a oggetto unità virtuali che rifletteranno le caratteristiche della capacità fisica di stoccaggio approvvigionata a termine da Terna e consentiranno a chi li acquista, a fronte del pagamento di un premio fisso, di ricevere un compenso proporzionale ai differenziali di prezzo sui mercati dell'energia tra i periodi

cui i medesimi prodotti si riferiscono. Terna assocerà a ciascun prodotto di *time shifting* una quota della potenza e dell'energia dell'insieme degli stoccaggi fisici – con medesime caratteristiche tecniche – contrattualizzati nella medesima zona in esito all'asta per l'approvvigionamento a termine. Detti prodotti potranno essere di durata pluriennale, annuale, mensile, settimanale e giornaliera.

La metodologia per la costruzione di differenti prodotti di *time shifting* sarà definita da Terna in modo da rendere stabili i diritti esercitabili dagli acquirenti dei citati prodotti e contenere il rischio di disallineamento, nei diversi periodi rilevanti, tra capacità delle risorse virtuali sottostanti ai prodotti di *time shifting* e capacità effettivamente disponibile delle risorse di stoccaggio contrattualizzate da Terna. Nella definizione dei diversi prodotti di *time shifting*, Terna terrà conto delle attese di disponibilità delle risorse contrattualizzate e delle eventuali esigenze di riservare una parte della capacità degli stoccaggi alla fornitura di specifici servizi sull'MSD.

Una volta costruiti i differenti prodotti di *time shifting* e definiti i relativi quantitativi, Terna ne darà comunicazione al GME, che, attraverso apposite procedure competitive organizzate nell'ambito di una piattaforma centralizzata, li renderà disponibili agli operatori di mercato con cadenze predefinite, coerenti con gli orizzonti temporali dei prodotti medesimi.

Il GME organizzerà un mercato primario per la negoziazione di diverse categorie di prodotti di *time shifting*, che si differenzieranno sotto il profilo della prestazione, del periodo di validità e della zona di riferimento. Nel citato mercato, per ciascuna categoria di prodotti, l'offerta sarà rappresentata dai volumi indicati da Terna e la domanda sarà liberamente espressa dagli operatori di mercato in possesso dei requisiti per la partecipazione allo stesso.

Nelle procedure concorsuali potrebbe essere applicato un sistema di premi minimi, decrescenti al ridursi dei periodi di validità dei prodotti negoziati, sino ad assumere un valore pari a zero nelle aste per i prodotti giornalieri, per tenere conto del fatto che è presumibile attendersi una minore domanda nelle aste per prodotti di maggiore durata.

I prodotti di *time shifting* potranno essere ceduti per il tramite di un mercato secondario gestito dal GME, assicurando che la cessione rispetti le condizioni stabilite dal regolamento per l'organizzazione e il funzionamento della piattaforma di cui all'art. 18, proposto dal GME e approvato dal Ministro, sentita l'Autorità (regolamento).

Il GME prevederà la suddivisione a cascata dei prodotti di *time shifting*, per preservarne la liquidità.

Potrebbero essere previsti vincoli alle quantità di prodotti di *time shifting* assegnabili a ciascun operatore di mercato, al fine di evitare la nascita di posizioni dominanti con fenomeni di accaparramento, che potrebbero distorcere il mercato, penalizzando soprattutto gli operatori particolarmente esposti a fenomeni di volatilità dei prezzi.

Per poter fruire della nuova piattaforma gestita dal GME, gli operatori di mercato, oltre a pagare un corrispettivo approvato dall'Autorità, in analogia a quanto attualmente previsto per la Piattaforma conti energia (PCE), dovranno prestare specifiche garanzie definite dal GME nell'ambito del regolamento.

I prodotti di *time shifting* saranno contratti che, a fronte del pagamento dei premi definiti in esito alle procedure di assegnazione, attribuiranno agli assegnatari i seguenti diritti e doveri:

- per il tramite di unità virtuali dedicate e nel rispetto del vincolo di energia del prodotto considerato, il diritto di offrire sui mercati dell'energia la potenza aggiudicata e di registrare contratti a termine bilaterali sulla PCE aventi a oggetto la medesima potenza;
- il diritto/dovere di regolare il controvalore derivante dalle accettazioni sui mercati dell'energia e il controvalore associato ai programmi bilaterali registrati sulla PCE, rispettivamente con il GME e con la controparte del contratto bilaterale.

Al fine di consentire il raccordo tra i programmi commerciali conseguenti all'esercizio dei prodotti di *time shifting* con i programmi fisici che Terna assegnerà a ciascun titolare delle risorse di stoccaggio, il GME istituirà e gestirà una piattaforma per la registrazione, in appositi conti, delle transazioni effettuate dalle unità virtuali in esito all'esercizio dei citati prodotti.

Criteria e condizioni per lo sviluppo da parte di Terna della capacità di stoccaggio elettrico

La realizzazione di capacità di stoccaggio da parte di Terna sarà limitata allo stretto necessario, così da sfruttare il contributo della concorrenza rispetto all'obiettivo di minimizzare gli oneri per i clienti finali. In caso di mancata copertura dell'intero fabbisogno oggetto di una procedura concorsuale:

- Terna trasmetterà una relazione al Ministro e all'Autorità sulle ragioni della carenza di offerte da parte di investitori terzi;
- a valle della ricezione della menzionata relazione, potrà essere richiesto a Terna di apportare modifiche alla disciplina, con l'obiettivo di creare le condizioni per un incremento della partecipazione in un'eventuale replica dell'asta, ferme restando le disposizioni del meccanismo volte a contrastare fenomeni di selezione avversa e azzardo morale;
- qualora il fabbisogno continui a risultare coperto soltanto parzialmente anche dopo l'eventuale ripetizione dell'asta, Terna trasmetterà al Ministro il piano di realizzazione diretta dei sistemi di accumulo previsto dall'art. 18, limitandolo al contingente che non è stato coperto in esito all'asta e rispettando il contenuto minimo descritto nel documento per la consultazione.

Per quanto concerne l'utilizzo degli stoccaggi realizzati direttamente da Terna, quest'ultima, una volta completata la fase di costruzione, porrà all'asta la gestione degli stessi, che sarà dunque svolta da un soggetto terzo. In generale, agli stoccaggi realizzati da Terna si applicheranno le disposizioni sopra descritte in tema di utilizzo sui mercati dell'energia e sull'MSD.

L'Autorità introdurrà un apposito corrispettivo per la remunerazione degli stoccaggi realizzati direttamente da Terna. I premi derivanti dalla vendita, agli operatori di mercato, dei prodotti di *time shifting* relativi agli stoccaggi realizzati direttamente da Terna saranno destinati alla riduzione dell'onere netto del meccanismo.

Corrispettivo a copertura dei costi del sistema di approvvigionamento e modalità per il monitoraggio degli effetti dello stesso

L'Autorità introdurrà un apposito corrispettivo, da applicare agli utenti del dispacciamento in prelievo. Nel documento per la consultazione sono descritti i criteri che si intendono adottare per la determinazione dell'onere netto da coprire mediante l'applicazione del corrispettivo e per la regolazione dello stesso.

Per quanto attiene al monitoraggio, si procederà a riformare la delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08 (TIMM), in maniera da adeguarla agli scopi e ai perimetri del regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT) e della direttiva (UE) 944/2019.

Emergenza gas – Programma di massimizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con combustibili diversi dal gas naturale

L'art. 5-*bis* del decreto legge 25 febbraio 2022, n. 14, convertito con modificazioni dalla legge 5 aprile 2022, n. 28, stabilisce, tra l'altro, che:

- le misure finalizzate all'aumento della disponibilità di gas e alla riduzione programmata dei consumi di gas previste dal Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale possano essere adottate a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza, mediante provvedimenti e atti di indirizzo del Ministro (comma 1);
- in caso di adozione delle misure finalizzate a ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico ai sensi del comma 1:
 - Terna predisponga un programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW che utilizzino carbone o olio combustibile in condizioni di regolare esercizio, per il periodo stimato di durata dell'emergenza, fermo restando il contributo degli impianti alimentati a energie rinnovabili;
 - Terna trasmetta, con periodicità settimanale, al Ministero della transizione ecologica (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) e all'Autorità, un programma di utilizzo dei predetti impianti ed effettui il dispacciamento degli stessi, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete, in modo da massimizzare l'utilizzo;
 - l'Autorità definisca i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti dai citati impianti;
- il programma di massimizzazione possa comprendere l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, prevedendo:
 - esclusivamente durante il periodo emergenziale e in deroga, anche l'alimentazione tramite combustibile convenzionale;
 - che la deroga sia concessa nell'ambito dei provvedimenti di cui al comma 1 esclusivamente qualora risulti che l'alimentazione a biocombustibili non sia economicamente sostenibile rispetto all'alimentazione a combustibile tradizionale e non consenta l'esercizio degli impianti, considerando la disponibilità e i prezzi dei biocombustibili e l'attuale livello degli incentivi;
 - che l'erogazione dei menzionati incentivi sia sospesa per il periodo emergenziale di alimentazione a combustibile tradizionale;
 - che l'Autorità definisca i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi rispetto ai proventi derivanti dalla vendita di energia sul mercato elettrico, strettamente necessari per sostenere l'esercizio degli impianti nel periodo emergenziale ed effettivamente sostenuti a partire dalla data di entrata in vigore dei provvedimenti di cui al comma 1;
- sino all'adozione dei provvedimenti e degli atti di indirizzo di cui al comma 1, non sia riconosciuto alcun corrispettivo a reintegrazione degli eventuali maggiori costi di gestione e di stoccaggio sostenuti dagli impianti di produzione di energia elettrica del programma di massimizzazione.

Con l'atto di indirizzo 1° settembre 2022, il Ministro ha tra l'altro richiesto:

- a Terna di predisporre e avviare il programma di massimizzazione, prevedendo che lo stesso comprenda anche il mantenimento in condizioni di esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili;
- all'Autorità di definire le modalità di partecipazione al mercato degli impianti inclusi nel programma di massimizzazione (impianti interessati), nel rispetto dei vincoli di rete, in modo da massimizzarne l'utilizzo e definendo il regime dei corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti, compresi i costi di gestione e di stoccaggio dei combustibili.

Con la delibera 13 settembre 2022, 430/2022/R/eel, l'Autorità, ai sensi del combinato disposto dell'art. 5-*bis* del decreto legge n. 14/2022 e dell'atto di indirizzo, ha definito, con urgenza, i criteri per la formulazione delle offerte sul mercato elettrico e per la remunerazione in relazione agli impianti interessati, al fine di contribuire a creare le condizioni per un tempestivo avvio del programma di massimizzazione. La suddetta delibera stabilisce che:

- con riferimento alle quantità indicate da Terna per la massimizzazione dell'utilizzo degli impianti interessati non assoggettati ad alcun regime di essenzialità (impianti interessati non essenziali), le offerte sul mercato elettrico siano formulate secondo quanto previsto, nel caso di quantità indispensabili per la sicurezza del sistema, dal regime ordinario di essenzialità, al fine di evitare che gli utenti del dispacciamento possano esercitare potere di mercato e di assicurare detta massimizzazione nel rispetto dei vincoli di sicurezza definiti da Terna, e, ove possibile, sin dai mercati dell'energia, così da contenere le movimentazioni sull'MSD;
- Terna avvii il processo per la determinazione del costo variabile riconosciuto di ciascuna unità di produzione degli impianti interessati non essenziali, in modo tale da potere applicare le regole di offerta del regime ordinario di essenzialità e creare le condizioni per il calcolo dei costi dei medesimi impianti, ivi inclusi quelli alimentati con bioliquidi;
- per quanto attiene al periodo di applicazione del programma di massimizzazione, siano remunerati gli impianti interessati non essenziali secondo le disposizioni del regime ordinario di essenzialità, con alcuni adattamenti volti a fare in modo che, ai sensi del combinato disposto dell'art. 5-*bis* del decreto legge n. 14/2022 e dell'atto di indirizzo, gli utenti del dispacciamento degli impianti interessati non essenziali possano richiedere, dopo il termine del periodo di massimizzazione e a predefinite condizioni, la reintegrazione di costi fissi del medesimo impianto;
- nel caso degli impianti interessati che sono anche impianti essenziali soggetti al regime di reintegrazione, si continuino ad applicare le disposizioni del citato regime anche nel periodo di massimizzazione, equiparando le quantità indicate da Terna per la massimizzazione dell'utilizzo a quantità per cui gli impianti sono considerati singolarmente essenziali per la sicurezza del sistema; per quanto attiene agli impianti interessati che sono anche impianti essenziali soggetti al regime ordinario di cui all'art. 64 della delibera 111/06, si applichi, nel periodo di massimizzazione, il regime di remunerazione previsto per gli impianti interessati non essenziali, dato che il regime ordinario di essenzialità non garantisce la reintegrazione degli eventuali maggiori oneri sostenuti; con riferimento agli impianti interessati che sono anche impianti essenziali soggetti al regime contrattuale di cui all'art. 65-*bis* della delibera 111/06, si sospenda l'applicazione del citato regime contrattuale nel periodo di massimizzazione, sostituendolo con il regime di offerta e remunerazione previsto per gli impianti interessati non essenziali;
- Terna pubblichi l'elenco degli impianti interessati e la data di decorrenza dell'applicazione del programma di massimizzazione.

Il programma di massimizzazione è stato avviato il 19 settembre 2022 per gli impianti rilevanti alimentati a carbone, a olio combustibile e a bioliquidi sostenibili. Il novero di tali impianti è composto dagli impianti Monfalcone e San Filippo del Mela di A2A, Biopower Sardegna di Alperia Trading, Sfir Raffineria di Brindisi di Alpiq Energia Italia, Dister Cogenerazione, Everfalesia e Guarcino di Axpo Italia, Biogen Chivasso e Sant'Andrea Energia Pulita di DXT Commodities, Unigrà Conselice di Edison, Brindisi Sud, Fusina, Sulcis e Torrevaldaliga Nord di Enel Produzione, Fiumesanto di EP Produzione, Acerra di Fri-El Trading, Iges e Powerflor di Ital Green Energy e Termoelettrica Tecnoparco Valbasento di Veos.

Con le delibere 15 novembre 2022, 575/2022/R/eel, e 20 dicembre 2022, 701/2022/R/eel, l'Autorità, rispetto agli impianti rilevanti del programma di massimizzazione diversi da quelli soggetti ai regimi di essenzialità ex delibera 111/06, ha adottato disposizioni in merito ai parametri tecnico-economici per il calcolo del costo variabile riconosciuto delle relative unità di produzione.

La delibera 430/2022/R/eel ha trovato applicazione per le unità di produzione rilevanti.

Tuttavia, il programma di massimizzazione della produzione al fine di ridurre i consumi di gas naturale, derivante dall'art. 5-bis del decreto legge n. 14/2022, riguarda anche gli impianti di produzione non rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili.

Per essi, tenendo conto della taglia e della numerosità, l'Autorità ha definito soluzioni semplificate, non prevedendo disposizioni ulteriori a quelle già previste dalla deliberazione 111/06 in merito alle modalità di partecipazione al mercato degli impianti di produzione non rilevanti alimentati da bioliquidi sostenibili.

Con la delibera 27 dicembre 2022, 725/2022/R/eel, è stato anche definito un percorso in più fasi per la loro remunerazione:

- viene subito delineata la soluzione semplificata da adottare tempestivamente, che prevede una remunerazione forfetaria, eventualmente per classi di impianti di produzione individuate in funzione del combustibile utilizzato durante il periodo di massimizzazione, tramite lo strumento dei "prezzi minimi garantiti";
- viene contestualmente avviato un procedimento per la quantificazione di tale remunerazione, nonché per la definizione delle relative modalità e tempistiche di erogazione (ivi inclusi acconti e conguagli), dando la possibilità ai soggetti interessati di rendere tempestivamente disponibili dati di costo o elementi utili allo scopo.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime ordinario e regime di reintegrazione dei costi ex artt. 64 e 65 della delibera 111/06

Corrispettivi di reintegro

Gli utenti del dispacciamento che dispongono di impianti essenziali ammessi al regime di reintegrazione, regolato dalla delibera 111/06, possono richiedere, con cadenza annuale, un corrispettivo a reintegrazione dei costi netti di generazione per ciascuno dei citati impianti. Detto corrispettivo è pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti all'impianto ammesso a reintegrazione dei costi e i ricavi allo stesso riconducibili con

riferimento al periodo rispetto al quale l'impianto è inserito nell'elenco degli impianti essenziali. Secondo quanto previsto dal comma 63.12 della delibera 111/06, l'utente del dispacciamento riceve da Terna il corrispettivo nell'ipotesi che assuma un valore positivo, mentre lo paga a Terna nell'ipotesi che il relativo importo sia negativo.

Nell'anno 2022, l'Autorità ha definito l'importo del corrispettivo di reintegrazione in relazione agli impianti Brindisi Sud (delibera 24 maggio 2022, 223/2022/R/eel), Porto Empedocle (delibera 31 maggio 2022, 237/2022/R/eel), Assemini (delibera 21 giugno 2022, 267/2022/R/eel) e Portoferraio (delibera 12 luglio 2022, 319/2022/R/eel) di Enel Produzione, con riferimento all'anno 2018.

L'Autorità ha stabilito l'importo del corrispettivo tenendo conto delle relazioni di Terna in merito agli esiti delle verifiche sulla conformità del margine di contribuzione riportato nelle istanze di reintegrazione alla disciplina sull'essenzialità. In particolare, in relazione all'impianto Assemini, l'Autorità ha ritenuto opportuno che Enel Produzione fornisca anche per gli anni successivi al 2018 i dati necessari per la valorizzazione dell'acquisto dell'energia elettrica necessaria per la fornitura di uno dei servizi richiesti all'impianto Assemini e che Terna estenda su questi dati le proprie verifiche di cui al comma 65.4 della delibera 111/06.

Acconti sui corrispettivi di reintegro

Al fine di limitare l'esposizione finanziaria degli utenti del dispacciamento titolari di impianti ammessi al regime di reintegrazione, derivante dalla differenza positiva tra la parte dei costi che ha determinato un flusso di cassa negativo e i ricavi già percepiti, l'Autorità ha disposto l'erogazione di un acconto del corrispettivo:

- per l'anno 2020, in relazione agli impianti Montemartini di Acea Energia (delibera 8 febbraio 2022, 42/2022/R/eel) e Biopower Sardegna di Alperia Trading (delibera 8 febbraio 2022, 43/2022/R/eel);
- per l'anno 2021, rispetto agli impianti Sarlux (delibera 27 luglio 2022, 362/2022/R/eel) di Axpo Italia, Assemini (delibere 12 aprile 2022, 172/2022/R/eel, e 6 dicembre 2022, 659/2022/R/eel), Brindisi Sud (delibera 22 febbraio 2022, 67/2022/R/eel), Porto Empedocle (delibere 29 marzo 2022, 131/2022/R/eel, e 6 dicembre 2022, 658/2022/R/eel), Portoferraio (delibera 6 dicembre 2022, 660/2022/R/eel) e Sulcis (delibere 1° marzo 2022, 76/2022/R/eel, e 6 dicembre 2022, 656/2022/R/eel) di Enel Produzione e Centrale elettrica di Capri (delibera 8 marzo 2022, 92/2022/R/eel) di SIPPIC;
- per l'anno 2022, relativamente agli impianti San Filippo del Mela 220kV di A2A Energiefuture (delibera 6 dicembre 2022, 667/2022/R/eel), Assemini (delibera 6 dicembre 2022, 666/2022/R/eel), Porto Empedocle (delibera 6 dicembre 2022, 665/2022/R/eel) e Sulcis (delibera 6 dicembre 2022, 664/2022/R/eel) di Enel Produzione.

Inoltre, per quanto attiene all'anno 2021, per consentire a Terna di acquisire risorse che possono contribuire a compensare almeno parzialmente le partite di segno negativo connesse all'applicazione del regime di reintegrazione agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, l'Autorità ha disposto il versamento di acconti del corrispettivo dall'utente del dispacciamento a Terna rispetto ai seguenti impianti: San Filippo del Mela 220kV (delibera 6 dicembre 2022, 661/2022/R/eel) di A2A Energiefuture, Sarlux (6 dicembre 2022, 662/2022/R/eel) di Axpo Italia, Brindisi Sud (delibera 6 dicembre 2022, 657/2022/R/eel) di Enel Produzione e Fiumesanto (delibera 6 dicembre 2022, 663/2022/R/eel) di EP Produzione.

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

L'Autorità ha ammesso al regime di reintegrazione dei costi ex delibera 111/06 per l'anno 2023 gli impianti essenziali Biopower Sardegna (delibera 27 dicembre 2022, 726/2022/R/eel) di Alperia Trading, Sarlux (delibera 29 dicembre 2022, 740/2022/R/eel) di Axpo Italia, San Filippo del Mela 220kV (delibera 29 dicembre 2022, 741/2022/R/eel) di A2A Energiefuture e Assemini, Portoferraio e Sulcis (delibera 29 dicembre 2022, 742/2022/R/eel) di Enel Produzione.

Inoltre, con la delibera 12 aprile 2022, 173/2022/R/eel, l'Autorità ha accolto l'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi dell'impianto essenziale Montemartini di Acea Energia per l'anno 2024, anticipando le valutazioni circa l'essenzialità dell'impianto per il menzionato anno e il suo assoggettamento al regime di reintegrazione. A tal proposito, come evidenziato dall'utente del dispacciamento, occorre realizzare investimenti di adeguamento dell'impianto entro un termine definito, al fine di garantire il rispetto dei vincoli di natura ambientale previsti dall'anno 2024 e il funzionamento in efficienza e in sicurezza dell'impianto medesimo. Ciò ha reso necessaria l'adozione anticipata delle decisioni su detti investimenti e sulla relativa programmazione in tempi adeguati, anche in funzione dell'utilità dell'impianto per il sistema elettrico nel periodo successivo all'anno 2023.

Regime ordinario e regime di reintegrazione

Se un impianto essenziale è soggetto al regime ordinario, Terna riconosce al relativo utente del dispacciamento un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo variabile di ciascuna unità di produzione dell'impianto e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima, esclusivamente nelle ore in cui e per le quantità per cui l'unità è essenziale. Il regime di reintegrazione dei costi, invece, prevede che Terna eroghi, se positivo, o riceva, se negativo, un corrispettivo pari alla differenza tra i costi di produzione dell'impianto considerato e i ricavi dallo stesso conseguiti.

In relazione all'impianto Rosen 132kV, ammesso al regime di reintegrazione dei costi per il periodo dal 15 maggio al 31 dicembre 2017, l'Autorità, con la delibera 19 luglio 2022, 340/2022/R/eel, ha approvato l'istanza presentata da Engie Italia in merito alla metodologia per la valorizzazione degli standard tecnico-economici per il calcolo del costo variabile riconosciuto dell'impianto, limitatamente al mese di dicembre 2017, al fine di considerare che l'operatività dell'impianto nel citato mese è stata influenzata dalle prove, previste dalla normativa di riferimento, per l'avvio di una nuova configurazione dello stesso.

Per quanto concerne l'impianto Iges, ammesso al regime ordinario per l'anno 2021, l'Autorità, con la delibera 27 luglio 2022, 363/2022/R/eel, e a valere dal mese di maggio 2021, ha accolto l'istanza avanzata da Ital Green Energy relativamente alla definizione dei parametri tecnico-economici per due ulteriori combustibili rispetto a quello precedentemente approvato, alla luce delle difficoltà di approvvigionamento riscontrate per quest'ultimo.

Con la delibera 27 settembre 2022, 452/2022/R/eel, a decorrere dal giorno 1° ottobre 2022, l'Autorità ha apportato modifiche e integrazioni urgenti alla metodologia di valorizzazione del gas naturale nell'ambito della disciplina sulle risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, a seguito dell'adozione della delibera 374/2022/R/gas, in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela.

La regolazione sulle risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, di cui alla delibera 111/06, è stata integrata e modificata con le delibere 25 ottobre 2022, 532/2022/R/eel, e 22 novembre 2022, 604/2022/R/eel, per:

- disciplinare gli aspetti descritti nel documento 5 luglio 2022, 303/2022/R/eel, in relazione al tasso di remunerazione del capitale investito e alle immobilizzazioni soggette ad ammortamento accelerato nel regime di reintegrazione;
- specificare le disposizioni attinenti alle istanze di ammissione al regime di reintegrazione per un periodo pluriennale, chiarendo, tra l'altro, che l'accoglimento delle stesse rileva ai fini dell'esenzione dalla presentazione di ulteriori istanze di ammissione per il periodo medesimo, ma non esclude che il provvedimento di ammissione possa essere oggetto di revoca, al fine anche di tenere conto dell'evoluzione delle condizioni di essenzialità relative all'impianto considerato;
- introdurre nei regimi ordinario e di reintegrazione norme specifiche sulla formulazione e valorizzazione delle offerte nell'eventuale fase preliminare al mercato del giorno prima, di cui alla delibera 23 novembre 2021, 517/2021/R/eel, e al Codice di rete.

In particolare, per quanto attiene al tasso di remunerazione applicato nel regime di reintegrazione, l'Autorità ha adottato previsioni tese a rendere il citato tasso coerente con quelli dei servizi infrastrutturali, definiti per il periodo regolatorio 2022-2027 con la delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com. A tal fine, è stato stabilito che il tasso di remunerazione applicato agli impianti essenziali in regime di reintegrazione sia determinato con la metodologia di cui alla sopra citata delibera, con efficacia a decorrere dall'anno 2023 incluso e con alcuni adattamenti volti, tra l'altro, a considerare la cadenza annuale dell'aggiornamento e dell'applicazione della disciplina sull'essenzialità e l'esigenza degli utenti di impianti essenziali per un dato anno t di conoscere il tasso di remunerazione prima dei termini dell'anno $t-1$ entro cui sono tenuti a esprimersi in merito al regime di essenzialità che sarà applicato alle proprie risorse essenziali.

In relazione alle immobilizzazioni soggette ad ammortamento accelerato, la versione integrata della delibera 111/06 prevede, tra l'altro, che:

- qualora, al termine di applicazione del regime di reintegrazione a un dato impianto, una o più delle relative immobilizzazioni soggette ad ammortamento accelerato nel regime non siano già state interamente ammortizzate ai fini della redazione del bilancio civilistico, l'utente del dispacciamento paghi a Terna, per ogni anno di un predefinito periodo temporale, un importo determinato dall'Autorità, in modo tale che lo stesso utente, che, nel regime di reintegrazione, ha beneficiato di un ammortamento di immobilizzazioni più rapido di quello applicato ai fini civilistici e, quindi, di un incremento del corrispettivo di reintegrazione, restituisca al sistema il valore residuo di ciascuna immobilizzazione soggetta ad ammortamento accelerato, con una gradualità coerente con la parte del periodo di ammortamento civilistico che supera il periodo di assoggettamento al medesimo regime;
- siano applicate disposizioni finalizzate a evitare che, in relazione all'immobilizzazione soggetta ad ammortamento accelerato nel regime di reintegrazione, l'utente del dispacciamento possa sottrarsi al pagamento del valore residuo della medesima immobilizzazione, mediante la dimissione della stessa prima del termine di applicazione del regime di reintegrazione;
- l'utente del dispacciamento possa – a certe condizioni – richiedere un rimborso degli importi versati, nel caso in cui l'impianto di riferimento non generi flussi di cassa sufficienti a coprire il valore complessivo dei citati importi.

Il quadro regolatorio generale per l'anno 2023, relativamente al regime ordinario e al regime di reintegrazione, è stato completato con le delibere 25 ottobre 2022, 532/2022/R/eel, e 29 novembre 2022, 626/2022/R/eel, adottando, tra l'altro, norme specifiche sugli standard tecnico-economici delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche, sugli sbilanciamenti e sulle quote di emissione. L'Autorità, anche sulla base delle proposte presentate da Terna, ha stabilito i valori di alcuni elementi costitutivi del costo variabile riconosciuto delle unità degli impianti inclusi nell'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico per l'anno 2023, vale a dire San Filippo del Mela 220kV di A2A Energiefuture, Montemartini di Acea Energia, Biopower Sardegna di Alperia Trading, Porcari e Sarlux di Axpo Italia, Assemini, Porto Empedocle, Portoferraio e Sulcis di Enel Produzione, Fiumesanto di EP Produzione, Iges di Ital Green Energy e Centrale elettrica di Capri di SIPPIC.

I parametri del costo variabile riconosciuto per l'anno 2023 sono stati altresì oggetto delle delibere 726/2022/R/eel e 740/2022/R/eel, con le quali l'Autorità si è espressa in merito a specifiche istanze formulate, rispettivamente, da Alperia Trading per l'impianto Biopower Sardegna e da Axpo Italia per l'impianto Sarlux.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime alternativo

Il regime alternativo di essenzialità, disciplinato dall'art. 65-*bis* della delibera 111/06, è caratterizzato, tra l'altro, dalla stipula di un contratto tra Terna e l'utente titolare di capacità essenziale che opta per detto regime.

Tenendo conto delle informazioni fornite da Terna, l'Autorità ha definito i valori dei parametri tecnico-economici per l'applicazione del regime alternativo alla capacità essenziale per l'anno 2023 nella disponibilità di A2A Energiefuture, CVA Energie, Enel Produzione, EP Produzione e Iren Energia (delibera 25 ottobre 2022, 531/2022/R/eel).

Quest'ultimo provvedimento ha altresì integrato il regime alternativo, introducendo alcuni obblighi in capo agli utenti del dispacciamento interessati in relazione alle offerte nell'eventuale fase preliminare al mercato del giorno prima, in modo tale da contenere il rischio che gli utenti del dispacciamento titolari di risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico assoggettate al regime alternativo possano esercitare potere di mercato nei confronti di Terna nella suddetta fase e da evitare di attenuare gli effetti delle norme del Codice di rete volte a indurre l'utente del dispacciamento a rendere effettivamente disponibili le quantità accettate nella fase medesima.

In seguito, con la delibera 22 novembre 2022, 608/2022/R/eel, l'Autorità ha apportato alcune modifiche alla delibera 531/2022/R/eel, rispetto alla capacità essenziale di Enel Produzione, per considerare la sua scelta di aderire al menzionato regime per quantità parziali.

Alla luce delle adesioni al regime alternativo espresse dagli utenti del dispacciamento titolari di capacità essenziale (CVA Energie, Enel Produzione, EP Produzione e Iren Energia), l'Autorità, con la delibera 20 dicembre 2022, 699/2022/R/eel, ha approvato gli schemi contrattuali per l'applicazione del citato regime nell'anno 2023.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'Autorità, con delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, ha adottato il "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento" (TIMM) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio dei mercati elettrici.

Il TIMM, tra le altre cose, prevede che il Gestore dei mercati energetici e il TSO (Terna) inviino annualmente per approvazione all'Autorità il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente nonché il preventivo dei costi attesi per l'anno successivo.

In linea con le suddette disposizioni, con la delibera 10 maggio 2022, 205/2022/R/com, sono stati approvati, tra l'altro, i costi a consuntivo sostenuti dal GME nel 2021 per l'attività di monitoraggio del mercato elettrico mentre, con la delibera 22 novembre 2022, 605/2022/R/com, sono stati approvati i costi a preventivo per l'anno 2023.

Con la delibera 27 dicembre 2022, 728/2022/R/eel, sono stati approvati sia i costi a consuntivo sostenuti da Terna nel 2021 per l'attività di monitoraggio del Mercato per il servizio di dispacciamento sia i costi a preventivo in relazione all'attività prevista per l'anno 2023.

Regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

Incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di trasporto e promozione dell'efficienza dei costi di investimento

L'allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel, "Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica" per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 (di seguito: regolazione *output-based* della trasmissione), prevede un meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale fino a valori di capacità di trasporto obiettivo che sono stati determinati dall'Autorità con la delibera 26 ottobre 2021, 446/2021/R/eel, per ciascuna sezione tra zone di rete e per ciascun confine. Inoltre, la regolazione prevede un premio addizionale in caso di realizzazione della suddetta capacità di trasporto a costi di investimento inferiori ai costi di riferimento definiti dall'Autorità.

A decorrere dal 1° gennaio 2021, Terna ha reso disponibili i seguenti incrementi di capacità tra sezioni della rete:

- Nord – Centro-Nord: 400 MW in entrambe le direzioni;
- Centro-Nord – Centro-Sud: 400 MW in entrambe le direzioni;
- da Sud a Centro-Sud: 250 MW;
- da Calabria a Sicilia: 400 MW.

Gli incrementi di capacità sono stati resi disponibili grazie a una serie di interventi a bassa intensità di capitale (c.d. "capital light"), basati su soluzioni tecnologiche innovative e sull'ottimizzazione di procedure operative di esercizio:

- potenziamento del Sistema di difesa, ottenuto attraverso l'asservimento di un maggior numero di unità di produzione da fonti rinnovabili alle logiche di telescatto, l'installazione di nuove unità periferiche di monitoraggio e/o l'adeguamento delle unità esistenti e il ricorso a nuove logiche per il controllo della stabilità;
- installazione di sistemi *Dynamic Thermal Rating* su rete 400/220/150 kV per massimizzare l'utilizzo delle direttrici di trasporto principali, migliorando al contempo la stima in tempo reale della portata in corrente massima effettiva, nel rispetto dei vincoli di sicurezza;
- risoluzione mirata dei limiti di portata per quegli elementi di rete che fungono da "collo di bottiglia" nel transito dei flussi di energia o per i quali erano presenti interferenze con altre linee.

A seguito di istruttoria sui risultati presentati da Terna, con la delibera 25 gennaio 2022, 23/2022/R/eel, sono stati determinati per l'anno 2020:

- il premio pari a 103,6 milioni di euro per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale;
- il premio pari a 40 milioni di euro per l'efficienza nei costi di investimento.

Promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale

Con la regolazione *output-based* della trasmissione l'Autorità ha introdotto, a partire dal 2020, un meccanismo incentivante la promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale. Gli effetti del meccanismo incentivante, introdotto dall'Autorità per promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale (RTN) prevista dalla legge, sono terminati il 31 dicembre 2022.

Nel periodo di incentivazione 2020-2022, il meccanismo introdotto ha portato all'acquisizione di cinque porzioni RTN delle sei potenzialmente oggetto di premialità (quattro titolari RTN e due *merchant line* senza obbligo di cessione a Terna a fine esenzione). La tavola 3.1 riporta il quadro di sintesi delle acquisizioni e dei relativi premi.

TAV. 3.1 Quadro di sintesi delle acquisizioni e dei relativi premi per l'unificazione della rete di trasmissione nazionale

MERCHANT LINE/TITOLARE RTN	DATA ACQUISIZIONE	PREMIO %	PREMIO (EURO)
Arvedi Trasmissione	31 maggio 2021	6%	570.613
Tirano (IT) – Campocologno (CH)	25 giugno 2021	6%	993.421
Megareti	28 dicembre 2021	4%	853.178
Mendrisio (CH) – Cagno (IT)	28 ottobre 2022	6%	563.991
Edyna Transmission	29 dicembre 2022	2%	256.840
TOTALE			3.238.043

Fonte: ARERA

Rimane un titolare RTN diverso dalle società del gruppo Terna. È Brulli Trasmissione (ex Brulli Service), che ha acquisito a marzo 2022 la quota di maggioranza (67%) di A2A nella società SEASM (ex titolare RTN). Brulli Tra-

smissione è proprietaria della stazione elettrica di Voghera 380 kV (singola sbarra, con tre stalli), che era entrata in esercizio nel 2004 a valle di una procedura di confronto concorrenziale.

Durante il 2022:

- con la delibera 25 gennaio 2022, 25/2022/R/eel, è stato determinato il premio in relazione all'acquisizione della porzione di rete di Megareti;
- con la delibera 29 novembre 2022, 621/2022/R/eel, è stato determinato il premio in relazione all'acquisizione della porzione di rete di Nord Energia (*merchant line* "Cagno (Italia) – Mendrisio (Svizzera)").

Altri aspetti di qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La regolazione dell'Autorità promuove il miglioramento della continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica tramite un meccanismo di premi e penalità riferito all'indicatore di energia non servita di riferimento (ENSR), calcolato su base nazionale.

Con la delibera 29 novembre 2022, 623/2022/R/eel, si è concluso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2021, dei premi e delle penalità relativi all'indicatore ENSR e sono stati erogati a Terna premi pari a 18,6 milioni di euro in relazione al miglioramento dell'ENSR, che è risultata pari a 354 MWh/anno rispetto a un livello obiettivo di 820 MWh/anno.

Con la medesima delibera è stato disposto il reintegro di 2,7 milioni di euro a Terna in relazione ai versamenti effettuati da Terna alle imprese distributrici, per l'anno 2021, pari a 5,7 milioni di euro, per i servizi di mitigazione (controalimentazione della rete di distribuzione di energia elettrica effettuata dalle imprese distributrici per guasti sulla rete di trasmissione nazionale). Tale reintegro è dovuto all'applicazione del tetto a tali versamenti nella sua misura minima (3 milioni di euro), poiché nel corso del 2021 non ci sono stati potenziali incidenti rilevanti, ossia potenziali disalimentazioni di almeno 250 MWh di carico al lordo degli interventi di mitigazione delle imprese distributrici, di responsabilità di Terna, che hanno l'effetto di innalzare il tetto annuale ai versamenti di Terna.

Resilienza del sistema di trasmissione dell'energia elettrica

Con la delibera 18 gennaio 2022, 9/2022/R/eel, l'Autorità:

- ha verificato positivamente la "Metodologia per il calcolo dell'incremento della resilienza della rete di trasmissione nazionale" proposta da Terna, a seguito di attività svolte in collaborazione con Ricerca sul sistema energetico – RSE (nuovo Allegato A.76 del Codice di rete di Terna);
- ha aggiornato la delibera 627/2016/R/eel, "Requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale", eliminando il beneficio monetizzato relativo all'incremento della resilienza del sistema a fronte di impatti di eventi estremi (B13), mantenendo solo l'indicatore di impatto I13, quantificato ma non monetizzato, per le incertezze intrinsecamente collegate alle analisi della resilienza, significativamente maggiori rispetto a quelle degli altri benefici;
- ha ritenuto vincolanti gli impegni espressi da Terna, a seguito della consultazione della metodologia, in relazione all'estensione della metodologia ai fenomeni di dissesto idrogeologico, al coordinamento e alla con-

divisione dei dati e dei risultati a supporto delle analisi della resilienza e della definizione dei rispettivi piani da parte delle imprese distributrici e alla presentazione dell'efficacia dell'azione mitigativa dei dispositivi antirotazionali.

Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 29 novembre 2022, 622/2022/R/eel, si è concluso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2021, dei premi e delle penalità relativi alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. In materia di regolazione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso, a fronte dei risultati di continuità del servizio presentati nel Volume 1 di questa *Relazione Annuale*, sono stati erogati 30,8 milioni di euro di premi netti, così ripartiti:

- premi netti pari a 11,1 milioni di euro per la durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (durata superiore a 3 minuti), come saldo fra 15,8 milioni di euro di premi e 4,7 milioni di euro di penalità;
- premi netti pari a 19,7 milioni di euro per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (durata compresa tra 1 secondo e 3 minuti), come saldo fra 36,9 milioni di euro di premi e 17,2 milioni di euro di penalità.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2021, l'Autorità ha pubblicato, contestualmente alla delibera 622/2022/R/eel, la decima graduatoria delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni. Ai fini di una migliore confrontabilità fra le imprese, è stato introdotto un Indice sintetico di durata e numero delle interruzioni che attribuisce il medesimo peso alla durata e al numero delle interruzioni e ha valore pari a 10 come media nazionale: un valore inferiore a 10 indica una prestazione migliore della media nazionale, mentre un valore superiore a 10 indica una prestazione peggiore; oltre a tale indice sono stati pubblicati la durata annua media di interruzioni per le interruzioni senza preavviso lunghe e il numero medio delle interruzioni per le interruzioni senza preavviso lunghe e brevi.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

L'Autorità ha pubblicato, contestualmente alla delibera 29 novembre 2022, 622/2022/R/eel, per la seconda volta, le informazioni relative alla qualità della tensione sulle reti in media tensione, con particolare riferimento alla numerosità dei buchi di tensione severi con origine sulle reti in media tensione (MT), per qualsiasi causa. Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione di esercizio, seguito dal rapido ripristino della tensione. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in % della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi).

I dati si riferiscono a tutte le imprese distributrici connesse in alta tensione e proprietarie di almeno una sbarra MT di distribuzione in cabina primaria, tenute a monitorare la qualità della tensione sulla propria rete in media tensione secondo la classificazione di cui alla norma CEI EN 50160. L'indicatore del livello di qualità della tensione è il numero medio di buchi di tensione "severi" per utente MT, intesi come i buchi di tensione con origine sulle reti in media tensione più significativi in termini di impatto sugli utenti (con durata superiore e tensione residua inferiore ai limiti individuati dall'Autorità).

Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

Nel corso del 2021, nove imprese distributrici (Areti, Azienda Elettrica Reti, e-distribuzione, Edyna, Ireti, Megareti, Set Distribuzione, Unareti e V-Reti) hanno completato 400 interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione, con un investimento complessivo pari a circa 288 milioni di euro. Nel primo triennio di applicazione della regolazione incentivante (2019-2021), sono stati implementati 872 interventi totali, per un investimento complessivo di circa 505 milioni di euro.

Con la delibera 27 dicembre 2022, 722/2022/R/eel, sono stati determinati i premi per sette imprese distributrici (Areti, e-distribuzione, Edyna, Ireti, Set Distribuzione, Unareti e V-Reti), complessivamente pari a 14,9 milioni di euro, relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2021.

Con la delibera 28 giugno 2022, 283/2022/R/eel, è stato fissato al 30 settembre 2022 il termine entro cui le imprese distributrici inviano all'Autorità gli elenchi relativi a nuovi interventi per l'incremento della resilienza delle reti elettriche di distribuzione, al fine di evitare sovrapposizioni di attività tra l'ammissione al meccanismo incentivante per la resilienza e la possibile ammissione di interventi (finalizzati a migliorare la resilienza della rete elettrica di distribuzione a eventi meteorologici estremi) al finanziamento con contributi pubblici nell'ambito del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasmissione

Con riferimento al servizio di trasmissione, con la delibera 27 dicembre 2022, 719/2022/R/eel, sono stati determinati i costi riconosciuti al gestore del servizio di trasmissione e le tariffe per il servizio di trasmissione applicate ai clienti finali ("tariffe obbligatorie") per l'anno 2023.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

In continuità con gli anni precedenti, continua a essere previsto il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria") e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributtrice.

Coerentemente con il quadro normativo sopra richiamato, con riferimento alle imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo, con la delibera 5 aprile 2022, 153/2022/R/eel, sono state determinate in via definitiva le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno 2021, mentre con la delibera 3 maggio 2022, 193/2022/R/eel, sono state determinate in via provvisoria le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per l'anno 2022.

Con delibera 19 luglio 2022, 332/2022/R/eel, sono state rideterminate le tariffe di riferimento definitive per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2017 per alcune imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.

Con le delibere 27 dicembre 2022, 720/2022/R/eel e 721/2022/R/eel, sono state determinate le tariffe per i servizi di distribuzione e misura applicate ai clienti finali ("tariffe obbligatorie") per l'anno 2023.

A solo titolo informativo, la tavola 3.2 riporta per tipologie contrattuali nell'anno 2022 l'allocazione dei gettiti degli oneri di rete, distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura.

TAV. 3.2 Distribuzione fissa/variabile degli oneri di rete (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)

TIPOLOGIE	TRAS		DIS		MIS		UC3+UC6		SERVIZI DI RETE					TOT
	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER PP	% PER KW	% PER KWH	
Totale domestici	451	24,1%	2.076	46,9%	490	61,6%	55	28,8%	3.072	42,2%	18,9%	64,6%	16,5%	100,0%
Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	32	1,7%	49	1,1%	43	5,3%	29	14,9%	152	2,1%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	508	27,2%	1.540	34,8%	130	16,3%	62	32,4%	2.240	30,8%	7,2%	65,7%	27,1%	100,0%
Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	661	35,3%	737	16,7%	16	2,0%	9	4,8%	1.423	19,5%	3,9%	46,2%	49,9%	100,0%
Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferroviaria)	217	11,6%	23	0,5%	117	14,7%	37	19,1%	394	5,4%	34,4%	48,9%	16,7%	100,0%
Totale non domestici	1.418	75,9%	2.349	53,1%	306	38,4%	136	71,2%	4.210	57,8%	8,3%	55,2%	36,5%	100,0%
TOTALE	1.870	100,0%	4.425	100,0%	795	100,0%	192	100,0%	7.282	100,0%	12,7%	58,5%	28,8%	100,0%

Fonte: ARERA.

Altre attività relative al servizio di misura

Per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo è proseguito il riconoscimento dei costi legati alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, regolato per il periodo 2020-2022 dalla delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel.

In particolare, sono state valutate le richieste di ammissione al regime incentivante e il Piano di messa in servizio dello *smart metering* 2G (PMS2) presentati dalle imprese distributrici Set Distribuzione, Inrete Distribuzione Energia e AcegasApsAmga.

Con la delibera 19 luglio 2022, 333/2022/R/eel, l'Autorità ha approvato il PMS2 presentato da Set Distribuzione; esso prevede:

- la messa in servizio di circa 463.700 misuratori 2G nell'arco quindicennale 2022-2036 del PMS2;
- una spesa prevista di capitale di poco superiore a 60 milioni di euro, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021, nell'arco quindicennale del PMS2 (incluse le spese 2G prima del 2022);
- una spesa unitaria prevista di circa 129,45 euro per misuratore 2G messo in servizio, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021.

Con la delibera 6 settembre 2022, 410/2022/R/eel, l'Autorità ha approvato il PMS2 presentato da AcegasApsAmga; esso prevede:

- la messa in servizio di circa 198.400 misuratori 2G nell'arco quindicennale 2022-2036 del PMS2;
- una spesa prevista di capitale di circa 28,7 milioni di euro, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021, nell'arco quindicennale del PMS2 (incluse le spese 2G prima del 2022);
- una spesa unitaria prevista di circa 135,55 euro per misuratore 2G messo in servizio, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021, motivata dalla presenza di alcune specificità, che comportano complessivamente un incremento di costo di circa 5 euro per misuratore 2G rispetto al caso di assenza di tali condizioni.

Con la delibera 6 settembre 2022, 411/2022/R/eel, l'Autorità ha approvato il PMS2 presentato da Inrete Distribuzione Energia; esso prevede:

- la messa in servizio di circa 323.000 misuratori 2G nell'arco quindicennale 2022-2036 del PMS2;
- una spesa prevista di capitale di circa 43,7 milioni di euro, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021, nell'arco quindicennale del PMS2 (incluse le spese 2G prima del 2022);
- una spesa unitaria prevista di circa 135,24 euro per misuratore 2G messo in servizio, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021, motivata dalla presenza di alcune specificità, che comportano complessivamente un incremento di costo di circa 3 euro per misuratore 2G rispetto al caso di assenza di tali condizioni.

Con la delibera 22 novembre 2022, 601/2022/R/eel, adottata a seguito della consultazione 28 giugno 2022, 284/2022/R/eel, l'Autorità ha introdotto alcune modifiche transitorie alle disposizioni per i sistemi di *smart metering* 2G in conseguenza della carenza di semiconduttori, con particolare riferimento alla disattivazione delle penalità di mancato avanzamento dei piani di messa in servizio nell'anno 2022.

Inoltre, sono state introdotte deroghe sulle comunicazioni delle imprese distributrici fino a 100.000 punti di prelievo riguardo all'avvio e alla fine della fase massiva di *roll-out* 2G. Per effetto di queste disposizioni:

- le imprese che avviano la fase massiva 2G fino a settembre 2023 effettuano la comunicazione almeno tre mesi prima della data di avvio;
- le imprese che avviano la fase massiva 2G nel periodo ottobre-dicembre 2023 effettuano la comunicazione entro il 30 giugno 2023, specificando la data di avvio;
- le imprese che avviano la fase massiva 2G nel periodo gennaio-giugno 2024 effettuano la comunicazione entro il 30 giugno 2023.

Con la delibera 27 dicembre 2022, 724/2022/R/eel, l'Autorità ha aggiornato, per il triennio 2023-2025, le direttive per il riconoscimento dei costi dei sistemi di *smart metering* 2G per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo, con particolare riferimento alla previsione di rendicontazione annuale dell'avanza-

mento fisico delle installazioni dei misuratori 2G, all'estensione a quattro anni del periodo di monitoraggio delle *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G, attivando pertanto le penalizzazioni solo a partire dal 1° gennaio del quinto anno di PMS2, alla luce delle criticità occorse in ordine all'emergenza sanitaria da Covid-19, e alle significative limitazioni delle disponibilità di componenti 2G. Inoltre, è stato introdotto un meccanismo premiante l'accelerazione delle installazioni di misuratori 2G in sostituzione di misuratori 1G o elettromeccanici, qualora finanziata mediante contributi pubblici.

Infine, in attuazione dell'art. 9, comma 4, del decreto legislativo n. 210/2021, è stato pubblicato sul sito internet dell'Autorità (nella sezione dedicata allo *smart metering* per il settore energia elettrica) il calendario degli interventi di realizzazione dei sistemi di *smart metering* 2G delle principali imprese distributrici il cui Piano di messa in servizio dei misuratori 2G è stato approvato dall'Autorità.

Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva

Con la delibera 31 maggio 2022, 232/2022/R/eel, l'Autorità ha innovato la regolazione dell'energia reattiva per le reti in media e bassa tensione, introducendo, a partire da aprile 2023, per i clienti finali non domestici in media e bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW e per punti di interconnessioni tra reti in media tensione e tra reti in bassa tensione, un corrispettivo unitario all'immissione di energia reattiva in rete nelle ore della fascia F3.

Con la medesima delibera, sono state altresì disposte specifiche informazioni al cliente, al fine di consentire la valutazione delle proprie immissioni di energia reattiva prima dell'applicazione dei nuovi corrispettivi. Ciò, in particolare, prevedendo che:

- le imprese distributrici mettano a disposizione dei clienti finali in media tensione i dati di energia reattiva immessa a partire dal mese di luglio 2022, utilizzando i canali di comunicazione previsti dall'allegato A alla delibera 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel, e identifichino e contattino i clienti finali in media tensione con maggiori immissioni di energia reattiva al fine di spiegare loro soluzioni tecniche compensative;
- le imprese di vendita rendano note ai propri clienti in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW le letture mensili dell'energia reattiva immessa in rete a decorrere dal mese di settembre 2022 e inseriscano la comunicazione dell'Autorità pubblicata sul sito internet della stessa il 2 agosto 2022, nonché trasmettano ai propri clienti in media tensione specifiche informative.

In merito alla regolazione dell'energia reattiva in alta e altissima tensione, con la determina DIEU 17 febbraio 2022, 1/2022, si è dato seguito all'orientamento dell'Autorità espresso nel documento per la consultazione 23 novembre 2021, 515/2021/R/eel, richiedendo a Terna di individuare, per l'intero territorio nazionale, aree omogenee al cui interno le immissioni e i prelievi di energia reattiva abbiano sostanzialmente il medesimo impatto sui costi di rete, consentendo inoltre la compensazione delle immissioni reattive su più nodi con un numero limitato di interventi dell'impresa distributrice.

Con la delibera 20 dicembre 2022, 712/2022/R/eel, sono stati introdotti nuovi corrispettivi e nuove soglie di fattore di potenza per imprese distributrici e clienti finali connessi alle reti in altissima e in alta tensione, mediante una prima fase graduale, sia nei tempi, introducendo i nuovi corrispettivi dal 1° aprile 2023 anziché dal 1° gennaio, come precedentemente previsto, sia nei valori, introducendo un corrispettivo "base" per energia reattiva dimezzato rispetto a quanto proposto in consultazione e un corrispettivo per energia reattiva con una limitata maggiorazione da ap-

plicarsi ai punti appartenenti alle aree omogenee. La delibera ha inoltre introdotto la possibilità di non applicare le soglie al fattore di potenza, qualora i gestori di rete abbiano richiesto e concordato con l'utente soglie differenti per il prelievo di energia reattiva oppure per l'immissione di energia reattiva, in ragione di specificità locali.

Determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

L'attuale regime di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: IEM), definito dall'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, prevede che, con cadenza annuale, su proposta di CSEA, l'Autorità (subentrata, ai sensi della legge n. 481/1995, in tale funzione al Comitato interministeriale dei prezzi – CIP) stabilisca entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente, l'acconto per l'anno in corso e il conguaglio per l'anno precedente, da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese a copertura dei costi (non coperti dai ricavi di vendita di energia elettrica) sostenuti per lo svolgimento dell'attività di produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica.

Nel rispetto del principio di copertura dei costi sulla base delle risultanze del bilancio aziendale posto dall'art. 7 della legge n. 10/1991, nel corso degli anni CSEA ha svolto le istruttorie relative alle integrazioni tariffarie delle IEM valutando l'attinenza dei costi al servizio elettrico da queste svolto nonché, per particolari tipologie di costi, la congruità degli stessi, e, sulla base di tali istruttorie, l'Autorità ha approvato una serie di provvedimenti di determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori.

In particolare, nel corso del 2022, l'Autorità, sulla base delle risultanze istruttorie fornite da CSEA, ha approvato le seguenti delibere:

- 5 luglio 2022, 299/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Selis Lampedusa;
- 5 luglio 2022, 300/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Selis Linosa;
- 5 luglio 2022, 301/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- 5 luglio 2022, 302/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;
- 12 luglio 2022, 311/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Società Impianti Elettrici – SIE;
- 12 luglio 2022, 312/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettriche;
- 12 luglio 2022, 313/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Liparese;
- 12 luglio 2022, 314/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità I.C.EL.;
- 12 luglio 2022, 315/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore D'Anna e Bonaccorsi;
- 20 dicembre 2022, 697/2022/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2018, per l'impresa elettrica minore SEA – Società Elettrica di Favignana.

Per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Ponzese – SEP, la determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria relativa al 2018 è stata rinviata al 2023 a causa di necessari approfondimenti intervenuti nel corso dell'istruttoria condotta dalla CSEA.

Determinazione del tasso di remunerazione del patrimonio netto per gli anni compresi nel periodo 2019-2021, per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Con la delibera 25 ottobre 2022, 526/2022/R/eel, l'Autorità ha dato disposizioni alla CSEA in merito al tasso di remunerazione del patrimonio netto per gli anni compresi nel periodo 2019-2021, per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel: in particolare, il provvedimento dispone che CSEA tenga conto, nella formulazione delle proposte ai fini della determinazione da parte dell'Autorità delle aliquote di integrazioni tariffarie alle IEM, di una remunerazione del patrimonio netto negli anni successivi al 2018 secondo i parametri aggiornati dall'Autorità con la delibera 6 dicembre 2018, 639/2018/R/com.

Le modalità di remunerazione del patrimonio netto per la determinazione delle integrazioni tariffarie spettanti alle IEM erano state inizialmente determinate con la delibera 26 luglio 2000, 132/00, con cui l'Autorità aveva individuato una metodologia coerente con quella utilizzata per le determinazioni tariffarie di carattere generale, in particolare legando i parametri rilevanti per la determinazione del tasso di remunerazione da applicare al patrimonio netto delle IEM ai medesimi parametri fissati dall'Autorità per la determinazione della remunerazione del capitale investito nel servizio di distribuzione elettrica.

Con successivi provvedimenti, l'Autorità si è occupata di aggiornare la formula per la remunerazione del patrimonio netto ai fini della determinazione delle integrazioni tariffarie per le IEM, sulla base dei parametri stabiliti per i diversi periodi di regolazione dei servizi di distribuzione elettrica.

Con la delibera 526/2022/R/eel, dunque, l'Autorità ha dato disposizioni alla CSEA affinché, nella formulazione delle proposte ai fini della determinazione da parte dell'Autorità delle aliquote per la corresponsione delle integrazioni tariffarie alle IEM, tenga conto per il periodo 2019-2021 di una remunerazione del patrimonio netto calcolata sulla base dei parametri aggiornati dall'Autorità con la delibera 639/2018/R/com, rinviando a un successivo provvedimento eventuali revisioni nel merito delle modalità di remunerazione del patrimonio netto delle IEM in esito alla conclusione del procedimento di riforma del sistema di integrazione tariffaria per tali imprese di cui alla delibera 18 settembre 2014, 447/2014/R/eel.

Rilascio dell'intesa al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali

Con la delibera 27 luglio 2022, 358/2022/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze l'intesa in ordine all'approvazione del bilancio 2021 di CSEA e ha definito l'aliquota per il ricavo commissionale a copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2022, in conformità a quanto disposto dalla legge 28 dicembre 2015, n. 208 (legge di stabilità per il 2016).

Tale legge, all'art. 1, comma 670, ha trasformato, a decorrere dal 1° gennaio 2016, la Cassa conguaglio per il settore elettrico in un ente pubblico economico, denominato "Cassa per i servizi energetici e ambientali" (CSEA), operante con autonomia organizzativa, tecnica e gestionale e sottoposto alla vigilanza del Ministero dell'economia e delle finanze (MEF) e dell'Autorità. Il riassetto organizzativo conseguente alla trasformazione di CSEA in ente pubblico economico è stato anche completato con l'approvazione del Regolamento di amministrazione e contabilità di CSEA da parte dell'Autorità, d'intesa con il MEF, e dello Statuto di CSEA.

Il rilascio dell'intesa da parte dell'Autorità per l'approvazione del bilancio di CSEA prevede, da parte di questa, la corretta rappresentazione, per l'anno di riferimento, della situazione finanziaria, economica e patrimoniale nonché il rispetto, sulla base della relazione al bilancio da parte del Collegio dei revisori, dei criteri stabiliti dallo Statuto, dal Regolamento di amministrazione e contabilità e dai principi contabili nazionali formulati dall'Organismo italiano di contabilità (OIC).

Parallelamente, l'art. 7, comma 2, del Regolamento di amministrazione e contabilità prevede che, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF sul bilancio di esercizio, l'Autorità autorizzi CSEA a effettuare un prelievo di natura commissionale sui conti di gestione a copertura dei costi di funzionamento dell'anno in corso; tale prelievo costituisce un ricavo di funzionamento e deve essere commisurato agli importi riscossi ed erogati nell'esercizio precedente a quello di riferimento con aliquota determinata dall'Autorità con propria delibera.

Al fine di allineare i costi previsti nel budget a quelli sostenuti nei primi mesi dell'esercizio 2022, nel corso dell'anno CSEA ha trasmesso, agli Uffici dell'Autorità, l'aggiornamento del budget economico 2022 su cui il Collegio dei revisori di CSEA ha espresso parere favorevole e in cui sono riportati i costi e le imposte afferenti all'attività di funzionamento di CSEA per l'esercizio 2022 nonché i proventi finanziari sul patrimonio netto e gli altri ricavi afferenti, anche in questo caso, all'attività di funzionamento dell'ente.

Con la delibera 358/2022/I, dunque, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF per l'approvazione del bilancio 2021 di CSEA, in considerazione degli importi riportati nel budget economico 2022 inviato da CSEA, l'Autorità ha autorizzato quest'ultima a effettuare un prelievo di natura commissionale, sui conti di gestione, definendone l'aliquota, per la copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2022.

Oneri generali di sistema per il settore elettrico

Recepimento e attuazione delle manovre adottate dal Governo a sostegno degli utenti elettrici

Come evidenziato nel Volume 1 della presente *Relazione Annuale*, l'andamento fortemente rialzista dei prezzi all'ingrosso delle *commodities* energetiche, a livello sia internazionale sia nazionale, con particolare riferimento all'energia elettrica e al gas, che era iniziato nel 2021, è proseguito per tutto l'anno 2022.

Detto andamento dei prezzi all'ingrosso ha avuto impatti straordinari sull'aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché effetti significativi anche sui prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nel mercato libero.

Ciò ha indotto il Governo ad adottare, trimestre dopo trimestre, manovre di sostegno sia degli utenti del settore elettrico che di quelli del settore gas.

L'Autorità ha, conseguentemente, adottato le delibere di recepimento e attuazione delle suddette manovre, per quanto di propria competenza, sia per il settore elettrico che per il settore del gas (per quest'ultimo, si veda al Capitolo 4 il paragrafo "Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti").

Per quanto riguarda il settore elettrico, in relazione agli oneri generali di sistema, per tutto l'anno 2022 sono state annullate, per tutti gli utenti elettrici, le componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} .

Qui di seguito sono richiamate le delibere che hanno disposto tale annullamento, trimestre per trimestre, nonché le disposizioni del Governo cui fanno riferimento:

- per il I trimestre 2022, la delibera 30 dicembre 2021, 635/2021/R/com, poi integrata dalla delibera 31 gennaio 2022, 35/2022/R/eel, in attuazione di quanto previsto dalla legge di bilancio 2022 (la legge 30 dicembre 2021, n. 234) e dal successivo "decreto Sostegni-ter" (il decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4);
- per il II trimestre 2022, la delibera 30 marzo 2022, 141/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 1° marzo 2022, n. 17;
- per il III trimestre 2022, la delibera 30 giugno 2022, 295/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 30 giugno 2022, n. 80 (le cui disposizioni sono poi confluite nell'iter di conversione del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50);
- per il IV trimestre 2022, la delibera 29 settembre 2022, 462/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 9 agosto 2022, n. 115.

Il mancato gettito delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} è stato coperto dalle risorse messe a disposizione dalle disposizioni del Governo sopra riportate. In particolare:

- per l'annullamento delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} nel I trimestre 2022, la legge di bilancio 2022 e il decreto Sostegni-ter hanno messo a disposizione, rispettivamente, 1.800 e 1.200 milioni di euro, per un totale di 3.000 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} nel II trimestre 2022, il decreto legge n. 17/2022 ha messo a disposizione ulteriori 3.000 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} nel III trimestre 2022, il decreto legge n. 80/2022 ha messo a disposizione ulteriori 1.915 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} nel IV trimestre 2022, il decreto legge n. 115/2022 ha messo a disposizione ulteriori 1.100 milioni di euro.

Le risorse sopra ricordate sono state destinate ai vari conti di gestione alimentati dalle componenti A_{SOS} e A_{RIM} a seconda del fabbisogno economico per l'anno 2022 di ciascun conto.

Fa eccezione il conto alimentato dall'elemento A_{uc7RIM} della componente A_{RIM} , che era già stato annullato con decisione autonoma dall'Autorità a partire dal III trimestre 2021, in quanto si stimava che detto conto disponesse, entro la fine del 2021, di un significativo avanzo di cassa e di competenza (cfr. delibera 30 giugno 2021, 278/2021/R/com). Detto avanzo è risultato più che sufficiente a sostenere l'annullamento dell'elemento A_{uc7RIM} per tutto il 2022, senza necessità di ulteriori risorse da parte dello Stato.

Come si può notare, le risorse messe a disposizione dalla normativa sono variate significativamente nel corso dell'anno 2022. Ciò deriva dal fatto che sono state definite sulla base delle migliori stime disponibili, trimestre per trimestre, del fabbisogno economico 2022 dei vari conti di gestione. Per alcuni conti, il fabbisogno economico risulta molto influenzato dall'andamento dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, che nell'anno 2022 hanno registrato un eccezionale *trend* in salita (si veda in merito il Volume 1 della presente *Relazione Annuale*). Ciò ha comportato, ad esempio, che gli oneri previsti in capo al conto A_{SOS} registrassero progressivamente, nel corso del 2022, una riduzione drastica e repentina rispetto ai valori su cui i medesimi oneri si attestavano negli anni precedenti. Un comportamento opposto hanno invece alcuni conti alimentati dai vari elementi della componente tariffaria A_{RIM} , ad esempio quello relativo ai bonus sociali o al regime tariffario speciale di RFI, il cui fabbisogno economico previsto nel corso del 2022 ha registrato un notevole incremento in relazione all'aumento del PUN.

La verifica sulla rispondenza delle risorse messe a disposizione dal Governo nel corso del 2022 rispetto al fabbisogno economico dei diversi conti di gestione del medesimo anno può essere fatta solo a consuntivo. Tale verifica, nel corso del 2022, è stata compiuta in relazione all'anno 2021, caratterizzato anch'esso, in parte, dalle problematiche relative all'aumento delle *commodities* energetiche e da vari interventi del Governo a sostegno degli utenti finali (si veda la *Relazione Annuale 2021*).

In relazione al settore elettrico, nel corso dell'anno 2022, le manovre del Governo hanno riguardato anche il rafforzamento del bonus sociale al fine di compensare le variazioni di spesa trimestrali dei clienti domestici beneficiari, disponendo, tra l'altro, un ampliamento della platea dei medesimi beneficiari. Per tale aspetto, si rimanda al Capitolo 1, paragrafo "Normativa eurounitaria nei settori dell'energia", del presente Volume.

Rendicontazione oneri generali (rapporto 16 maggio 2022, 212/2022/I/com)

Come evidenziato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, gli anni 2020 e 2021 sono stati caratterizzati, in parte, dalle conseguenze della pandemia da Covid-19 (soprattutto il 2020) e in parte dalle prime problematiche relative all'aumento dei prezzi delle *commodities* energetiche (soprattutto la seconda metà del 2021), queste ultime poi prolungatesi per tutto l'anno 2022.

In relazione a dette criticità, nel corso del 2020 e del 2021 il Governo aveva disposto, tra l'altro, misure di sostegno sia degli utenti del settore elettrico che di quelli del settore gas, sia in relazione al contrasto alle conseguenze del Covid-19 che a fronte dell'aumento dei prezzi dell'elettricità e del gas.

Tali disposizioni normative (e le delibere che l'Autorità ha adottato in attuazione delle medesime nel corso dell'anno 2021) sono state oggetto della precedente *Relazione Annuale* (si veda al Capitolo 3, il paragrafo "Oneri generali di sistema per il settore elettrico", e al Capitolo 4, il paragrafo "Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti"). Come ricordato nel precedente paragrafo "Recepimento e attuazione delle manovre adottate dal Governo a sostegno degli utenti elettrici", a tali manovre si sono poi aggiunte quelle relative all'anno 2022.

L'art. 2-*bis* del decreto legge n. 17/2022 ha previsto che l'Autorità provveda a una rendicontazione periodica dell'utilizzo delle risorse messe a disposizione del Governo e destinate al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi dell'energia.

Con il rapporto 16 maggio 2022, 212/2022/I/com (di seguito: Rapporto), l'Autorità ha fornito al Governo e alle competenti Commissioni parlamentari la prima rendicontazione in relazione alle risorse destinate al contenimento dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale, ai sensi dell'art. 2-*bis*, commi 1 e 2, del decreto legge n. 17/2022.

Detta rendicontazione riguarda le disposizioni di legge adottate nel 2020 e nel 2021 per il contrasto agli effetti economici conseguenti alla pandemia da Covid-19 e per quelle manovre di sostegno alle famiglie e alle imprese a fronte dell'aumento sostenuto dei prezzi all'ingrosso di gas naturale e dell'energia elettrica nel secondo trimestre del 2021.

L'art. 2-*bis* del decreto legge n. 17/2022 si riferisce a una serie di manovre che presentano importanti differenze tra loro: per questo motivo nel Rapporto sono state articolate in 4 gruppi, ciascuno dei quali contiene manovre tra loro omogenee, per finalità o per settore:

- il primo gruppo riguardava le manovre per la riduzione delle quote fisse delle tariffe elettriche (misure di contrasto alla pandemia da Covid-19). Questo primo gruppo riguarda non solo gli oneri generali, ma anche le tariffe di rete, relativamente al solo settore elettrico;
- il secondo gruppo riguarda le misure di contrasto alla crisi dei prezzi, che in particolare hanno disposto la riduzione degli oneri generali elettrici;
- il terzo gruppo riguarda le misure di contrasto alla crisi dei prezzi, che in particolare hanno disposto la riduzione degli oneri generali del settore gas;
- il quarto gruppo riguarda le manovre per il rafforzamento del bonus sociale elettrico e del settore gas.

Per quanto riguarda il secondo, il terzo e il quarto gruppo, il Rapporto ha operato un confronto tra l'esigenza di raccolta per ciascuna finalità degli oneri generali di sistema (o dei bonus) e l'utilizzo, per quanto possibile rappresentato secondo una logica di competenza per l'anno 2021.

Da tale confronto, è emerso che:

- in relazione al settore elettrico, le risorse a disposizione per gli oneri generali di competenza del 2021 (gettito utenti e le risorse del bilancio dello Stato) risultano sostanzialmente in linea con le esigenze di raccolta per il medesimo anno;
- per il settore del gas, si evidenzia una situazione di sovradimensionamento delle risorse raccolte (sia dai clienti che con contributo a carico del bilancio dello Stato) per competenza nel 2021 rispetto alle esigenze per il medesimo anno.

Entrambi i settori hanno registrato un avanzo (ossia uno scostamento positivo tra risorse a disposizione e fabbisogno economico) complessivamente pari a 518 milioni di euro (207 per il settore elettrico e 311 per il settore gas). Una buona parte di tale avanzo (240 milioni di euro) è riconducibile a scostamenti positivi in relazione alle manovre di rafforzamento del bonus sociale elettrico e gas. Come evidenziato nel Rapporto, *"tale avanzo discende dal fatto che le stime per la copertura della misura di rafforzamento del bonus per il IV trimestre 2021 sono state compiute a settembre 2021, in una fase in cui il Governo non aveva ancora assunto la decisione di ridurre l'IVA del gas e di dimezzare gli oneri generali per i clienti domestici. Oltre a ciò, a settembre 2021 non era ancora completato il processo di individuazione dei titolari di bonus sulla base delle Dichiarazioni sostitutive uni-*

che e si stimava che l'introduzione del meccanismo automatico del bonus avrebbe comportato un ampliamento della platea dei beneficiari maggiore di quello che si è poi effettivamente manifestato".

L'avanzo registrato nel 2021 è stato utilizzato nel corso del 2022 per il rafforzamento del bonus sociale elettrico e gas del III trimestre del medesimo anno. Infatti, il decreto legge n. 50/2022 ha previsto che tale manovra di rafforzamento del bonus sociale per il III trimestre 2023 era da adottare "nel limite delle risorse disponibili nel bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali per l'anno 2022". L'Autorità si è avvalsa dell'avanzo registrato in relazione al 2021 per definire, pur in assenza di nuove risorse da parte dello Stato, il valore delle "componenti compensative per il bonus sociale integrativo" (CCI) applicabili nel III trimestre 2023, in grado di compensare le variazioni di spesa trimestrali dei clienti domestici beneficiari dei bonus sociali (delibera 295/2022/R/com).

Nel corso del 2022, l'Autorità ha dato attuazione a quanto previsto dall'art. 2-bis, comma 3, del decreto legge n. 17/2022, inviando una comunicazione ai ministeri e alle Commissioni parlamentari competenti in occasione di ogni successivo aggiornamento trimestrale, con l'indicazione delle modalità di ripartizione dei fondi stanziati dalle manovre tra i diversi conti di gestione alimentati dalle componenti degli oneri generali del settore elettrico e gas, ribadendo che una piena consuntivazione dell'utilizzo delle risorse messe a disposizione per il 2022 sarà possibile solo nel corso del 2023 sulla base dei dati di consuntivo.

Oneri nucleari: completamento del quadro regolatorio per le attività di decommissioning

Durante l'anno 2022 è stato completato il quadro regolatorio degli oneri nucleari per il terzo periodo di regolazione (2021-2026).

Si ricorda che nell'anno 2021 era stato definito il nuovo quadro regolatorio per la commessa nucleare in relazione alle attività di *decommissioning*, ossia quelle attività i cui costi rientrano nel perimetro degli oneri nucleari, con l'esclusione delle attività relative al Deposito nazionale – Parco tecnologico (DN-PT). Con la delibera 3 agosto 2021, 348/2021/R/eel, era stato infatti approvato il Testo integrato del *decommissioning* nucleare (TIDECN) ed erano stati definiti i parametri quantitativi per l'applicazione del TIDECN nel primo semi-periodo di regolazione (2021-2023).

Nel 2022 è stata adottata la delibera 29 marzo 2022, 126/2022/R/eel, che ha aggiornato i criteri di separazione contabile per la società Sogin, fissati a partire dall'anno 2008 dalla delibera 30 luglio 2008, ARG/elt 103/08.

La delibera 126/2022/R/eel ha aggiornato i criteri della delibera ARG/elt 103/08 sia in relazione all'evoluzione della regolazione dell'Autorità in merito alla separazione contabile in generale (cfr. TIUC), sia in relazione all'evoluzione della normativa riguardante le attività rientranti nel perimetro degli oneri nucleari, con particolare riferimento alle disposizioni del decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31/2010, che ha affidato a Sogin la realizzazione del DN-PT.

Le linee di intervento seguite dall'Autorità in relazione a tale aggiornamento hanno riguardato:

- la definizione delle attività con le tre attività principali di Sogin (*decommissioning*, DN-PT e altre);

- la definizione dei comparti di ciascuna attività in modo coerente con la classificazione dei costi prevista dal TIDECN e dalla delibera 348/2021/R/eel;
- l'introduzione dell'obbligo di separazione contabile con il dettaglio dei comparti anche per le poste patrimoniali;
- l'obbligo di contabilizzare gli utili delle società controllate e collegate secondo il criterio del patrimonio netto;
- il rafforzamento del concetto che, per la redazione dei conti separati, tutte le poste patrimoniali ed economiche che consentano un'attribuzione completa ed esclusiva a un'unica attività e comparto devono essere a essi direttamente attribuiti, senza passare per settori contabili intermedi;
- la definizione della sequenza corretta di attribuzione dei costi in caso di uso dei *driver*;
- la previsione che l'obbligo di redazione dei conti annuali separati sulla base dei valori riportati nel bilancio consolidato da parte di Sogin può essere assolto tramite la predisposizione e l'invio dei conti annuali separati da parte delle società controllate;
- il miglioramento del calcolo del Capitale investito netto (CIN), da utilizzarsi ai fini di cui al comma 8.7 del TIDECN, prevedendo che tale calcolo debba tenere conto di tutte le voci patrimoniali attive e passive attribuite alle attività di *decommissioning*.

Le disposizioni della delibera 126/2022/R/eel si applicano a partire dall'anno 2021. Per tale primo anno di applicazione sono previste alcune semplificazioni.

L'Autorità ha altresì ritenuto opportuno che la determinazione a consuntivo degli oneri nucleari per le attività di *decommissioning* sia compiuta sulla base di dati di costo di tali attività già definitivamente perimetrati come previsto dalla disciplina di separazione contabile. Con la delibera 22 febbraio 2022, 64/2022/R/eel, pertanto, l'Autorità ha modificato il TIDECN, prevedendo che, ogni anno:

- Sogin trametta all'Autorità un consuntivo preliminare, limitatamente ai dati di dettaglio relativi all'avanzamento fisico delle attività di *decommissioning* delle centrali e degli impianti, alle attività afferenti alla sicurezza nucleare e alla radioprotezione e alle attività di comunicazione istituzionale, entro il 28 febbraio (in anticipo, pertanto, rispetto alla redazione del bilancio civilistico e dei conti annuali separati);
- Sogin trasmetta all'Autorità i dati di consuntivo definitivi, al fine del riconoscimento dei costi, unitamente all'invio dei conti annuali separati; sulla base di tali dati di consuntivo l'Autorità determina gli oneri nucleari per le attività di *decommissioning*.

Va ricordato che l'art. 1, commi 20, 21 e 22, della legge di bilancio 2023 dispone che, a partire dal 2023, gli oneri nucleari non sono più a carico delle utenze elettriche, bensì direttamente del bilancio dello Stato, lasciando invariati i poteri dell'Autorità in termini di determinazione degli oneri nucleari sulla base di criteri di efficienza economica.

Oneri nucleari: istruttoria per il riconoscimento degli oneri relativi alle attività svolte da Sogin in relazione al Deposito nazionale – Parco tecnologico per il periodo 2010-2020

Come già ricordato, il decreto legislativo n. 31/2010 ha previsto che Sogin è il soggetto responsabile degli impianti nucleari a fine vita, del mantenimento in sicurezza degli stessi, nonché della realizzazione e dell'esercizio del Deposito nazionale e del Parco tecnologico (DN-PT), quindi anche del trattamento e dello smaltimento dei rifiuti radioattivi.

Come precisa l'art. 1, comma 2, lettera e), del decreto legislativo n. 31/2010, il Deposito nazionale è "destinato allo smaltimento a titolo definitivo dei rifiuti radioattivi a bassa e media attività, derivanti da attività industriali, di ricerca e medico-sanitarie e dalla pregressa gestione di impianti nucleari, e all'immagazzinamento, a titolo provvisorio di lunga durata, dei rifiuti ad alta attività e del combustibile irraggiato provenienti dalla pregressa gestione di impianti nucleari".

Pertanto, confluiranno nel Deposito nazionale sia i rifiuti connessi allo smantellamento delle centrali e impianti elettronucleari (i cui costi costituiscono gli oneri nucleari individuati dal decreto interministeriale 26 gennaio 2000), sia altri rifiuti radioattivi, estranei a tali centrali e impianti elettronucleari. I costi del DN-PT, quindi, per la parte di competenza attribuibile ai rifiuti radioattivi connessi allo smantellamento, rientrano nel perimetro degli oneri nucleari, e come tali sono soggetti alle disposizioni del decreto interministeriale 26 gennaio 2000, che prevede che l'Autorità determina gli oneri nucleari "tenendo conto di criteri di efficienza economica nello svolgimento delle attività previste".

La legge 24 marzo 2012, n. 27 ha previsto che le disponibilità finanziarie correlate all'elemento A_{2RIM} della componente tariffaria A_{RIM} sono impiegate per il finanziamento della realizzazione e gestione del DN-PT limitatamente alle attività funzionali alla commessa nucleare, mentre per le restanti attività sono impiegate a titolo di acconto e recuperate attraverso le entrate derivanti dal corrispettivo per l'utilizzo delle strutture del medesimo DN-PT. Tale disposizione ha validità anche a seguito della "fiscalizzazione" degli oneri nucleari disposta dalla legge di bilancio 2023.

Come già ricordato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, per quanto riguarda l'iter di localizzazione e realizzazione del Deposito nazionale e del Parco tecnologico (DN-PT), in data 5 gennaio 2021 la Sogin, acquisito il 30 dicembre 2020 il previsto nulla osta da parte dei ministeri competenti, ha pubblicato la Carta nazionale delle aree potenzialmente idonee (CNAPI), e ne ha informato l'Autorità in data 7 gennaio 2021.

Ciò ha consentito all'Autorità di avviare un'istruttoria ai fini del riconoscimento dei costi sostenuti da Sogin fino al 31 dicembre 2020 per il Deposito nazionale e il Parco tecnologico (cfr. delibera 19 gennaio 2021, 12/2021/R/eel).

L'istruttoria è stata condotta in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, nel quadro di collaborazione definito dal Protocollo d'intesa di cui alla delibera 15 dicembre 2005, 273/05, e ha compreso la predisposizione di un sistema di *reporting ad hoc*, una verifica ispettiva presso la sede di Sogin (si veda in merito anche il Capitolo 11 del Volume 2 della *Relazione Annuale 2021*) e numerose richieste istruttorie, la cui complessità ha reso necessario il rinvio del termine dell'istruttoria (da ultimo con la delibera 29 marzo 2022, 127/2022/R/eel, in relazione alla richiesta istruttoria sui costi del personale).

Sogin ha fornito risposta a tutte le richieste istruttorie e il responsabile del procedimento, con il supporto della Direzione *accountability* e *enforcement* dell'Autorità, ha predisposto la comunicazione delle risultanze istruttorie ai sensi dell'art. 16 del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244, tenendo conto anche di ultime comunicazioni di Sogin in relazione a un procedimento avviato dall'Autorità nazionale anticorruzione, che hanno richiesto di condurre alcuni approfondimenti e valutazioni prima di procedere all'invio a Sogin della comunicazione delle risultanze istruttorie.

Il termine dell'istruttoria è stato ulteriormente prorogato a seguito del commissariamento di Sogin (per effetto dell'art. 34 del decreto legge 21 giugno 2022, n. 73), in modo da permettere all'organo commissariale di disporre di un tempo congruo per esaminare le risultanze istruttorie. La decisione finale, che ha tenuto conto delle osservazioni formulate dall'organo commissariale, è stata adottata con la delibera 25 ottobre 2022, 529/2022/R/eel, che ha comportato un riconoscimento di costi pregressi (anni 2010-2020) per le attività finalizzate alla localizzazione del DN-PT per 30,8 milioni di euro, a fronte di costi rendicontati per 42,9 milioni di euro (al netto dei ricavi).

Inoltre, con la delibera 529/2022/R/eel è stata definita, secondo criteri di efficienza economica, la regolazione delle ulteriori attività svolte da Sogin relative al Deposito nazionale e al Parco tecnologico, come di seguito illustrato in dettaglio.

Oneri nucleari: definizione del quadro regolatorio del DN-PT per gli anni successivi al 2020

Le attività per la realizzazione del DN-PT, benché i relativi costi rientrino in quota parte nel perimetro degli oneri nucleari, hanno caratteristiche peculiari molto diverse da quelle delle attività di *decommissioning* della commessa nucleare.

La delibera 348/2021/R/eel, che ha definito il TIDECN, ha, pertanto, previsto che tali attività sarebbero state oggetto di uno specifico provvedimento separato.

Con la delibera 529/2022/R/eel l'Autorità ha anche definito i criteri per il riconoscimento dei costi per le attività di localizzazione e autorizzazione del DN-PT (cfr. allegato B alla delibera) fino all'approvazione dell'autorizzazione unica prevista dal decreto legislativo n. 31/2010 (art. 27, comma 16).

Le attività del DN-PT, infatti, possono essere distinte in diverse fasi, sulla base dell'iter previsto dal decreto legislativo n. 31/2010, e, in particolare:

- attività propedeutiche per la definizione della CNAPI (fino alla pubblicazione della stessa), comprese le attività per il progetto preliminare di cui all'art. 27, comma 1, del decreto legislativo n. 31/2010;
- attività per la definizione della Carta nazionale delle aree idonee (CNAI) di cui all'art. 27, comma 5, del decreto legislativo n. 31/2010, l'individuazione del sito idoneo per il Deposito nazionale e per il Parco tecnologico e relativo iter autorizzativo (fino all'emissione del decreto di autorizzazione unica);
- attività di realizzazione del Deposito nazionale e del Parco tecnologico;
- attività di esercizio del Deposito nazionale e del Parco tecnologico;
- attività di chiusura del Deposito nazionale e del Parco tecnologico;
- attività del cosiddetto controllo istituzionale (periodo di monitoraggio e sorveglianza radiologica del sito dopo la sua chiusura) differenziate per tipologia e caratteristiche.

Tali attività sono quindi molti differenziate per tipologia e caratteristiche, e quindi richiedono criteri di riconoscimento specifici.

I costi sostenuti dalla Sogin negli anni 2010-2020 (e riconosciuti con la delibera 529/2022/R/eel) fanno riferimento per lo più alla prima fase, caratterizzata da attività di indagini territoriali, sia attraverso ricerche documentali che rilievi, di progettazione e di comunicazione.

L'allegato B alla delibera 529/2022/R/eel definisce i criteri di riconoscimento delle attività per il DN-PT dal 1° gennaio 2021 fino all'ottenimento dell'autorizzazione unica di cui all'art. 27, comma 16, del decreto legislativo n. 31/2010.

Detti criteri si basano sui seguenti principi:

- distinzione tra costi riconoscibili afferenti alla commessa nucleare e costi riconoscibili non afferenti alla commessa nucleare. Questi ultimi sono finanziati a titolo di acconto, finanziamento che comporta anche il riconoscimento di interessi da riconoscere all'utente elettrico (e al bilancio dello Stato a partire dal 2023);
- ai fini della distinzione di cui al precedente punto, la ripartizione dei costi tra afferenti e non afferenti alla commessa nucleare, sulla base di criteri di dimensionamento del deposito e del diverso grado di radioattività, secondo la classificazione prevista dalla normativa vigente, proposti da Sogin previa verifica con ISIN;
- la definizione di un piano di attività pluriennale che, analogamente a quanto previsto dal TIDECN per le attività di *decommissioning*, è utilizzato dall'Autorità quale preventivo di riferimento per tutto il periodo, fino all'ottenimento dell'autorizzazione unica;
- l'individuazione delle fasi nel suddetto piano, le relative date a consuntivo/previste di inizio/fine, gli obiettivi finali di ciascuna fase, sulla base dell'iter di localizzazione e autorizzazione previste dal decreto legislativo n. 31/2010, e le relative attività;
- nell'ambito del piano di attività pluriennale di cui al precedente punto, la definizione di un piano di comunicazione previo nulla osta da parte di ISIN, nel quadro della vigilanza di cui all'art. 26, comma 2, del decreto legislativo n. 31/2010;
- nell'ambito del piano di attività pluriennale di cui al precedente punto, il riferimento all'iter di autorizzazione previsto dal decreto legislativo n. 31/2010, nonché alle guide tecniche definite da ISIN;
- il rispetto di tutte le norme applicabili a Sogin (con particolare riferimento al codice degli appalti);
- il rispetto del preventivo di riferimento.

La delibera 529/2022/R/eel non ha ricevuto osservazioni da parte dei ministeri competenti.

Oneri in capo al conto A_{SOS}

Gli oneri posti in capo al conto alimentato dalla componente A_{SOS} di competenza dell'anno 2022, come già evidenziato, hanno risentito del *trend* in crescita del PUN registrato per tutto l'anno, risultando drasticamente inferiori a quelli del 2021 (il quale, peraltro, aveva già registrato una diminuzione significativa, rispetto agli anni precedenti, per effetto dell'aumento del PUN nella seconda metà dell'anno), come evidenziato nella tavola 3.3.

La riduzione del PUN ha infatti un effetto positivo sugli oneri in capo al conto A_{SOS} di competenza del medesimo anno, sia perché si incrementano i ricavi di vendita dell'energia agevolata, sia per il fatto che alcuni tipi di agevolazione diminuiscono all'aumentare del PUN. Ha un impatto positivo, in prospettiva, anche per l'anno successivo, soprattutto in relazione al meccanismo di aggiornamento degli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi.

TAV. 3.3 Dettaglio degli oneri in capo al conto A_{SOS} in milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2021		2022	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
Ritiro certificati verdi	4	0,04%	28	0,42%
Conversione CV in incentivi	3.073	28,76%	1.001	15,16%
Fotovoltaico	5.865	54,89%	5.906	89,46%
Ritiro dedicato	11	0,10%	-	0,00%
Tariffa omnicomprensiva	1.225	11,47%	-231	-3,50%
Scambio sul posto	90	0,84%	79	1,20%
FER incentivi amministrati	306	2,86%	-237	-3,58%
Autoconsumo e comunità energetiche	-	0,00%	0,01	0,00%
Altro	1	0,01%	3	0,04%
Totale rinnovabili	10.575	98,97%	6.549	99,20%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP 6	36	0,34%	-	0,00%
Oneri CO ₂ assimilate	74	0,69%	53	0,80%
Copertura certificati verdi assimilate	-	0,00%	-	0,00%
Risoluzione CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
Totale assimilate	110	1,03%	53	0,80%
TOTALE ONERI A_{SOS}	10.685	100%	6.602	100%

Fonte: ARERA.

Per tutto l'anno 2022 gli oneri del conto A_{SOS} sono stati finanziati dalle risorse stanziati dal Governo nell'ambito delle manovre sopra richiamate. In totale, risultano stanziati, per l'anno 2022, 6.126 milioni di euro per il conto A_{SOS} .

Come si può notare dal confronto con i dati della tavola 3.3, tali risorse non hanno coperto tutto il fabbisogno economico del conto A_{SOS} nel medesimo anno 2022. Tuttavia, per effetto dello scostamento tra fabbisogno economico e sua manifestazione finanziaria, particolarmente significativo per l'anno 2022, anche per effetto dell'incremento del PUN, alla fine del medesimo anno la liquidità del conto A_{SOS} è risultata più che buona.

I valori negativi riportati nella tavola 3.3 per tipologia di agevolazione corrispondono a incentivi di tipo *feed in tariff* o *feed in premium* variabili a due vie, in quanto i prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica sono risultati superiori rispetto agli incentivi (tali strumenti incentivanti, infatti, prevedono un ricavo costante per i produttori, indipendentemente dai prezzi di mercato all'ingrosso dell'energia elettrica).

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica

Come già evidenziato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, il decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, adottato in attuazione dell'art. 19, comma 3, della legge 20 novembre 2017, n. 167, acquisiti i pareri dell'Autorità e delle competenti Commissioni parlamentari, ha definito la disciplina delle agevolazioni per

le imprese a forte consumo di energia (anche dette imprese energivore) in conformità con la decisione della Commissione europea C(2017) 3406.

L'Autorità ha dato attuazione alla suddetta disciplina con la delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel, integrata con successive delibere, con cui sono date disposizioni a CSEA sia per la gestione delle attività di raccolta dei dati che per la predisposizione degli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica.

Nel corso del 2022, in coerenza con le delibere adottate che hanno previsto l'annullamento per tutti gli utenti elettrici delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} , l'Autorità ha dato mandato alla Cassa di procedere, in via eccezionale per l'anno 2022, alle opportune modifiche alle "procedure energivori" in merito all'esazione degli importi da versare in acconto e a saldo da parte delle imprese energivore aventi classe di agevolazione VAL.x. In particolare, per ogni trimestre di annullamento degli oneri generali, l'Autorità ha provveduto a decurtare progressivamente le rate di versamento del livello minimo di contribuzione previsto in capo a tali imprese energivore. Dal momento che l'annullamento degli oneri generali è stato applicato in tutti e quattro i trimestri del 2022, le agevolazioni per imprese energivore sono di fatto annullate e il contributo minimo da versare risulta nullo.

Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete

Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei

Codici di rete e *guidelines* per il mercato elettrico

I regolamenti sono provvedimenti normativi di carattere tecnico, funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Informalmente, essi possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete. L'elenco completo è riportato nella tavola 3.4.

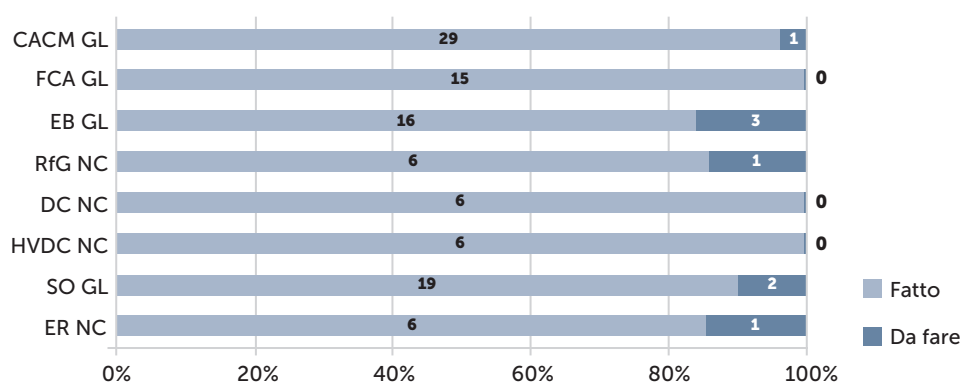
TAV. 3.4 Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019

	REGOLAMENTO	ABBREVIAZIONE (ACRONIMO)	ENTRATA IN VIGORE
Codici di mercato	Regolamento (UE) 1222/2015	<i>Capacity allocation and congestion management guideline</i> (CACM GL)	15 agosto 2015
	Regolamento (UE) 1719/2016	<i>Forward capacity allocation guideline</i> (FCA GL)	17 ottobre 2016
	Regolamento (UE) 2195/2017	<i>Electricity balancing guideline</i> (EB GL)	18 dicembre 2017
Codici di connessione	Regolamento (UE) 631/2016	<i>Requirements for generators network code</i> (RfG NC)	17 maggio 2016
	Regolamento (UE) 1388/2016	<i>Demand connection network code</i> (DCC NC)	7 settembre 2017
	Regolamento (UE) 1447/2016	<i>High voltage direct current network code</i> (HVDC NC)	28 settembre 2016
Codici di gestione della rete	Regolamento (UE) 1485/2017	<i>System operation guideline</i> (SO GL)	14 settembre 2017
	Regolamento (UE) 2196/2017	<i>Emergency and restoration network code</i> (ER NC)	18 dicembre 2017

I regolamenti si distinguono in codici di rete (NC) e linee guida (GL): i primi identificano delle regole direttamente implementabili da tutti i paesi dell'Unione, mentre le seconde forniscono indicazioni di massima in base alle quali devono essere elaborate una serie di disposizioni attuative, denominate *Terms and Conditions* o *Methodologies* (in italiano ci si riferisce ad esse con il generico termine "metodologie"). La pubblicazione dei regolamenti non esaurisce, quindi, l'attività di sviluppo e pubblicazione di normativa secondaria; al contrario, ogni regolamento nella forma di linea guida prevede, al suo interno, l'elaborazione a cura dei *Transmission System Operator* (TSO) e/o dei *Nominated Electricity Market Operator* (NEMO) di regole specifiche (appunto, le metodologie) che le autorità di regolazione di ciascuno stato membro dell'Unione europea o ACER sono chiamate a valutare e approvare; lo sviluppo di metodologie può essere altresì previsto nell'ambito dei codici di rete, seppure in misura minore, e limitatamente ad aspetti di dettaglio o per la specificazione a livello nazionale di determinati parametri.

Il processo di elaborazione delle metodologie è stato avviato nel 2015 in riferimento al regolamento CACM GL per poi essere esteso fra il 2016 e il 2017 a tutte le altre linee guida e codici di rete. La figura 3.1 riassume lo stato di implementazione a fine 2022. L'implementazione dei regolamenti FCA GL, DC NC e HVDC NC è ormai conclusa, mentre rimangono ancora da completare alcune metodologie lato CACM GL, SO GL e EB GL (per le quali si vedano i paragrafi specifici nel seguito) e da definire a livello nazionale la metodologia con i criteri dell'analisi costi e benefici per il *retrofitting* degli impianti di generazione esistenti ai sensi di RfG NC (che verrà sviluppata solamente nel momento in cui l'Autorità intenderà effettivamente valutare misure in tal senso) e la metodologia per l'esecuzione dei test con riferimento a ER NC (per la quale si attende da parte di Terna l'aggiornamento delle disposizioni del codice di rete).

FIG. 3.1 Stato di implementazione dei regolamenti europei al 31 dicembre 2022



Fonte: ARERA.

L'ambito geografico di adozione delle metodologie è piuttosto variegato: alcuni documenti hanno valenza paneuropea, mentre altri coinvolgono un perimetro regionale ristretto o il solo perimetro nazionale. Le metodologie a valenza paneuropea sono approvate direttamente da ACER previo parere positivo espresso dal BOR con maggioranza qualificata dei 2/3: è quindi possibile adottare metodologie anche in presenza di opinioni contrarie di un ristretto gruppo di regolatori.

Le metodologie con valenza regionale sono approvate dalle competenti autorità di regolazione. A tal proposito i regolamenti CACM GL e FCA GL fanno riferimento alle cosiddette Regioni per il calcolo della capacità (*Capacity Calculation Regions* – CCR), ognuna rappresentante un insieme di confini fra zone di mercato per le quali è opportuno attuare un calcolo coordinato della capacità di trasporto. L'Italia fa parte della CCR *Italy North*, che

include le frontiere con Francia, Slovenia e Austria; e della CCR *Greece-Italy*, che include la frontiera con la Grecia e le frontiere fra le zone interne al territorio nazionale; l'Italia è altresì attenta agli sviluppi delle metodologie che riguardano la CCR *Core* (che include l'Europa Centrale, dalla Francia fino alla Romania) in quanto, a tendere, il regolamento CACM GL prevede la fusione della CCR *Italy North* con la CCR *Core*. Con riferimento alle CCR di competenza di Arera, dal 2017 sono attive piattaforme di cooperazione regionale (rispettivamente INERRF – *Italy North Energy Regulators' Regional Forum* e GIERRF – *Greece-Italy Energy Regulators' Regional Forum*) nell'ambito delle quali sono assunte le decisioni in merito alle metodologie relative a queste regioni. Il regolamento SO GL prevede alcune metodologie riferite alle CCR (che sono quindi valutate nell'ambito dei forum regionali INERRF e GIERRF), mentre altre metodologie sono proprie di ciascuna area sincrona, ossia della porzione della rete europea che condivide la stessa frequenza. A tal proposito, l'Italia è inclusa nell'area sincrona *Continental Europe*: per questo perimetro non è prevista una piattaforma di cooperazione *ad hoc*, ma di volta in volta si attivano specifiche forme di coordinamento fra le autorità di regolazione. Infine, il regolamento EB GL opera con geometria fortemente variabile a seconda delle metodologie coinvolte: si passa da perimetri che includono i soli stati membri che intendono utilizzare un dato prodotto di bilanciamento, a perimetri coincidenti con le CCR, a perimetri che tengono conto di accordi per lo scambio di risorse specifiche, fino a perimetri coincidenti alle aree sincrone. Anche in questo caso la modalità di cooperazione (al netto delle CCR per cui si utilizzano i forum regionali) è definita di volta in volta dalle autorità di regolazione coinvolte senza il ricorso ad alcuna piattaforma di cooperazione specifica.

A livello regionale è richiesta l'unanimità dei soggetti coinvolti. Le decisioni possibili consistono nell'approvazione della proposta così come inviata dai TSO o dai NEMO, in una sua modifica diretta a cura delle autorità di regolazione oppure nell'invio ai TSO e ai NEMO di una richiesta di emendamenti. Nei primi due casi ciascuna autorità di regolazione nazionale recepisce nel proprio ordinamento nazionale la proposta (eventualmente con le modifiche concordate a livello regionale con le altre autorità coinvolte), mentre nel terzo caso istruisce conseguentemente i rispettivi TSO e/o NEMO (rispettivamente Terna e GME, nel caso italiano). In mancanza di unanimità, la proposta di metodologia è trasferita ad ACER che adotta una decisione previo parere positivo del BOR a maggioranza qualificata dei 2/3: ciò consente di superare a livello di Agenzia eventuali blocchi o veti da parte di alcune autorità di regolazione a livello regionale.

Codici di mercato

Nel corso del 2022 l'implementazione dei codici di mercato si è focalizzata sul mantenimento e il miglioramento delle metodologie adottate negli anni precedenti.

Forward capacity allocation (FCA GL)

Il regolamento FCA GL descrive i requisiti e i criteri per l'emissione e l'allocatione dei diritti di trasmissione di lungo termine (orizzonte temporale al più annuale) fra le zone di mercato interne all'Unione europea. Per l'Italia il regolamento in questione trova applicazione sulle frontiere con la Francia, l'Austria, la Slovenia e la Grecia; disposizioni analoghe a quelle previste dal regolamento FCA GL sono altresì in vigore sulla frontiera con la Svizzera in esito ad accordi bilaterali. Per le zone interne al territorio nazionale, invece, l'Autorità continua a basarsi sui prodotti di copertura ad oggi in vigore (CCC), in coerenza con la decisione assunta ai sensi dell'art. 30 del regolamento FCA GL nel 2017 e confermata nel corso del 2021.

Il processo di implementazione del regolamento FCA GL si è concluso sia a livello nazionale, sia a livello regionale e paneuropeo, tuttavia proseguono le attività di manutenzione e miglioramento delle relative metodologie per rendere i testi più adeguati a soddisfare eventuali nuove esigenze da parte del sistema. In particolare nel 2022 si sono rese necessarie modifiche alla metodologia per la *Single Allocation Platform* (decisione ACER n. 9/2022) e la ripartizione delle rendite di congestione (decisione ACER n. 10/2022) per includere fra i destinatari del provvedimento anche il TSO finlandese che inizierà ad allocare diritti di trasmissione di lungo termine sui propri confini in coerenza con quanto richiesto dalla propria autorità di regolazione nazionale.

Inoltre, il 2022 ha visto l'avvio di una discussione prospettica in merito alla possibilità, esplorata dai TSO della CCR Core, di prevedere un'allocazione congiunta dei diritti di trasmissione di lungo termine con un approccio *flow based* concettualmente analogo a quello previsto per la capacità giornaliera, al posto delle attuali aste esplicite separate per ciascun confine. L'adozione di un approccio *flow based* richiede tuttavia alcune modifiche alle metodologie relative al funzionamento della *Single Allocation Platform*, alla ripartizione delle rendite di congestione e alla ripartizione dei costi per la remunerazione dei diritti di trasmissione: i TSO hanno inviato tali modifiche ad ACER nel secondo semestre del 2022 e la relativa decisione da parte dell'Agenzia è prevista nel corso del 2023.

Infine, nel corso del 2022, ACER, in cooperazione con le autorità di regolazione nazionali, ha contribuito al dibattito, relativo allo sviluppo prospettico dei mercati elettrici a termine, nell'ambito di un'ampia riflessione lanciata dalla Commissione europea nel 2021 con la "*Toolbox communication*"¹, pubblicata a seguito della crescita dei prezzi dell'energia.

In tale ottica, ACER ha pubblicato, ad aprile 2022, le proprie valutazioni in merito al disegno del mercato elettrico in Europa², evidenziando l'opportunità di approfondire le problematiche emerse nell'ambito dei mercati a termine, con particolare attenzione agli strumenti di copertura. A tale analisi ha fatto seguito una consultazione pubblica (congiunta ACER e CEER) nell'ottica di approfondire la riflessione in merito all'opportunità di apportare degli emendamenti al regolamento FCA GL. La consultazione si è conclusa con la pubblicazione di un *policy paper*³ a cura di ACER nel quale sono identificate una serie di problematiche del mercato elettrico a termine, inteso quale l'insieme dell'allocazione dei diritti di trasmissione (*Long Term Transmission Rights – LTTR*) e della compravendita di energia, che attualmente impedirebbero la realizzazione di un mercato integrato, efficace ed efficiente, e nel quale sono proposti una serie di possibili miglioramenti per promuovere lo sviluppo di un mercato a termine che offra strumenti di copertura nelle varie zone d'offerta, sui vari orizzonti temporali e a prezzi competitivi, pur riconoscendo che alcune problematiche generali – come ad esempio le piattaforme di negoziazione di prodotti finanziari – non ricadono necessariamente nell'ambito di intervento dell'Agenzia e/o delle autorità di regolazione nazionali.

Capacity allocation and congestion management (CACM)

Il regolamento CACM GL definisce le modalità di attuazione del *market coupling* a livello europeo sugli orizzonti temporali giornaliero (con allocazione della capacità tramite aste implicite nell'ambito del cosiddetto *Single Day Ahead Coupling – SDAC*) e infragiornaliero (con allocazione della capacità tramite negoziazione continua nel

1 *Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support*, Commissione europea, 13 ottobre 2021.

2 *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*, aprile 2022.

3 *ACER policy paper on the further development of the eu electricity forward market*, febbraio 2023.

cosiddetto *Single Intra Day Coupling* – SIDC, corredata da specifici meccanismi di valorizzazione della capacità e aste implicite a livello regionale a carattere volontario).

L'Italia partecipa allo SDAC da febbraio 2015 sulle frontiere con la Francia, l'Austria e la Slovenia (in quest'ultimo caso il *coupling* volontario è attivo dal 2011). Da dicembre 2020 è attivo anche il *coupling* con la Grecia, ultimo tassello per la completa integrazione del sistema elettrico nazionale nel *day-ahead* europeo, mentre nel corso del 2021 sono stati completati gli ultimi due tasselli mancanti a livello europeo, ossia l'attuazione del *coupling* sulla frontiera Grecia-Bulgaria (maggio 2021) e l'accoppiamento dei progetti 4M MC, comprendente le frontiere tra Romania, Ungheria, Repubblica Ceca e Slovacchia, e MRC, comprendente le altre frontiere europee e a cui partecipa l'Italia (giugno 2021).

A partire dal 21 settembre 2021, l'Italia si è unita al SIDC nella cosiddetta *third wave* con l'introduzione dell'allocatione continua infragiornaliera sulle frontiere con Francia, Austria e Slovenia e fra le zone interne al territorio nazionale, complementata da aste implicite attive anche sul confine con la Grecia, mentre da dicembre 2022 il SIDC è attivo anche sulla frontiera con la Grecia.

Dal punto di vista delle metodologie previste dal regolamento CACM GL, il processo di implementazione può dirsi concluso, fatta salva la metodologia per l'armonizzazione del calcolo della capacità, inizialmente prevista per fine 2020, ma posticipata per monitorare l'implementazione delle metodologie regionali, alcune delle quali non ancora pienamente attive.

Come già per il regolamento FCA GL, anche per il regolamento CACM GL proseguono a livello europeo le discussioni sull'aggiornamento delle metodologie in essere. Nel corso del 2022, tuttavia, non sono state approvate modifiche in tal senso. Il 2022, infatti, avrebbe dovuto vedere l'avvio da parte della Commissione europea della metodologia, detta di comitologia, per la revisione del regolamento CACM a partire dalla raccomandazione effettuata da ACER a fine 2021. A causa della crisi energetica e della revisione delle priorità in capo alla Commissione europea i lavori sono sospesi e rinviati a data da destinarsi.

A livello regionale, invece, il 2022 ha visto il consolidarsi dell'utilizzo delle metodologie per il calcolo della capacità sugli orizzonti temporali giornaliero e infragiornaliero per le CCR *Italy North* e GRIT, nella versione approvata per entrambe le regioni nel corso del 2020 e implementata nel secondo semestre del 2021.

Regolamento Balancing (EB GL)

Il regolamento (UE) 2195/2017 stabilisce le modalità di implementazione del mercato di bilanciamento europeo, per quanto riguarda gli scambi di capacità ed energia di bilanciamento, nonché i criteri di armonizzazione in materia di *settlement* tra TSO e di valorizzazione degli sbilanciamenti.

A partire da gennaio 2021, l'Italia partecipa attivamente e con successo alla piattaforma europea di scambio di energia di bilanciamento da *Replacement Reserve*, sviluppata nell'ambito del progetto TERRE, congiuntamente a tutti gli altri TSO europei che fanno uso di questa tipologia di riserva, mentre risultava già operativa dal 2020 la partecipazione alla piattaforma di *Imbalance Netting*, per la compensazione degli sbilanciamenti tra sistemi adiacenti.

Il processo di implementazione del regolamento *Balancing* è pressoché concluso, come mostrato in figura 3.1, ma nel 2022 sono proseguiti i lavori per lo sviluppo e la futura approvazione delle metodologie mancanti (la metodologia paneuropea per l'armonizzazione dei metodi di allocazione della capacità transfrontaliera per lo scambio di capacità di bilanciamento o la condivisione di riserve e le due metodologie regionali, *Italy North* e *Greece-Italy*, per il calcolo della capacità nell'orizzonte temporale del bilanciamento), nonché per l'aggiornamento e il miglioramento di metodologie già approvate negli anni passati. In particolare, nel 2022 sono stati emendati la metodologia per il *pricing* dell'energia di bilanciamento (decisione ACER n. 3/2022), modificando temporaneamente il limite tecnico massimo, e i quadri di implementazione per le piattaforme mFRR, aFRR e IN (decisioni ACER n. 14/2022, n. 15/2022, n. 16/2022, rispettivamente), per definire i soggetti responsabili dell'esercizio della piattaforma e adeguare il contesto a una soluzione con entità multiple. Nel 2022 sono inoltre proseguiti i lavori nel gruppo regionale afferente ai sistemi che utilizzano la *Replacement Reserve* per emendare il quadro di implementazione della piattaforma RR, per adeguarlo alle evoluzioni algoritmiche e favorire una maggiore trasparenza verso gli *stakeholder*.

Codici di gestione delle reti

I regolamenti sulla gestione delle reti stabiliscono disposizioni in merito all'esercizio della rete di trasmissione negli stati di funzionamento normale e di allerta (SO GL) e in condizioni di emergenza e ripristino del sistema elettrico (ER NC).

Per quanto attiene al regolamento SO GL, il processo di implementazione prevede ancora l'approvazione di due metodologie a livello di area sincrona Europa continentale: trattasi della quantificazione del valore minimo di inerzia da assicurare nel sistema (metodologia obbligatoria solamente qualora le valutazioni sulla prestazioni dinamiche del sistema elettrico evidenzino problemi in tal senso) e della definizione del tempo minimo di consegna della riserva primaria in condizioni di allerta per le risorse ad energia limitata (metodologia inviata a ottobre 2021, discussa da parte delle autorità di regolazione nel corso del 2022 con richiesta di emendamenti concordata a dicembre e ratificata da ARERA con la delibera 20 dicembre 2022, 707/2022/R/eel).

Il regolamento ER NC, in quanto codice di rete, fa, invece, limitato ricorso a termini e condizioni e metodologie sottoposte al vaglio delle autorità di regolazione. L'intervento del regolatore è, quindi, limitato all'implementazione nazionale, attuata in Italia tramite modifiche al codice di rete di Terna che l'Autorità ha approvato a fine 2019 con riferimento ai piani di difesa e riaccensione del sistema elettrico e tramite ulteriori provvedimenti attuativi su *settlement* in condizioni di emergenza adottati nel corso del 2020. In particolare, i piani di difesa e riaccensione del sistema elettrico impongono obblighi di pubblico servizio in capo a una pluralità di impianti di produzione: per venire incontro ai costi sostenuti da questi impianti e in ottica di preservarne la concorrenzialità rispetto ad altri impianti non inclusi nei suddetti piani, l'Autorità ha previsto appositi meccanismi premiali adottati nel 2020 con riferimento al piano di riaccensione e nel 2021 con riferimento al piano di difesa. Entrambi questi meccanismi hanno cessato i loro effetti nel corso del 2022: sono attualmente in corso da parte di Terna le verifiche sull'effettivo completamento degli adeguamenti richiesti i cui esiti saranno condivisi con l'Autorità nel corso del 2023.

Codici di connessione

I codici di connessione definiscono i requisiti che devono soddisfare i vari utenti connessi al sistema elettrico, dai generatori (RFG NC), ai fornitori di servizi di *demand response* (DCC NC), agli operatori che esercitano collegamenti in corrente continua (HVDC NC). L'implementazione di tali codici avviene a livello nazionale senza richiedere alcuna forma di coordinamento a livello europeo: per maggiori dettagli in merito si rinvia al precedente paragrafo "Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti". Si segnala, tuttavia, che a fine 2021 ACER ha avviato il processo di revisione dei codici RFG e DCC con l'intento di risolvere criticità che sono emerse durante l'implementazione e di tenere conto delle evoluzioni tecnologiche (mobilità elettrica, accumuli) e regolatorie (comunità energetiche) occorse nel frattempo: nel corso del 2022 è stato dapprima consultato un *policy paper* finalizzato a identificare le tematiche che necessitassero una revisione e successivamente sono state raccolte le proposte puntuali di modifica da parte dei gestori di rete, delle associazioni e dei costruttori di dispositivi. Le attività proseguiranno per tutto il 2023 con la pubblicazione, entro dicembre, da parte di ACER, di una proposta finale di revisione dei regolamenti da sottoporre all'attenzione della Commissione.

Regolamento 943/2019

Il regolamento 943/2019, facente parte del più globale *Clean Energy Package*, ha rivisto significativamente i principi cardine del mercato elettrico, prevedendo, in particolare:

- un livello minimo di capacità del 70% fra le zone di mercato da offrire sui mercati;
- nuovi criteri per la revisione delle zone di mercato con il lancio di una revisione paneuropea;
- specifiche regole per l'adeguatezza del sistema con la redazione di specifiche metodologie a cura dei TSO;
- il rafforzamento della cooperazione fra i TSO con la creazione dei *Regional Coordination Centre* (RCC) al posto dei *Regional Security Coordinator* (RSC) introdotti con il regolamento SO GL;
- nuovi criteri per l'utilizzo da parte dei TSO delle rendite di congestione raccolte sui confini fra le zone di mercato;
- un mandato alla Commissione per la definizione di nuovi codici di rete in riferimento a varie aree, tra cui la regolamentazione della *demand response*, ivi inclusa l'aggregazione, l'accumulo e il taglio della domanda.

ARERA è coinvolta direttamente nell'implementazione degli aspetti sopra elencati, sia attraverso la partecipazione ai gruppi di lavoro in seno ad ACER nei quali sono discusse le varie tematiche, sia attraverso l'adozione di specifici provvedimenti a livello nazionale.

Livello minimo del 70%

La messa a disposizione del livello minimo del 70% fra le varie zone di mercato è obbligatoria per tutti i TSO dal 1° gennaio 2020. Fanno eccezione i periodi orari in cui non vi siano adeguate risorse correttive a disposizione per garantire la capacità associata al 70%: in tal caso, i TSO sono autorizzati a ridurre la capacità offerta.

A tal proposito Terna – in collaborazione con i gestori di rete confinanti – si è adoperata per inserire all'interno del calcolo della capacità fra le zone di mercato dei meccanismi di monitoraggio del livello di capacità offerto e di aggiustamento automatico per il rispetto del vincolo del 70%. Tali meccanismi sono entrati in operatività il 2 agosto 2021 per le zone interne al territorio nazionale (CCR GRIT) e il 29 ottobre 2021 per i confini settentrio-

nali (CCR *Italy North*), limitatamente alla capacità in importazione verso l'Italia. Ulteriori affinamenti sono invece ancora in corso per la capacità di esportazione dall'Italia per la quale l'introduzione del calcolo coordinato (cosiddetto *export corner*) con monitoraggio del livello del 70% e relativo aggiustamento automatico è prevista per l'ultimo trimestre 2023.

Nel caso in cui sia impossibile rispettare il livello minimo del 70% per esigenze di sicurezza operativa del sistema, ciascun TSO può richiedere alla competente autorità di regolazione nazionale una deroga dall'obbligo del livello minimo del 70%. Terna si è avvalsa di questa facoltà:

- per il 2020, sia per la CCR *Italy North* sia per la CCR GRIT, in tutte le ore dell'anno;
- per il 2021, per la sola CCR *Italy North*, lato esportazione per tutte le ore dell'anno e lato importazione per tutte le ore dell'anno fino all'avvenuta implementazione del monitoraggio automatico del livello di capacità offerto su ciascun confine e, successivamente, per le sole ore dell'anno in cui la capacità è ridotta per basso carico ed elevata produzione rinnovabile (cosiddetti *low consumption days*);
- per il 2022, per la sola CCR *Italy North*, lato esportazione per tutte le ore dell'anno e lato importazione esclusivamente per i *low consumption days*;
- per il 2023, per la sola CCR *Italy North*, lato esportazione per tutte le ore dell'anno fino all'avvenuta implementazione del calcolo coordinato della capacità (cosiddetto *export corner*) e lato importazione esclusivamente per i *low consumption days*.

L'Autorità ha sempre accolto la richiesta di deroga: in particolare per il 2023 la decisione è stata assunta con la delibera 706/2022/R/eel.

Oltre alla concessione delle deroghe, l'Autorità è altresì chiamata a valutare ogni anno se Terna abbia o meno effettivamente rispettato l'obbligo del livello minimo del 70%. Nel 2022 è stato pubblicato il rapporto relativo all'anno 2021 (delibera 2 novembre 2022, 543/2022/R/eel) nel quale si è data evidenza della situazione sui vari confini e si è valutata la prestazione di Terna: ottimale lo *status* dell'interconnessione con la Grecia (100% della capacità offerta in tutte le ore in cui il collegamento è risultato disponibile), molto buona la situazione delle zone interne, soprattutto dopo il 2 agosto, a seguito dell'introduzione dei meccanismi automatici di monitoraggio e aggiustamento, e positiva la situazione della frontiera Nord – ad eccezione dei periodi che afferiscono ai *low consumption days* –, anche in questo caso con ulteriore miglioramento dopo l'introduzione dei meccanismi automatici di monitoraggio e aggiustamento. I risultati confermano, quindi, la bontà delle prestazioni di Terna e l'efficacia dei meccanismi automatici di monitoraggio e aggiustamento introdotti per i vari confini.

Revisione delle zone di mercato

Oltre a introdurre nuovi principi per la revisione delle zone di mercato che confluiranno nella revisione del regolamento CACM GL, il regolamento 943/2019 ha avviato una specifica revisione delle zone a livello europeo. Il processo, avviato nel secondo semestre del 2019, ha visto nel 2020 l'approvazione da parte di ACER dei criteri per la valutazione delle varie configurazioni zonali e nel 2022 delle configurazioni zonali alternative da analizzare (decisione ACER n. 11/2022). In particolare, è allo studio l'ipotesi di suddividere la zona Nord in due porzioni, Nord-Ovest (coincidente con Valle d'Aosta, Piemonte occidentale e Liguria, eccetto La Spezia) e zona Nord-Est (coincidente con Emilia-Romagna, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, La Spezia e Piemonte orientale). Lo studio dovrebbe essere completato entro luglio 2023, tuttavia i TSO hanno già evidenziato 6 mesi di ritardo per cui i risultati dovrebbero essere pubblicati a inizio 2024.

Adeguatezza

A seguito delle previsioni del regolamento (UE) 943/2019, ENTSO-E ha sviluppato una serie di metodologie per la determinazione del valore dell'energia non fornita (VoLL), del costo del nuovo entrante (CoNE) e dello standard di adeguatezza (RS) e per la valutazione europea di adeguatezza (*European Resource Adequacy Assessment – ERAA*), approvate da ACER nel corso del 2020.

L'ERAA – attraverso un modello di simulazione basato sui dati forniti dai TSO per la domanda, la generazione, lo *storage* e la rete elettrica – permette ad ENTSO-E di valutare annualmente il livello di adeguatezza atteso del sistema elettrico europeo su un orizzonte di dieci anni. Tramite l'ERAA è quindi possibile identificare potenziali problemi attesi di adeguatezza così da fornire una base solida e obiettiva per le decisioni degli Stati a supporto dell'eventuale introduzione di misure complementari al mercato dell'energia (ad esempio, mercati della capacità). L'analisi può essere completata da valutazioni di adeguatezza a livello nazionale (NRAA).

La metodologia ERAA, approvata da ACER nel 2020, dovrebbe essere pienamente attuata da ENTSO-E nell'ambito dell'ERAA 2024. Nel frattempo, ENTSO-E ha implementato una versione semplificata della metodologia nel 2021 (ERAA 2021) e nel 2022 (ERAA 2022). In entrambi i casi, ACER, chiamata ad esprimersi ai sensi del regolamento (UE) 943/2019, pur riconoscendo dei miglioramenti apportati da ENTSO-E tra la prima e la seconda analisi, ha deciso di non approvare gli esiti delle valutazioni, in considerazione del fatto che le semplificazioni introdotte ne avrebbero potenzialmente compromesso l'affidabilità (sovrastimando, secondo l'Agenzia, il rischio di inadeguatezza). ACER ha inoltre fornito delle raccomandazioni a ENTSO-E affinché l'ERAA 2023 rifletta maggiormente alcuni aspetti ritenuti importanti per l'attendibilità dei risultati.

Secondo ACER, in primo luogo ENTSO-E dovrebbe garantire che gli scenari di riferimento dell'ERAA 2023 riflettano gli obiettivi politici fissati a livello europeo (c.d. pacchetto *fit-for-55*) e, per estensione, nazionale. In secondo luogo, un'area sui cui ENTSO-E dovrebbe incrementare gli sforzi è il modulo *Economic Viability Assessment – EVA*, che definisce le dismissioni e gli ingressi di nuova capacità nel mercato, e, in particolare, la sua coerenza con il modello di rischio (*Economic Dispatch* per il calcolo degli indicatori di energia non fornita, ENS e perdita di carico attesa, LOLE). Un terzo problema ricorrente nell'ERAA 2021 e 2022 riguarda i valori delle capacità interzonalmente utilizzati nella valutazione. ACER si attende che nell'ERAA 2023 ENTSO-E prenda in considerazione eventuali nuovi sviluppi di rete pianificati durante il periodo oggetto di valutazione. Inoltre, in linea con le raccomandazioni di ACER per l'ERAA 2022, l'Agenzia si aspetta che l'ERAA 2023 rispecchi l'impatto dell'obiettivo minimo del 70% sulle capacità interzonalmente e implementi l'approccio *flow-based* per il calcolo della capacità in tutti gli anni obiettivo e per le CCR *Core* e *Nordic*. Infine, ACER ritiene che esista un ampio margine per migliorare la trasparenza della valutazione, in termini di metodologia, ipotesi e interpretazione dei risultati. Ciò è supportato dalle osservazioni ricevute, in cui le parti interessate hanno evidenziato all'Agenzia come la mancanza di informazioni e trasparenza siano potenzialmente dannose per la loro comprensione dell'ERAA 2022.

Regional coordination centres

Il regolamento (UE) 943/2019 ha introdotto la figura degli RCC con l'intento di rafforzare la cooperazione fra i TSO già prevista con il terzo pacchetto energia. In particolare, gli RCC sono chiamati, a partire dal 1° luglio 2022, a rimpiazzare gli RSC introdotti dal regolamento SO GL, con estensione dei compiti loro assegnati.

Il perimetro di attività degli RCC coincide con le *System Operation Regions* – SOR, la cui configurazione è proposta da ENTSO-E e sottoposta all'approvazione di ACER. Il processo di definizione delle SOR è stato, tuttavia, piuttosto travagliato: la prima decisione ACER in materia, adottata nel 2020, è stata annullata per difetto di motivazione da parte del *Board of Appeal* in risposta a un appello presentato da ENTSO-E che contestava l'inclusione della CCR SWE nella SOR *Central Europe* e richiedeva, invece, la costituzione di una SOR SWE, come da loro inizialmente proposto. ACER ha quindi adottato una nuova decisione nel corso del 2021 che ha confermato l'inclusione della CCR SWE nella SOR *Central Europe*; la decisione è stata nuovamente impugnata per carenza di motivazione e difetto di procedura da parte di ENTSO-E e successivamente ritirata da ACER che ha riavviato il procedimento decisionale con adozione della configurazione finale ad aprile 2022, con la decisione n. 5/2022, che ha accolto le istanze di ENTSO-E con la costituzione della SOR SWE separata dalla SOR *Central Europe*. La revisione delle SOR ha comportato un'evoluzione anche per l'Italia: Terna, infatti, era stata inizialmente inserita nella sola SOR *Central Europe* con i confini settentrionali e la sola zona Nord, mentre il confine con la Grecia e le altre zone interne al territorio nazionale avrebbero costituito un'interfaccia con la regione SEE. Terna, quindi, avrebbe potuto delegare i processi relativi a tali confini e zone all'RCC Selene, ma non avrebbe potuto partecipare alla *governance* di questo RCC. Con la revisione è stata riconosciuta da ACER la peculiarità dell'area di controllo di Terna, estesa su due differenti aree sincrone (Europa continentale e Sardegna): Terna ha potuto, pertanto, essere inclusa sia nella SOR *Central Europe* sia nella SOR SEE, con piena partecipazione di Terna agli RCC di entrambe le regioni.

Una volta definite le SOR, i relativi TSO devono proporre la costituzione dei relativi RCC alle competenti autorità di regolazione nazionale, che devono adottare una decisione congiunta in merito. Dato che la prima versione della proposta era dovuta entro il 1° luglio 2020, i TSO hanno iniziato a definire l'assetto degli RCC di ciascuna regione sulla base della prima configurazione delle SOR. ARERA ha quindi partecipato attivamente alla valutazione della proposta per la SOR *Central Europe*, mentre è stata solamente consultata come parte in causa per la SOR SEE. A seguito dell'adozione della configurazione definitiva delle SOR, entrambe le proposte di costituzione degli RCC sono state significativamente riviste: per la SOR *Central Europe* sono stati espunti i TSO di Spagna e Portogallo (confluiti nella SOR SWE) e sono stati inseriti degli appositi strumenti di coordinamento per Coreso, che è costituito RCC sia per la SOR *Central Europe* sia per la SOR SWE; per la SOR SEE, invece, è stata riconosciuta la piena partecipazione di Terna. Le decisioni sono state entrambe approvate a livello coordinato dalle competenti autorità di regolazione a giugno 2022, in tempo per produrre effetti con la costituzione degli RCC il 1° luglio 2022: l'Autorità ha poi provveduto a ratificarle con la delibera 19 luglio 2022, 344/2022/R/eel.

Entrando nel merito dei compiti assegnati agli RCC, il regolamento (UE) 943/2019 prevede l'adozione di specifiche metodologie per tutti i compiti non coperti dai codici di rete. La decisione spetta ad ACER su proposta di ENTSO-E. Nel corso del 2022 sono state approvate le metodologie per le analisi dei disturbi occorsi al sistema elettrico (decisione ACER n. 4/2022), per la formazione degli operatori degli RCC (decisione ACER n. 7/2022) e per il supporto da parte degli RCC alla ripartizione dei costi per l'attivazione delle azioni di ridispacciamento (decisione ACER n. 13/2022).

Rendite di congestione

L'art. 19 del regolamento (UE) 943/2019 ha previsto che le rendite di congestione siano primariamente utilizzate per la garanzia della disponibilità della capacità per gli scambi fra le zone di mercato o per mantenere e incre-

mentare detta capacità (obiettivi prioritari); solamente qualora entrambi detti obiettivi siano soddisfatti è possibile prevedere l'utilizzo delle rendite di congestione per la riduzione delle tariffe di rete.

La verifica del rispetto degli obiettivi citati spetta alle autorità di regolazione sulla base di una metodologia sviluppata dai TSO e approvata da ACER (si veda la decisione n. 38/2020), la cui piena applicazione è prevista dal 2022 in riferimento al 2021.

In particolare, con la delibera 5 aprile 2022, 159/2022/1/eel, l'Autorità ha pubblicato i dati relativi al saldo con dettaglio mensile dei proventi e oneri derivanti dalle procedure di assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero e, per la prima volta, sui confini tra zone di mercato interne al territorio italiano per il periodo gennaio 2021-dicembre 2021 (una sintesi è riportata nella tavola 3.6).

Le rendite di congestione derivanti dall'allocatione della capacità interzonale (quota parte Terna, quindi spettanti al sistema italiano) per il periodo gennaio-dicembre 2021 ammontano a circa 321 milioni di euro, 249 dei quali relativi all'allocatione della capacità alle frontiere con l'estero e i restanti 72 relativi alle zone interne (valore dato dalla somma delle rendite nazionali pari a 221 milioni di euro e il saldo CCC pari a -149 milioni di euro).

TAV. 3.5 Rendite di congestione alle frontiere relative all'anno 2021 (in euro)

	FRANCIA	SVIZZERA	AUSTRIA	SLOVENIA	GRECIA	MONTENEGRO	TOTALE
TOTALE	266.727.960,48	132.428.961,86	26.390.536,16	35.111.170,77	25.660.604,98	11.894.394,24	498.213.628,49
QUOTA PARTE TERNA	133.363.980,24	66.180.775,15	13.195.268,08	17.555.585,39	12.830.302,49	5.947.197,12	249.073.108,47

Fonte: Terna.

Con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha inoltre confermato che tali proventi sono stati utilizzati da Terna in conformità agli scopi previsti dall'art. 19, comma 2, del regolamento (UE) 943/2019 e che nessun provento è stato utilizzato al fine di ridurre tariffe di rete.

Demand response

Ai sensi dell'art. 59(1)(e) del regolamento (UE) 943/2019, la Commissione ha avviato un processo finalizzato all'adozione di un nuovo codice di rete per regolamentare con maggiore dettaglio il settore della *demand response*. Tale processo ha previsto una prima fase di indagine, conclusa a inizio 2022, da parte di ACER circa i contenuti che il futuro codice di rete dovrebbe includere e la successiva stesura delle linee guida non vincolanti (*non-binding framework guideline*), che stabiliscono i principi da seguire nello sviluppo del codice di rete per la definizione di regole armonizzate relative alla *demand response*.

Le linee guida sono state adottate da ACER a dicembre 2022, dopo quasi un anno di lavoro congiunto con le autorità di regolazione e i soggetti esperti. Il risultato è un documento di principi e raccomandazioni che spaziano dalla regolamentazione di ruoli e responsabilità, ai modelli di aggregazione, ai principi per la qualifica delle risorse, ai meccanismi per il coordinamento tra mercati *wholesale* e mercati locali, ivi incluso il coordinamento tra TSO e DSO e ai principi per la fornitura e l'approvvigionamento di servizi da risorse diffuse. I principi e le raccomandazioni formulate tengono conto del quadro regolatorio esistente definito dai codici di rete già in vigore e ambiscono a specificare ulteriormente le regole per promuovere lo sviluppo della flessibilità lato domanda, per la partecipazione ai mercati e la fornitura di servizi a TSO e DSO.

L'Autorità ha partecipato attivamente ai gruppi di lavoro ACER che hanno coordinato la tematica e al gruppo di lavoro incaricato della stesura delle linee guida stesse.

Altri aspetti rilevanti

L'efficienza del mercato integrato non può prescindere dalla disponibilità di adeguata capacità di trasporto fra le varie zone di mercato. Lato Italia, la situazione più critica riguarda l'interconnessione con la Grecia che dal 2012 è stata affetta da significative indisponibilità sia per manutenzione programmata (anche di carattere straordinario) sia per guasti dovuti a problematiche intrinseche all'infrastruttura o ad azioni meccaniche esterne. A tal proposito, nel 2018, in cooperazione con l'autorità di regolazione greca, è stata avviata un'apposita istruttoria conoscitiva che si è conclusa nel 2021 con la pubblicazione del rapporto definitivo nel quale sono state analizzate le cause dei vari disservizi e con l'invio ai TSO di alcune raccomandazioni finalizzate, fra l'altro, alla valutazione, tramite l'analisi dei costi e dei benefici, dell'efficacia di alcune misure che possano mitigare il rischio di guasto o contenere i tempi di ripristino del collegamento. Questi ultimi, in particolare, si sono rivelati essere anche piuttosto lunghi a causa della necessità di reperire sul mercato la disponibilità di mezzi idonei per gli interventi sui collegamenti sui cavi sottomarini. Terna ha iniziato a valutare soluzioni alternative nel corso del 2022: gli esiti delle valutazioni saranno condivisi formalmente con l'Autorità nel corso del 2023.

Infine, l'Autorità ha un ruolo attivo nella gestione delle esenzioni inerenti a iniziative private di sviluppo della capacità di interconnessione per il sistema elettrico. In particolare, storicamente, l'Autorità verificava, in cooperazione con le autorità di regolazione dei paesi coinvolti, la domanda di esenzione e analizzava le condizioni per il rilascio della stessa, emanando un parere (*Joint Opinion*) al competente Ministero che era titolato al rilascio della stessa, a seguito della decisione favorevole da parte della Commissione europea. Più recentemente, a partire dall'entrata in vigore del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (26 dicembre 2021) di recepimento della direttiva (UE) 944/2019 e di attuazione delle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019, l'Autorità è diventata direttamente responsabile del rilascio delle esenzioni e delle decisioni in merito ad esenzioni già concesse.

In tale ambito, con la delibera 8 febbraio 2022, 47/2022/R/eel, l'Autorità ha approvato la proroga, richiesta dalla società Piemonte Savoia, del termine ultimo per l'entrata in esercizio dell'*interconnector* Piemonte-Savoia previsto dall'esenzione di cui al decreto direttoriale 290/ML/6/2016 conformemente alla decisione della Commissione europea del 19 gennaio 2022. Inoltre, con la delibera 12 luglio 2022, 326/2022/R/eel, l'Autorità ha approvato lo schema aggiornato del contratto predisposto da Terna e da Piemonte Savoia per la gestione commerciale dell'*interconnector* che si è reso necessario a causa dell'entrata in esercizio differita nel tempo, originariamente non prevista, del modulo *interconnector* (entrato in esercizio il 7 novembre 2022) e del modulo RTN, così da consentire al mercato italiano di beneficiare della nuova capacità di interconnessione, non appena disponibile.

Investimenti in nuove infrastrutture di trasmissione

Valutazione dello schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale

Con il parere 19 luglio 2022, 335/2022/l/eel, l'Autorità ha trasmesso al Ministro della transizione ecologica gli esiti della valutazione dell'Autorità sullo schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2021 (Piano 2021), con un nulla osta agli interventi proposti a meno di specifici progetti; tra le valutazioni trasmesse dall'Autorità al Ministro della transizione ecologica rilevano:

- il parere favorevole all'intervento di sviluppo HVDC Sicilia-Continente, parte del progetto codice 723-P, per il quale erano stati previsti approfondimenti nel parere dell'Autorità 574/2020/l/eel;
- il parere contrario ai seguenti interventi, da porre in "valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte decennale del Piano, per la loro insufficiente utilità per il sistema elettrico in termini di rapporto tra benefici e costi attesi e/o per la disponibilità di soluzioni alternative più efficienti:
 - l'intervento di sviluppo relativo al secondo polo nell'ambito dell'interconnessione Italia-Montenegro, codice 401-P;
 - il progetto di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, parte dell'intervento codice 200-I;
 - il progetto 354-N di interconnessione Isola del Giglio;
 - il progetto 630-N di interconnessione Isola di Favignana;
- le ulteriori condizioni per alcuni progetti:
 - che per l'intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia continentale, codice 301-P, vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell'intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
 - che la realizzazione dell'intervento di interconnessione Italia-Tunisia, codice 601-I, sia condizionata a un significativo finanziamento da parte della Commissione europea o di altri sistemi nazionali, da quantificarsi, come specificato nella richiesta di Terna di allocazione transfrontaliera dei costi, in almeno il 50% dei costi di investimento;
 - che il progetto di nuovo HVDC Italia-Grecia (GRITA2), codice 554-N, sia oggetto di ulteriori approfondimenti e venga valutato in sede di parere sullo schema di Piano di sviluppo 2023.

Inoltre, nell'ambito del parere 335/2022/l/eel, l'Autorità ha espresso:

- la raccomandazione a Terna, ai sensi dell'art. 43 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, di analizzare separatamente, nei futuri schemi di Piani di sviluppo, l'intervento relativo al secondo polo dell'interconnessione Italia-Montenegro, per conformità alle caratteristiche del progetto codice 28 del TYNDP 2020, e di non includere tale intervento nelle "reti base" ai fini delle analisi costi-benefici;
- la richiesta a Terna, ai sensi dell'art. 36 del decreto legislativo n. 93/2011, di includere nei futuri schemi di Piano di sviluppo una scheda intervento relativa alla seconda interconnessione Italia-Malta, qualora essa venga inclusa nei prossimi TYNDP europei;
- la raccomandazione circa l'elevata priorità agli interventi di sviluppo SA.CO.I. 3, HVDC Centro-Sud-Centro-Nord e HVDC Sicilia-Sardegna.

Aggiornamento dei requisiti minimi per il piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica

Con il documento per la consultazione 13 settembre 2022, 422/2022/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti relativamente all'aggiornamento delle disposizioni e dei requisiti minimi fissati dall'Autorità (cfr. delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel, e successive modifiche e integrazioni) per la consultazione e la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale. Gli orientamenti hanno riguardato principalmente:

- un possibile nuovo approccio alla valutazione dei principali progetti di trasmissione e al loro trattamento ai fini dei riconoscimenti tariffari, e in particolare:
 - una prima valutazione dell'Autorità sulla "linea di sviluppo dell'intervento", ossia su una proposta che identifica l'obiettivo principale da perseguire, la zona di rete su cui dovrebbe insistere l'intervento e una stima di massima dei costi e dei benefici;
 - l'autorizzazione, per il gestore del sistema di trasmissione, a sostenere le spese (efficienti) necessarie per la definizione del progetto, a titolo esemplificativo: studi di prefattibilità, spese di *project management*, attività di concertazione pre-autorizzativa, studi di fattibilità, *survey* marine, se applicabili, attività funzionali all'autorizzazione;
 - una seconda valutazione dell'Autorità, indicativamente a procedura autorizzativa vicino al completamento o già completata, funzionale a dare il parere favorevole al successivo riconoscimento delle spese (efficienti) di realizzazione dell'intervento;
- l'aggiornamento dei requisiti minimi per i piani di sviluppo e, in particolare, delle disposizioni in materia di analisi costi-benefici, e in particolare:
 - l'evoluzione dei contenuti del Piano di sviluppo al fine di ricomprendere, in appositi allegati informativi, il complesso delle attività di investimento previste da Terna;
 - l'introduzione di formati di riferimento per la pubblicazione della programmazione degli investimenti per gli interventi del Piano di sviluppo;
 - la pubblicazione, entro il 28 febbraio degli anni in cui non è predisposto il Piano di sviluppo, di un rapporto sintetico di avanzamento degli interventi;
 - l'innalzamento della soglia di investimento per l'applicazione dell'analisi costi-benefici (ACB), al fine di focalizzare maggiormente le analisi costi-benefici sui principali interventi;
 - la conferma del trattamento dei costi compensativi esogeni alle infrastrutture di trasmissione come voce di costo nell'ambito dell'ACB;
 - la conferma dell'attualizzazione dei benefici e dei costi all'anno di predisposizione del Piano di sviluppo;
 - le modifiche ad alcune categorie di benefici e alla loro valorizzazione (B1, B7, B8, B18 e B19) e l'eventuale definizione di una nuova categoria di beneficio per la riduzione di *overgeneration* di sistema in esito al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), una volta chiarito che non vi siano effetti di *double counting*.

Tutela dell'ambiente e innovazione

Iniziative a sostegno della transizione energetica

Meccanismo di compensazione a due vie per l'energia elettrica immessa da impianti a fonti rinnovabili

Con il documento per la consultazione 29 marzo 2022, 133/2022/R/eel, e il successivo provvedimento 21 giugno 2022, 266/2022/R/eel, è stato dato attuazione a quanto disposto dal decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, all'art. 15-*bis*, che prevede che, a decorrere dalla data del 1° febbraio 2022 e fino alla data del 31 dicembre 2022, sia applicato un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia immessa in rete da impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto energia, non dipendenti dai prezzi di mercato e da impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio in data antecedente al 1° gennaio 2010. L'Autorità, su mandato del decreto legge stesso, ne ha disciplinato gli aspetti di dettaglio, definendo per esempio l'esatta individuazione degli impianti soggetti all'obbligo, le modalità con cui i produttori trasmettono al GSE le informazioni necessarie e le modalità di calcolo dell'energia immessa soggetta al meccanismo di compensazione.

Sistemi di incentivazione per impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili con caratteristiche di innovazione o costi di generazione elevati – Parere sullo schema di decreto interministeriale

L'Autorità, con il parere 2 agosto 2022, 387/2022/I/efr, ha espresso, ai sensi degli artt. 6 e 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, il proprio parere in merito allo schema di decreto del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica), di concerto con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali (ora Ministro dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste), recante "Definizione delle modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione per impianti alimentati da fonti rinnovabili che presentino caratteristiche di innovazione o costi di generazione elevati" (c.d. "FER2"), trasmesso dal Ministero della transizione ecologica con la lettera del 19 luglio 2022.

Lo schema di decreto interministeriale FER2 stabiliva le modalità e le condizioni in base alle quali gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da biogas e biomasse, solari termodinamici, geotermoelettrici ed eolici *off-shore*, che presentano caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio, possano accedere agli incentivi.

L'Autorità, esprimendo anzitutto un generale apprezzamento per lo schema di decreto interministeriale FER2, che riproduce, in buona parte, la struttura dei precedenti decreti interministeriali di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai fini del raggiungimento degli obiettivi in materia di incidenza percentuale delle fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia, con il parere 387/2022/I/efr, ha richiamato i seguenti aspetti che, ad avviso della medesima Autorità, richiedono particolare attenzione:

- contingenti di potenza incentivabile, suggerendo la differenziazione per aree geografiche e suggerendo che la parte dei contingenti resa disponibile in ciascuna procedura concorsuale sia coerente con le potenze delle iniziative autorizzate;
- calcolo dell'incentivo nel caso di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili programmabili, suggerendo che:
 - nel caso di impianti di produzione non programmabili per i quali sono sottoscritti contratti a due vie con il GSE, l'incentivo sia posto pari alla differenza tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario (in piena continuità con quanto previsto dai precedenti decreti interministeriali);
 - nel caso di impianti di produzione programmabili per i quali sono sottoscritti contratti a due vie con il GSE, l'incentivo sia posto pari (per esempio) alla differenza tra la tariffa spettante e la media aritmetica mensile dei prezzi zionali orari;
- definizione, da parte dell'Autorità, della tariffa per la prosecuzione dell'esercizio degli impianti di produzione alimentati da biogas e biomasse con incentivi in scadenza entro la data del 31 dicembre 2026, chiedendo tempistiche adeguate allo scopo (almeno 180 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto interministeriale FER 2).

Proposta al Ministro della transizione ecologica in relazione all'attuazione dell'art. 46 del decreto legislativo n. 199/2021 in materia di garanzie di origine

L'Autorità, con la delibera 31 maggio 2022, 235/2022/R/com, ha definito, ai sensi dell'art. 46 del decreto legislativo n. 199/2021, la propria proposta al Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica) in relazione alle modalità di attuazione dell'art. 46 del decreto legislativo n. 199/2021 in materia di garanzie di origine (GO).

L'Autorità, in particolare, ha proposto che le modalità di rilascio, riconoscimento e annullamento delle GO da fonti rinnovabili previste dall'art. 46 del decreto legislativo n. 199/2021, specificando se riferite all'energia elettrica, al gas, incluso il biometano, all'idrogeno e ai prodotti usati per il riscaldamento o il raffrescamento, siano sostanzialmente le medesime già previste nel caso delle GO per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Inoltre, l'Autorità, con la delibera 31 maggio 2022, 235/2022/R/com, e il relativo Allegato A, ha proposto al Ministro della transizione ecologica:

- le disposizioni generali in materia di GO;
- le modalità di differenziazione delle tipologie di GO;
- le modalità di rilascio, riconoscimento e annullamento delle GO;
- le modalità di commercializzazione e registrazione delle GO;
- le disposizioni ai fini della definizione dei contratti di energia prodotta da fonti rinnovabili;
- le modalità di utilizzo dei proventi derivanti dalla vendita delle GO nella disponibilità del GSE;
- le disposizioni relative alla verifica della precisione, dell'affidabilità o dell'autenticità delle GO rilasciate da altri Stati e relative all'eventuale rifiuto.

Semplificazioni procedurali per la connessione degli impianti di produzione

Nell'anno 2022 sono state apportate due modifiche e integrazioni al Testo integrato connessioni attive (TICA), sulla base di altrettante disposizioni normative, finalizzate alla semplificazione degli iter di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica utilizzando il Modello unico inizialmente previsto dal decreto ministeriale 19 maggio 2015.

Inizialmente, sulla base delle disposizioni normative previste dall'art. 25, comma 3, del decreto legislativo n. 199/2021, la delibera 29 marzo 2022, 128/2022/R/efr, al fine di permettere che si possa utilizzare l'attuale Modello unico per impianti fotovoltaici, ha modificato e integrato il TICA al fine di:

- connettere anche impianti fotovoltaici di potenza fino a 50 kW;
- richiedere al GSE anche l'accesso al regime di ritiro dedicato ovvero ai meccanismi incentivanti previsti dall'art. 7, comma 1, lettera a), e dall'art. 8 del decreto legislativo n. 199/2021, ferma restando la definizione da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica dei relativi meccanismi incentivanti.

Successivamente, sulla base delle disposizioni normative previste dal decreto interministeriale 2 agosto 2022, la delibera 6 dicembre 2022, 674/2022/R/efr, ha, tra l'altro:

- modificato e integrato il TICA, iniziando a dare attuazione a quanto disposto dal decreto interministeriale 2 agosto 2022 in relazione alle previsioni a contenuto vincolato, al fine di permettere che si possa utilizzare l'attuale Modello unico per impianti fotovoltaici per connettere anche impianti fotovoltaici di potenza fino a 200 kW;
- previsto che il GSE, entro il 20 dicembre 2022, previo assenso del Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, avrebbe pubblicato nel proprio sito internet i Modelli unici aggiornati e integrati degli elementi strettamente necessari per dare seguito a quanto previsto dalla medesima delibera 674/2022/R/eel, in aggiunta a quelli già previsti dai Modelli unici allegati al decreto ministeriale 16 marzo 2017 e al decreto interministeriale 2 agosto 2022;
- previsto che i gestori di rete, entro il 31 gennaio 2023, avrebbero aggiornato le proprie modalità e condizioni contrattuali (MCC), predisposte ai sensi dell'art. 3 del TICA, per dare seguito a quanto previsto dal decreto interministeriale 2 agosto 2022 e dalla medesima delibera 674/2022/R/eel;
- previsto che le altre integrazioni e modifiche del TICA derivanti dal decreto interministeriale 2 agosto 2022 (quali, la connessione di impianti fotovoltaici tramite punti di connessione condivisi con altri impianti di produzione, la connessione di impianti fotovoltaici aventi più unità di produzione, il potenziamento di un impianto fotovoltaico, la connessione di un impianto di produzione che richiede interventi sugli impianti del gestore di rete che non rientrano tra la definizione di "lavori semplici" ai sensi del TICA, la revisione del corrispettivo unico standard inclusivo dei costi per la connessione che i richiedenti sono tenuti a corrispondere ai gestori di rete nel caso in cui all'impianto di produzione si possa applicare l'iter semplificato del Modello unico) siano rimandate a un successivo provvedimento, previa consultazione, al fine di semplificare in modo ampio e organico le procedure di connessione, anche sulla base della più generale revisione delle procedure di connessione.

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica e della progressiva decarbonizzazione dei consumi

A seguito della pubblicazione dei decreti legislativi n. 199/2021, di recepimento della direttiva (UE) 2001/2018 (c.d. "RED II"), e n. 210/2021, di recepimento della direttiva (UE) 944/2019, l'Autorità ha avviato un pacchetto di quattro procedimenti funzionali all'implementazione delle previsioni contenute in tali decreti. Tra questi, quello avviato con delibera 115/2022/R/eel riguarda, in particolare, misure tariffarie per le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, nonché in materia di regole tecniche necessarie al fine di agevolare la connessione dei punti di ricarica (sia ad accesso pubblico che privato).

Nell'ambito di tale procedimento, il 27 settembre 2022 l'Autorità ha pubblicato un primo documento di consultazione, 449/2022/R/eel, recante *"Iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nel d.lgs. 210/2021 e nel d.lgs. 199/2021 in tema di mobilità elettrica"*, con il principale intento di costruire un quadro di riferimento e di scenari in cui si inseriranno future iniziative regolatorie a supporto della decarbonizzazione dei consumi (in particolare, le misure attuative dell'obiettivo strategico OS 29 del Quadro strategico 2022-2025). In particolare, considerata l'ampiezza di tali tematiche e le complesse interazioni che potrebbero instaurarsi con il settore elettrico, prima di formulare proposte relative all'aggiornamento della regolazione, l'Autorità ha ritenuto utile una consultazione per raccogliere ulteriori informazioni e proposte utili a una migliore definizione del quadro informativo degli sviluppi tecnologici, normativi e di mercato, delle evoluzioni attese nei prossimi anni e degli impatti sulle reti elettriche, in modo tale da disporre di una base su cui fondare le proposte che saranno oggetto della seconda consultazione.

Il documento illustra, quindi, nello specifico:

- gli scenari di elettrificazione dei consumi, con particolare riferimento a: lo stato dell'arte della mobilità elettrica individuale in Italia (la crescita del parco circolante degli ultimi anni, i possibili scenari futuri e l'analisi delle principali motivazioni di acquisto di veicoli elettrici), le principali caratteristiche dei modelli di veicolo elettrico, le infrastrutture di ricarica disponibili in Italia e l'evoluzione attesa al 2030, alcuni elementi relativi all'elettrificazione dei porti e allo sviluppo atteso del *cold ironing*, gli impatti attesi sulla domanda di energia e di potenza per i diversi tipi di elettrificazione considerati (ricarica in luoghi accessibili al pubblico, in luoghi privati, elettrificazione nei settori residenziale e terziario ed elettrificazione dei porti);
- lo stato dell'arte del servizio di ricarica dei veicoli elettrici con particolare riferimento a: le modalità di ricarica dei veicoli elettrici (ricarica in luogo privato a uso individuale; ricarica in luoghi privati a uso collettivo; ricarica in luoghi accessibili al pubblico), la natura del servizio di ricarica e la potestà di regolazione in materia dell'Autorità, in considerazione delle condizioni di concorrenza tra i diversi operatori per il servizio di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico previste dalla normativa comunitaria, la struttura di costi, la composizione e i prezzi del servizio di ricarica;
- il quadro regolatorio con particolare riferimento a: la ricognizione dell'attuale regolazione tariffaria e delle tipologie contrattuali già previste nel TIT (Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione), quanto previsto dal TIC (Testo integrato delle connessioni) in tema di connessioni alle reti elettriche dei distributori, l'attuale regolazione delle tariffe elettriche per i clienti domestici e non domestici (in particolare, per quanto previsto dal TIT in materia di potenza impegnata e potenza disponibile), la tariffa "BTVE" a struttura "monomia" (ovvero, con corrispettivi espressi solamente in eurocent/kWh) per punti in bassa tensione dedicati esclusivamente alla ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, le iniziative in corso in tema di *"vehicle-to-grid"*;

- l'evoluzione dell'incidenza delle spese tariffarie (a copertura dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema) con particolare riferimento alla crisi dei prezzi dell'energia elettrica e al loro impatto sui servizi di ricarica.

Il documento è corredato da box, appendici e allegati, realizzati anche con il contributo di Ricerca sul sistema energetico – RSE, che contengono dati, informazioni e analisi quantitative originali che aiutano a fare luce su aspetti quali, ad esempio, la rete italiana delle stazioni di ricarica (distribuzione, composizione ed effettivo grado di utilizzo), le principali caratteristiche tecniche dei veicoli elettrici, il ruolo che potrebbero svolgere i sistemi di accumulo per favorire la diffusione di stazioni di ricarica veloci e ultra-veloci, il futuro sviluppo delle pompe di calore e il contributo che potrebbero dare per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione.

A tale proposito l'Autorità ritiene essenziale che la crescita della mobilità elettrica (così come quella delle pompe di calore e delle altre applicazioni elettriche ad alta efficienza) si concili con il contestuale sviluppo efficiente del sistema elettrico nel suo complesso: il nuovo segmento di domanda si aggiunge infatti a quelli esistenti, comportando una "nuova elettrificazione" di usi finali tradizionalmente soddisfatti con combustibili liquidi (o gassosi). La diffusione dei veicoli elettrici porta con sé l'esigenza di una rete di punti di ricarica e, quindi, lo sviluppo della mobilità elettrica avrà inevitabili e importanti riflessi sull'evoluzione del sistema elettrico nazionale: occorre considerare l'impatto sulle reti di distribuzione in bassa e media tensione, dove si attesteranno i prelievi delle infrastrutture di ricarica (e, potenzialmente, le future immissioni di energia in rete nel caso di tecnologia *vehicle-to-grid* o V2G); al riguardo, è opportuno ricordare che i costi per lo sviluppo, l'esercizio e la manutenzione delle reti elettriche sono posti in capo a tutti gli utenti del sistema elettrico, tramite l'applicazione di tariffe per i servizi di rete non discriminatorie, definite da questa Autorità.

Negli ultimi dieci anni, cioè da quando l'Autorità ha introdotto la prima regolazione tariffaria tesa ad agevolare l'installazione di punti di ricarica per i veicoli elettrici, la crescita delle immatricolazioni di VE in Italia è stata indubbiamente notevole: a fine 2021 le automobili *full-electric* (BEV) e *ibride plug-in* (PHEV) arrivavano a rappresentare oltre il 9% delle immatricolazioni totali (con contributo paritario dei due tipi di alimentazione), mentre nei primi cinque mesi del 2022 si è registrata una contrazione soprattutto per le BEV. Per quanto riguarda il parco dei veicoli circolanti, a fine 2021 questo era composto da circa 132.000 BEV e da 115.000 PHEV, con tassi di crescita medi anno su anno del 70% nel 2018 e 2019 e di oltre il 130% nel 2020 e 2021. A fronte di tale situazione registrata a fine 2021, gli obiettivi definiti nel Piano nazionale integrato energia e clima pubblicato a inizio 2020 impongono un'ulteriore accelerazione, per raggiungere l'obiettivo di un parco circolante di 6 milioni di veicoli elettrici entro il 2030.

Questi alcuni dati tecnici rilevanti per valutare le caratteristiche medie tipiche dei veicoli elettrici disponibili negli ultimi anni sul mercato italiano e, conseguentemente, i servizi di flessibilità che potrebbero eventualmente venire offerti alle reti elettriche da parte di veicoli elettrici connessi:

- i modelli BEV (concentrati soprattutto nei segmenti A, B e C) rispetto ai modelli PHEV (concentrati soprattutto nei segmenti D, E ed F) presentano batterie di capacità nettamente maggiore (circa 4 volte superiori) e consumi chilometrici inferiori (circa la metà) e, di conseguenza, l'autonomia media in elettrico dei BEV risulta 6-7 volte superiore a quella dei PHEV (300-350 km vs 50-60 km);
- per quanto riguarda modalità e potenze di ricarica, guardando all'intero campione di modelli BEV e PHEV, più della metà (solo PHEV) è limitata alla ricarica lenta e solo un quarto (solo BEV) è in grado di ricaricare a potenze ultra-fast; più in dettaglio:

- nessun modello (tranne 1) viene dichiarato in grado di erogare servizi di tipo V2G, cioè di scaricare la batteria per alimentare la rete a cui il veicolo è connesso;
- per quanto riguarda i modelli BEV, la batteria ha una capacità media di 53 kWh e un consumo chilometrico medio di 0,152 kWh/km; ne consegue un'autonomia media di 340 km.

Particolarmente interessante è illustrare i dati attualmente disponibili in merito alla dimensione, alla distribuzione geografica e al grado di utilizzo delle stazioni di ricarica attive in Italia e che sfruttano la tariffa BTVE, tipologia contrattuale introdotta dall'Autorità nel 2012 per i punti di prelievo dedicati esclusivamente ad alimentare infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. A fine 2021 i POD con tariffa BTVE erano 8.150, caratterizzati da una potenza impegnata media di 40 kW; nello stesso anno, il fattore di utilizzo medio di tali POD (valutato come il rapporto tra l'energia prelevata in un anno e la potenza impegnata) è risultato solo pari all'1,4%.

La seguente tavola 3.6 illustra l'evoluzione intervenuta nel quinquennio 2017-2021 in merito alla diffusione sia dei veicoli elettrici sia delle infrastrutture di ricarica in luoghi accessibili al pubblico e, conseguentemente, anche al loro fattore di utilizzo medio.

TAV. 3.6 *Diffusione dei veicoli elettrici e delle infrastrutture di ricarica in luoghi accessibili al pubblico*

STAZIONI DI RICARICA INSTALLATE IN BASSA TENSIONE CON TARIFFA BTVE	2017	2018	2019	2020	2021
Numero di stazioni di ricarica con tariffa BTVE	319	1.079	3.607	5.473	8.158
Potenza totale (MW)	12	45	145	217	326
Energia prelevata totale (MWh)	881	3.334	20.185	16.863	34.176
Potenza media per SdR (kW)	36,4	41,3	40,2	39,7	40,0
Fattore utilizzazione	1,2%	1,6%	2,2%	1,1%	1,4%

PARCO VEICOLI CIRCOLANTI (FONTE: EAFO)	2017	2018	2019	2020	2021
Full electric (BEV)	9.529	15.252	27.971	61.622	132.110
Ibride plug-in (PHEV)	5.786	10.820	16.854	44.310	115.078

Fonte: ARERA.

Si può osservare che, in cinque anni, mentre il parco veicoli è cresciuto di 15-20 volte (rispettivamente per le PHEV o per le BEV), la rete di stazioni di ricarica è cresciuta di circa 27 volte e, al contempo, mentre il fattore di utilizzo medio e la potenza media per stazione sono rimasti sostanzialmente invariati.

Per quanto riguarda la distribuzione delle stazioni di ricarica tra le regioni italiane, Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna sono le tre regioni che raccolgono il maggior numero di POD BTVE mentre l'Umbria, pur disponendo di un numero limitato di POD, ne fa un uso molto più intenso delle altre regioni.

Progetti pilota e sperimentazioni

Sperimentazione per la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico

Come illustrato nelle precedenti *Relazioni Annuali* (al Capitolo 3 del Volume 2), con la delibera 541/2020/R/eel era stata avviata, a partire dal 1° luglio 2021, l'iniziativa sperimentale tesa a favorire la ricarica privata di veicoli elettrici, rendendo gratuitamente disponibile una potenza di 6 kW, nelle fasce orarie serali e festive, anche a coloro che abbiano potenze contrattualmente impegnate inferiori (fino a 4,5 kW), purché dimostrino di avere installato in casa una "wallbox smart" (cioè un piccolo sistema di ricarica dei veicoli elettrici rispondente ai requisiti minimi di connettività bidirezionale alla rete internet specificati nella delibera).

La gestione operativa di tale iniziativa è stata affidata alla società GSE alla quale, dal 3 maggio 2021, i clienti interessati hanno potuto presentare richiesta di ammissione, allegando documentazione relativa all'effettiva installazione del suddetto dispositivo di ricarica. Al fine di agevolare i clienti nella scelta di tali "wallbox smart", ARERA e GSE hanno rispettivamente previsto e coordinato la costruzione e pubblicazione online di un elenco di dispositivi di ricarica riconosciuti idonei per la sperimentazione; a fine dicembre 2022 in tale elenco risultavano accreditati oltre 214 dispositivi, prodotti da 52 diversi costruttori.

Nel corso dei dodici mesi del 2022, secondo anno di funzionamento della sperimentazione, GSE ha ricevuto 1.013 richieste di adesione alla sperimentazione, portando così a quasi 1.900 il numero di richieste ricevute dall'avvio dell'iniziativa: il 68% di queste ha potuto essere effettivamente accolto, in quanto rispondente a tutti i requisiti indicati dalla delibera e completa di tutta la documentazione tecnica. La distribuzione geografica delle richieste presentate mostra una forte concentrazione al Nord (oltre il 59%, a fronte di circa il 23% al Centro e il 18% al Sud).

È interessante evidenziare alcuni dati estratti dalle richieste di adesione alla sperimentazione: il costo medio per l'acquisto di una wallbox smart è di poco superiore ai 1.300 euro e circa l'80% dei dispositivi installati è prodotto da solo cinque dei 43 costruttori accreditati.



CAPITOLO

4



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DEL GAS NATURALE**

SETTORIALE

Regolazione delle reti e del sistema gas

Servizi di bilanciamento

Disciplina del *settlement*

Nell'ambito del documento per la consultazione 5 aprile 2022, 157/2022/R/gas, sono state descritte alcune azioni funzionali alla mitigazione degli effetti dovuti alle allocazioni anomale che si potrebbero verificare in alcuni casi particolari di indisponibilità di dati di misura corretti, con conseguenze sui bilanci di trasporto, alla luce di questi anni di applicazione della nuova disciplina del *settlement*. Nello specifico, sono state presentate le seguenti possibili azioni:

- “sterilizzazione” del prelievo caratterizzato come incoerente sia in sessione di bilanciamento, sia in sessione di aggiustamento, secondo un criterio basato sulla portata massima del gruppo di misura installato sul punto di riconsegna della rete di distribuzione o PdR e, successivamente, sulla base del consumo annuo e del profilo di prelievo attribuiti al PdR;
- ricomprensione nelle procedure dei PdR c.d. esclusi, prevedendo che, sia nell'ambito delle sessioni di bilanciamento sia in quelle di aggiustamento, venga adottata, al posto dell'esclusione, una profilazione basata sempre sul consumo annuo e sul profilo di prelievo attribuiti al PdR;
- ricalendarizzazione delle sessioni di aggiustamento e della procedura di calcolo del prelievo annuo CA_{PdR} secondo tempistiche presentate dal Gestore del Sistema informativo integrato, condivise con Snam Rete Gas, ritenute migliorative delle vigenti per quanto di competenza;
- l'introduzione di un meccanismo di incentivazione per le imprese di distribuzione volto a favorire la massima tempestività nel rettificare i dati di prelievo che non hanno positivamente superato la verifica di coerenza in sessione di bilanciamento o aggiustamento secondo una formula semplice che moltiplica un corrispettivo unitario – ipotizzato in linea con il valore degli indennizzi automatici base stabiliti per il mancato rispetto dei livelli specifici di qualità commerciale del servizio di distribuzione gas dalla RQDG – per il numero che identifica la sessione di aggiustamento, successiva a quella di bilanciamento, nell'ambito della quale il Gestore del Sistema informativo integrato ha dovuto operare la “sterilizzazione” dell'allocazione risultata anomala. In esito a ciascuna sessione di aggiustamento, il Gestore del Sistema informativo integrato ne determinerà il valore, che sarà comunicato all'impresa di distribuzione e a CSEA; gli importi, poi, saranno versati a CSEA secondo modalità e tempistiche da quest'ultima definite e saranno posti a valere sul conto relativo al *settlement* gas, istituito presso CSEA con la delibera 23 novembre 2017, 782/2017/R/gas, mantenendone separata evidenza.

Con la delibera 8 novembre 2022, 555/2022/R/gas, sono stati approvati interventi in materia di *settlement* confermando gran parte degli orientamenti posti in consultazione; infatti: (i) sono state previste modifiche e/o integrazioni al TISG in tema di tempistiche relativamente al calcolo del consumo annuo e alle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento; (ii) è stato introdotto un nuovo criterio di incoerenza per l'individuazione di prelievi anomali, nonché l'obbligo di una successiva sterilizzazione in carico al Sistema informativo integrato, per una migliore efficienza delle fasi di aggregazione e bontà dei bilanci di trasporto finali; (iii) è stato confermato il

meccanismo di incentivazione delle imprese di distribuzione proposto in consultazione, che entrerà in vigore a partire dall'anno 2024.

Con la delibera 13 dicembre 2022, 688/2022/R/gas, l'Autorità è intervenuta in tema di *settlement* gas e di gestione delle garanzie per il servizio di bilanciamento, prevedendo tra l'altro, fino al mese di marzo 2023, una compensazione economica in sede di bilancio definitivo volta a considerare le variazioni dei prelievi collegate alla riduzione dei consumi per effetto degli interventi ministeriali o dovute al diverso comportamento dei clienti finali, favorito anche dai livelli di prezzo raggiunti. Con tale delibera, essendo già accertata la sovrastima dei prelievi provvisori invernali rispetto agli effettivi del bilancio definitivo, l'Autorità ha anche dato mandato al responsabile del bilanciamento di tener conto di una stima della riduzione dei prelievi attesi presso i *city gate* e della loro compensazione nell'ambito dell'art. 16 del TISG per quanto concerne la definizione delle garanzie da presentare.

Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Con la delibera 23 settembre 2022, 440/2022/R/gas, alla luce delle criticità emerse in relazione all'avvio dell'anno termico, l'Autorità ha approvato disposizioni urgenti in materia di servizio di *default* trasporto con lo scopo di garantire la sicurezza del sistema e del conferimento della capacità di trasporto, prevedendo anche l'estensione, su richiesta degli utenti, delle capacità conferite per il mese di settembre dell'anno termico 2021-2022, sino al 31 ottobre 2022. È stato stabilito, altresì, di effettuare un monitoraggio del processo di conclusione dei contratti di fornitura e del servizio di *default* trasporto al fine di valutare ulteriori interventi in tema di modifica della regolazione dei servizi ovvero di segnalazione al Governo e al Parlamento. Per quanto concerne i clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto serviti in *default* sono state previste: (i) l'estensione a trenta giorni di servizio della garanzia che l'impresa maggiore di trasporto può richiedere; (ii) la fatturazione del servizio sulla base dei bilanci provvisori nel mese M+1, con pagamento entro quindici giorni dall'emissione della fattura, con successivo conguaglio non oltre i trenta giorni successivi dalla disponibilità dei bilanci di trasporto definitivi. Inoltre, è stato stabilito che il servizio si attivi già dal primo tentativo di discatura del punto di riconsegna richiesta dall'utente del bilanciamento a seguito di risoluzione del contratto di fornitura per inadempimento del cliente finale. Infine, è stato previsto che, limitatamente al periodo 1° ottobre 2022-31 marzo 2023, Snam Rete Gas possa approvvigionare i quantitativi di gas necessari all'espletamento del servizio di *default* trasporto anche tramite acquisti in anticipo rispetto al giorno gas G e secondo modalità dalla medesima definite e approvate dall'Autorità. È stato stabilito, conseguentemente, di aggiornare il corrispettivo applicato di cui al comma 4.2, lettera b), e al comma 6.2 della delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, per tenere conto del costo finanziario connesso al periodo che intercorre fra il momento di pagamento delle risorse approvvigionate e quello di scadenza delle fatture ai beneficiari del servizio di *default* trasporto.

Con la delibera 13 ottobre 2022, 493/2022/R/gas, è stato previsto che, in via transitoria, fino al 31 marzo 2023, le imprese di trasporto consentano all'utente che lo richieda, in relazione a prelievi per i quali diversamente si attiverebbe o proseguirebbe il servizio di *default* trasporto, di estendere al mese successivo le capacità conferite nel mese precedente, modulabili solo in aumento. Inoltre, è stato stabilito che, sempre fino al 31 marzo 2023,

per i suddetti casi possa subentrare un nuovo utente con la medesima capacità conferita nel mese precedente, capacità modulabile sempre solo in aumento.

Con la delibera 21 ottobre 2022, 516/2022/R/gas, è stata approvata la proposta predisposta da Snam Rete Gas sulle modalità di approvvigionamento dei quantitativi di gas necessari all'espletamento del servizio di *default* trasporto di cui alla summenzionata delibera 440/2022/R/gas; inoltre, in relazione al tema delle garanzie, è stata demandata a Snam Rete Gas la valutazione di una loro eventuale ottimizzazione nel rispetto dei criteri definiti con la delibera 440/2022/R/gas e ferma restando l'esigenza di mantenere un'adeguata copertura dei rischi legati all'erogazione del servizio, considerando tutti gli aspetti che concorrono alla determinazione della garanzia richiesta per introdurre le opportune modifiche e/o integrazioni alle modalità attualmente adottate. Infine, sino al termine del mese di marzo 2023, è stata sospesa l'applicazione del comma 5.2 della delibera 24 marzo 2020, 88/2020/R/gas, che prevede una maggiorazione del 10% del corrispettivo applicato agli utenti della distribuzione che sono riforniti nell'ambito del servizio di *default* trasporto a decorrere dal terzo mese di erogazione del servizio.

Con la delibera 16 dicembre 2022, 690/2022/R/gas, in considerazione degli indirizzi comunicati dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica in ragione dell'eccezionale e persistente situazione di tensione sui mercati internazionali del gas naturale e delle conseguenti difficoltà per i clienti finali di trovare fornitori sul mercato, è stato stabilito:

- in deroga al termine di sessanta giorni previsto dalla delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, che il servizio di *default* fosse erogato fino al 31 marzo 2023 ai clienti finali direttamente connessi alla rete di trasporto che provvedano regolarmente al pagamento del servizio medesimo o i cui crediti siano integralmente coperti da idonee garanzie;
- in deroga a quanto disciplinato dalla delibera 249/2012/R/gas, la sospensione temporanea dei procedimenti di interruzione della fornitura per i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto del gas naturale serviti nel servizio di *default* trasporto fino al prossimo 31 dicembre 2022.

Con la delibera 29 dicembre 2022, 745/2022/R/gas, in ragione dell'approssimarsi del termine del 31 dicembre di cui alla precitata delibera 690/2022/R/gas e alla luce di quanto stabilito dal comma 25 dell'art. 1 della legge di bilancio 2023, è stato previsto di sospendere i procedimenti di interruzione della fornitura del gas naturale per i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto del gas naturale fino al 15 gennaio 2023.

La società TAP AG ha ottenuto nel 2013 l'esenzione da alcune norme europee (accesso a terzi, tariffe regolate e *unbundling*), a condizioni fissate dalla c.d. *Final Joint Opinion*, un documento approvato congiuntamente dalle Autorità di regolazione di Italia (ARERA), Grecia (RAE) e Albania (ERE). Tra le condizioni imposte, la società TAP AG deve condurre almeno ogni due anni un *Market Test* per verificare l'interesse del mercato a prenotare capacità di trasporto con contratti *long term* tra i punti di *entry* e di *exit* del gasdotto stesso. In caso di esito positivo del *Market Test* (nonché delle verifiche sulla fattibilità tecnico-economica delle richieste e della conseguente assunzione da parte dei richiedenti degli impegni vincolanti), la società TAP AG ha l'obbligo di costruire un incremento di capacità dagli attuali 10 miliardi di smc/anno fino alla massima capacità di espansione di 20 miliardi di smc/anno.

Successivamente al 2013, la normativa europea si è evoluta e in particolare è stato emanato il regolamento (UE) 459/2017 del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 marzo 2017 (c.d. CAM NC) che, oltre all'allocazione di

capacità esistente, contiene disposizioni specifiche relative alla realizzazione di capacità incrementale, prevedendo anch'esso una procedura biennale (con avvio, in generale, negli anni dispari).

Alla luce del mutato contesto normativo e su richiesta delle Autorità, TAP a partire dal 2019 (anno in cui è stato lanciato il primo *Market Test*) coordina (per quanto possibile) la procedura di *Market Test* prevista dalla *Final Joint Opinion* con la procedura di capacità incrementale disciplinata dal CAM NC.

Nel quadro del contesto sopra descritto, con la delibera 2 novembre 2022, 548/2022/R/gas, l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato la c.d. "*Project Proposal*" che disciplina la fase vincolante del *Market test*, descrivendo essenzialmente i livelli di capacità offerta, le regole generali dello svolgimento della procedura, le indicazioni sui futuri contratti, le garanzie che i soggetti devono prestare ed i parametri economici.

Con la delibera 3 maggio 2022, 199/2022/R/gas, ARERA ha confermato fino al 31 dicembre 2023 i parametri di incentivazione per il responsabile del bilanciamento in vigore nel periodo precedente.

Riforma della disciplina del conferimento di capacità

Facendo seguito al documento per la consultazione 16 novembre 2021, 502/2021/R/gas, con il documento per la consultazione 5 aprile 2022, 157/2022/R/gas, l'Autorità ha presentato le analisi e descritto i propri orientamenti su aspetti tecnici di completamento del quadro applicativo della riforma della disciplina del conferimento di capacità ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (*city gate*), trattando in dettaglio:

- le modalità di trasferimento dei costi della capacità di trasporto nell'ambito delle condizioni economiche di tutela, proponendo l'adozione di un corrispettivo variabile unico, a livello nazionale, a copertura dei costi di trasporto per i PdR con minori consumi, individuabili nell'ambito del *settlement* come appartenenti alle tipologie di cui al comma 1.1, lettere q) e r), del TISG, oltre quelli che hanno attualmente diritto alle condizioni di tutela di cui al comma 4.1, lettere a) e b) del TIVG;
- nel caso di rilevazione giornaliera dei consumi, l'estensione ai PdR con categoria d'uso tecnologico e riscaldamento (T2) delle modalità di gestione dei PdR con categoria tecnologico (T1), ovvero che la capacità convenzionale di trasporto sia attribuita sulla base del prelievo giornaliero massimo rilevato nei dodici mesi precedenti anziché sulla base del consumo annuo CA_{PdR} e del profilo di prelievo attribuito;
- specifiche modalità di gestione dei prelievi che avvengono al di fuori del periodo di punta novembre-marzo, attribuendo ad essi un peso ridotto ai fini della determinazione della capacità di trasporto e tale da replicare una stima dell'ottimizzazione dei costi di capacità precedentemente ottenibili.

Nell'ambito del documento per la consultazione è stato anche prospettato il rinvio dell'entrata in vigore della riforma di un anno, alla luce sia di segnalazioni pervenute in tal senso, sia del grado di avanzamento della sperimentazione, nonché in considerazione delle ulteriori eventuali implementazioni informatiche necessarie. Dalla consultazione è emerso un generale consenso al rinvio, anche in considerazione del contesto di mercato vigente; pertanto, con la delibera 24 maggio 2022, 225/2022/R/gas, è stato stabilito di rinviare ulteriormente l'avvio della riforma al 1° ottobre 2023.

Responsabilizzazione delle imprese di distribuzione relativamente al Delta¹⁰

Con la delibera 2 agosto 2022, 386/2022/R/gas, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione semplificato che si basa sulla penalizzazione dei valori assunti dal delta *in-out*, cioè dalla differenza tra i quantitativi immessi ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (*city gate*) e i quantitativi prelevati dai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione, qualora al di fuori di intervalli considerati ammissibili per il sistema; la definizione di un più compiuto e stringente sistema di responsabilizzazione che tenga anche conto di ulteriori fattori, nonché dell'esigenza di promuovere il miglioramento della *performance* della generalità delle imprese, è stato rimandato a successivi interventi dell'Autorità. Nello specifico, per ciascun *city gate* che non rientra nei parametri previsti, l'impresa di distribuzione si vedrà applicare una penalità valorizzata per il tramite dello stesso fattore adottato per la rete di trasporto nell'ambito del meccanismo di responsabilizzazione nella gestione del Gas non contabilizzato, ovvero 3,33 €/MWh. Inoltre, le imprese di distribuzione saranno tenute ad intraprendere le azioni necessarie a recuperare il valore del gas, oggetto di prelievo fraudolento e di perdite localizzate, presso il soggetto che abbia effettuato tale prelievo o che abbia causato la perdita. I volumi di gas saranno valorizzati in conformità alle norme applicabili al servizio di *default* trasporto sulle reti di trasporto e gli importi recuperati saranno versati a favore del sistema.

Accesso al servizio di stoccaggio

Con il decreto 14 marzo 2022, il Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica) ha emanato le disposizioni per l'anno termico dello stoccaggio 2022-2023 (ai sensi dell'art. 14 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito in legge 24 marzo 2012, n. 27, e dell'art. 12, comma 7, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164) confermando in generale l'assetto previgente dei servizi di stoccaggio e introducendo ulteriori disposizioni per tenere conto della crisi russo-ucraina e delle possibili ripercussioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici nazionali. Con la delibera 15 marzo 2022, 110/2022/R/gas, in attuazione delle disposizioni del sopra richiamato decreto, l'Autorità, per l'anno termico dello stoccaggio 2022-2023, ha previsto:

- prezzi di riserva nulli per tutte le procedure di conferimento delle capacità per i servizi di stoccaggio di modulazione di cui agli artt. 10 e 11 del "Testo integrato per la regolazione in materia di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale"¹ (di seguito: RAST), senza obblighi di riservatezza in capo alle imprese di stoccaggio;
- non applicazione agli utenti dello stoccaggio dei costi legati ai consumi tecnici delle centrali di compressione e di trattamento;
- applicazione di un corrispettivo pari a 1,15 €/MWh, nel caso in cui, al termine del mese di ottobre 2022, la giacenza dell'utente in stoccaggio fosse risultata inferiore rispetto alla giacenza minima di cui al comma 17.1 del RAST;
- applicazione di un corrispettivo nullo alle capacità di stoccaggio allocate ai sensi dell'art. 6 del decreto ministeriale 14 marzo 2022 ai titolari del gas in giacenza negli stoccaggi al 1° aprile 2022.

1 Allegato A alla delibera dell'Autorità 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

Con la delibera 8 aprile 2022, 165/2022/R/gas, l'Autorità, in attuazione delle disposizioni del decreto 1° aprile 2022 del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica), ha:

- dato mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale di pubblicare i possibili schemi di attuazione di una nuova tipologia di contratti, denominati "contratti per differenze a due vie" (di seguito: CD2V), finalizzati alla copertura del rischio prezzo tra i prezzi del gas nel periodo di iniezione e i prezzi durante il periodo di erogazione invernale;
- introdotto un meccanismo transitorio e semplificato di copertura del rischio prezzo (c.d. "premio giacenza") per incentivare il riempimento dello stoccaggio con iniezione già nel mese di aprile 2022;
- definito le modalità di approvvigionamento da parte dell'impresa maggiore di trasporto dei volumi a copertura del gas per il funzionamento del sistema per il periodo novembre 2022-marzo 2023 e per la gestione dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio per l'anno termico dello stoccaggio 2022-2023.

In data 14 aprile 2022, il Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale ha pubblicato, come previsto dalla sopra richiamata delibera, i possibili schemi di attuazione del CD2V da abbinare all'allocazione della capacità di stoccaggio per i servizi con iniezione mensile, con richiesta di osservazioni da parte dei soggetti interessati entro il 21 aprile 2022.

In considerazione delle osservazioni raccolte, l'Autorità con la delibera 27 aprile 2022, 189/2022/R/gas, tra le altre cose, ha definito i criteri generali del CD2V da associare alla capacità di stoccaggio (incluso il prezzo di riferimento da applicare mensilmente) nonché il quadro regolatorio di riferimento per l'implementazione dei suddetti contratti. Inoltre, con la delibera 14 giugno 2022, 261/2022/R/gas, l'Autorità ha completato il quadro di riferimento relativo alla definizione delle modalità di copertura a carico dei clienti degli eventuali oneri connessi con l'esecuzione del CD2V.

Con la delibera 22 novembre 2022, 614/2022/R/gas, l'Autorità ha definito le modalità di regolazione delle partite economiche relative all'esecuzione dei contratti per differenza a due vie (CD2V) di cui alla delibera 27 aprile 2022, 189/2022/R/gas; nonché, le modalità di offerta tramite prodotti a pronti dei quantitativi di gas immesso in stoccaggio nel quadro del servizio di stoccaggio di ultima istanza.

Il perdurare del conflitto tra Russia e Ucraina, la crescente volatilità dei prezzi e il livello medio di iniezione registrato nei primi dieci giorni di giugno 2022 hanno portato all'emanazione da parte del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica) di nuove disposizioni in materia di sicurezza del sistema nazionale del gas. In particolare, è stato affidato a Snam Rete Gas (decreto ministeriale 22 giugno 2022, n. 253, di seguito: decreto SNAM) e al Gestore dei servizi energetici (decreto ministeriale 20 luglio 2022, n. 287, di seguito: decreto GSE) il compito di accelerare il riempimento degli stoccaggi nazionali attraverso il c.d. "servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza" (di seguito: STUI). L'Autorità è intervenuta con la delibera 24 giugno 2022, 274/2022/R/gas, per determinare le modalità di approvvigionamento del gas da parte di Snam Rete Gas nel quadro del STUI nonché ai fini dell'anticipo degli ammontari economici a tal fine necessari da parte della Cassa per i servizi energetici ed ambientali. Tale anticipo è stato successivamente rimodulato con le delibere 21 luglio 2022, 349/2022/R/gas, e 23 settembre 2022, 442/2022/R/gas.

In tema di incentivazione, con la delibera 15 febbraio 2022, 54/2022/R/gas, l'Autorità ha definito, per il periodo 1° gennaio 2022-31 dicembre 2023, l'elenco dei servizi incentivati: 1) i servizi di cui all'art. 12, comma 1 del RAST

(capacità *unbundled* di spazio, iniezione ed erogazione su base mensile, settimanale, giornaliera ed infragiornaliera, di seguito: servizi di breve termine); 2) i servizi cc.dd. ulteriori di rimodulazione nel tempo delle capacità e/o dei suoi profili di utilizzo.

Tale riorganizzazione è volta a incentivare in modo più efficace la messa a disposizione delle prestazioni di breve termine (in particolare della c.d. capacità primaria), attraverso un indicatore delle *performance* basato sull'entità dell'offerta, opportunamente strutturato, al fine di evitare che risulti nel suo complesso eccessivamente premiante.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con la delibera 8 marzo 2022, 97/2022/R/gas, l'Autorità ha disposto che alle capacità di rigassificazione conferite, ed effettivamente utilizzate, con consegna del Gnl prevista entro la fine dell'anno termico 2021-2022, fossero estese le disposizioni precedentemente adottate con la delibera 28 dicembre 2021, 632/2021/R/gas, con la quale era stato previsto che i corrispettivi per il conferimento delle capacità di trasporto applicati alle imprese di rigassificazione e da queste ai propri utenti fossero posti pari a zero.

Con la delibera 27 aprile 2022, 190/2022/R/gas, l'Autorità ha adottato misure urgenti finalizzate a incrementare le disponibilità di gas nel sistema rendendo più flessibili le procedure di allocazione della capacità di rigassificazione, consentendo, in particolare, l'estensione all'anno termico 2023-2024 dei potenziali benefici connessi a progetti di importazione previsti dal TIRG, nonché la possibilità per i gestori dei terminali di rigassificazione di effettuare procedure di conferimento della capacità per prodotti annuali, anche anticipando il termine fissato dal TIRG per il mese di luglio.

Con la delibera 31 maggio 2022, 240/2022/R/gas, l'Autorità è intervenuta con un aggiornamento dei parametri di calcolo per la determinazione dei prezzi di riserva nelle procedure di allocazione della capacità di rigassificazione annuali e pluriannuali. Con la medesima delibera ha inoltre disposto, al fine di limitare i rischi connessi con la variazione delle tariffe di trasporto oltre l'attuale periodo di regolazione del trasporto, che i corrispettivi di assegnazione della capacità di rigassificazione, negoziati nell'ambito delle procedure di conferimento pluriannuali svoltesi nel mese di luglio 2022, fossero inclusivi dei costi di trasporto; e che eventuali differenze tra il corrispettivo di trasporto associato alla capacità di rigassificazione pluriennale vigente sul punto di entrata dal terminale al momento del conferimento e il corrispettivo vigente al momento della consegna del Gnl fossero gestiti nell'ambito del Conto oneri impianti di rigassificazione di cui all'RTRG.

Approvazione e aggiornamento dei codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo n. 164/2000, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2022, sono stati aggiornati alcuni codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con la delibera 18 gennaio 2022, 13/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas in recepimento di quanto previsto dalla delibera 16 novembre 2021, 496/2021/R/gas; con la medesima delibera sono state apportate le necessarie modifiche e integrazioni al TISG con riferimento ai conguagli dei corrispettivi variabili CV_U e CV_{FC} anche con riferimento ai clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto, integrando coerentemente le parti relative alle sessioni di bilanciamento;
- con la delibera 1° marzo 2022, 77/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di rete di Società Gasdotti Italia riguardante: (i) delle modifiche effettuate in coerenza con quanto stabilito dalla RTTG in relazione ad autoconsumi, perdite di rete e gas non contabilizzato; (ii) l'aggiornamento delle modalità di allocazione dei volumi immessi da produzioni locali, a seguito di rideterminazione dei processi di bilanciamento e aggiustamento intervenuti con la delibera 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas; (iii) la modifica del calcolo dello scostamento presso i punti di riconsegna che alimentano reti di distribuzione secondo la delibera 8 settembre 2020, 329/2020/R/gas; (iv) l'integrazione della procedura di elaborazione della sessione di bilanciamento già pubblicata sul sito internet, così come disposta dalla delibera 16 giugno 2020, 222/2020/R/gas; (v) le modifiche al capitolo relativo al bilanciamento in recepimento della delibera 16 novembre 2021, 496/2021/R/gas;
- con la delibera 1° marzo 2022, 78/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio presentata dalla società Ital gas Storage finalizzata ad ampliare l'offerta commerciale dei servizi attraverso l'introduzione dei "Basket" (definiti come gruppo di uno o più servizi di stoccaggio alternativi offerti nell'ambito della stessa procedura di conferimento) e ad introdurre dei vincoli nel meccanismo di cessione di gas naturale tra i diversi servizi;
- con la delibera 15 marzo 2022, 104/2022/R/gas, l'Autorità, congiuntamente con le Autorità di regolazione di Grecia e Albania, ha approvato una modifica del Codice di rete di TAP AG finalizzata ad ottimizzare alcuni processi a seguito dell'esperienza acquisita nel corso del primo anno di esercizio del gasdotto. In particolare, sono state introdotte modifiche in materia di: integrazioni funzionali a rendere più efficienti gli adempimenti richiesti per acquisire e mantenere la qualifica di "utente registrato", necessaria per richiedere l'allocazione di capacità di trasporto; l'introduzione di disposizioni volte a rafforzare e rendere più efficienti i presidi a garanzia dell'esposizione di TAP AG nei confronti degli utenti; l'introduzione di disposizioni che consentono di gestire un servizio di trasporto in direzione Melendugno di volumi di gas immessi a monte con la definizione di un nuovo punto virtuale di *entry* che include i punti fisici di Komotini e Nea Mesimvria;
- con la delibera 19 luglio 2022, 338/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento dei codici di trasporto della società Snam Rete Gas e della società Infrastrutture Trasporto Gas, in materia di valutazione tecnico-economica delle richieste di allacciamento;
- con la delibera 19 luglio 2022, 339/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione trasmessa da GNL Italia che prevede l'integrazione del sistema di garanzie in linea con quanto previsto dal Codice di rete dell'impresa maggiore di trasporto; nonché il proporzionamento del corrispettivo relativo alle capacità di trasporto per la capacità di rigassificazione conferita all'utente sulla base del volume tecnico della nave metaniera indicata nel programma di consegna;
- con la delibera 18 ottobre 2022, 504/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del codice di trasporto trasmesso da Società Gasdotti Italia relativamente al sistema di garanzie. L'aggiornamento prevede l'ampliamento degli strumenti di garanzia cui gli utenti possono ricorrere e adegua le coperture finanziarie all'effettiva esposizione dell'esercente;

- con la delibera 22 novembre 2022, 607/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Stogit in materia di integrazione dei servizi di breve termine e degli strumenti di garanzia.

Misure per la sicurezza del sistema

La crisi russo-ucraina ha determinato una modifica dei flussi di approvvigionamento del gas verso l'Europa associata ad una situazione di tensione sui mercati dell'energia caratterizzata da prezzi elevati ed estrema volatilità degli stessi. Al fine di affrontare le possibili ripercussioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici nazionali, anche in applicazione di specifiche disposizioni normative, l'Autorità ha adottato misure finalizzate a favorire la copertura della domanda di gas per l'inverno 2022-2023, in particolare in materia di stoccaggio e rigassificazione, descritti nei precedenti paragrafi.

Con la delibera 22 marzo 2022, 118/2022/R/gas, l'Autorità ha aggiornato il corrispettivo variabile CRV¹ a copertura dei costi fissi generati per il sistema gas dall'affidamento del servizio di interrompibilità tecnica dei clienti industriali.

Con il documento per la consultazione 15 novembre 2022, 584/2022/R/gas, l'Autorità ha prospettato le modalità attuative del servizio di interrompibilità tecnica dei prelievi di gas naturale ai sensi dell'art. 1 del decreto 21 ottobre 2022 del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica).

Con la delibera 1° dicembre 2022, 649/2022/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni di competenza contenute nel decreto ministeriale 21 ottobre 2022 che prevede un meccanismo per un servizio di interrompibilità tecnica dei prelievi dalle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale, aggiuntivo rispetto a quello derivante dai contratti di fornitura di tipo interrompibile già presenti e stipulati dagli operatori, per soggetti che utilizzano il gas naturale per fini industriali, ivi compresa la generazione elettrica nel solo caso in cui essa sia funzionale al processo produttivo *in situ*.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'Autorità, con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas, ha adottato il "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale" (TIMMIG) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale.

Il TIMMIG, tra le altre cose, prevede che il Gestore dei mercati energetici (incaricato del monitoraggio della dimensione concorrenziale) e l'impresa maggiore di trasporto (SRG – incaricata del monitoraggio della dimensione strutturale) inviino annualmente all'Autorità, per approvazione, il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente.

In linea con le suddette disposizioni, con la delibera 17 maggio 2022, 215/2022/R/gas, sono stati approvati i costi a consuntivo sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto nel 2021 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale. Con la delibera 20 dicembre 2022, 700/2022/R/gas, sono stati approvati il Piano di attività e il corrispondente preventivo dei costi trasmessi dall'impresa maggiore di trasporto in relazione all'attività di monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso per l'anno 2023.

A seguito della crisi russo-ucraina e del conseguente abnorme aumento dei prezzi del gas, con il decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, il Governo ha stabilito, all'art. 7, comma 5, che, per finalità di monitoraggio, i titolari dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano sono tenuti a trasmettere, la prima volta entro quindici giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, al Ministero della transizione ecologica (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) e all'Autorità i medesimi contratti e i nuovi contratti che verranno sottoscritti, nonché le modifiche degli stessi, sempre entro il termine di quindici giorni; e che le informazioni trasmesse sono trattate nel rispetto delle esigenze di riservatezza dei dati commercialmente sensibili.

Con la successiva delibera 30 marzo 2022, 143/2022/r/gas, in attuazione del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, l'Autorità ha definito le modalità per la trasmissione dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano, prevedendo la trasmissione: 1) integrale dei contratti di approvvigionamento di durata almeno annuale; 2) secondo specifiche modalità di dettaglio dei principali dati relativi ai contratti più rappresentativi fra quelli di cui al punto 1); 3) delle sole informazioni rilevanti (per esempio, volumi immessi nel sistema nazionale del gas naturale e i relativi prezzi) dei contratti di approvvigionamento di durata inferiore all'anno. Con la successiva determina 15 aprile 2020, 4/2022-DMEA, sono state fissate le modalità di raccolta delle informazioni relative ai contratti di approvvigionamento di gas naturale.

Qualità dei servizi di trasporto, distribuzione e stoccaggio

Qualità del servizio di trasporto del gas

I criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in vigore per il periodo regolatorio 2020-2023 sono contenuti nella RQTG 5PRT approvata con la delibera 19 dicembre 2019, 554/2019/R/gas.

Con la delibera 23 novembre 2021, 512/2021/R/gas, l'Autorità ha adottato la "Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG)", che definisce: (i) responsabilità e perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*; (ii) requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo; (iii) predefiniti livelli di qualità del servizio; (iv) un sistema di incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio; (v) un sistema di monitoraggio di requisiti dei livelli di qualità. In tale disciplina sono confluite alcune delle disposizioni in materia di qualità commerciale relative al servizio di misura di cui alla RQTG 5PRT e, pertanto, la RQTG 5PRT è stata conseguentemente aggiornata.

Con la delibera 22 novembre 2022, 600/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas per il recepimento del riassetto dell'attività di misura sulla rete di trasporto del gas naturale di cui alla delibera 512/2021/R/gas, e alcune modifiche alla RMTG.

Con delibera 23 dicembre 2021, 617/2021/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT), decorrente dal 2024. Per quanto riguarda la qualità del servizio, il procedimento è previsto concludersi nel corso del 2023.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas

I criteri di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale in vigore per il periodo regolatorio 2020-2025 (RQSG 5PRS) sono stati approvati con delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas. In un quadro di sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione, i criteri RQSG 5PRS prevedono, in particolare:

- la distinzione tra attività di sorveglianza e attività di ispezione (invasiva e non invasiva) delle *flow line* di collegamento;
- l'introduzione di obblighi di installazione, con riferimento ai nuovi pozzi di stoccaggio, di valvole di sicurezza che non sia necessario rimuovere per consentire l'effettuazione di interventi manutentivi; con riferimento ai pozzi già in esercizio, l'Autorità ha previsto che l'installazione di tali valvole sia contestuale alla realizzazione di altri interventi di manutenzione straordinaria e subordinata a un'analisi dei costi e dei benefici in termini di riduzione di emissioni di gas naturale;
- l'introduzione di un obbligo di comunicazione annuale del numero degli eventi che hanno dato luogo a emissioni di gas naturale in atmosfera;
- l'introduzione di una penalità per l'impresa di stoccaggio nel caso in cui le prestazioni (di erogazione o iniezione) messe a disposizione degli utenti risultino inferiori a quelle associate alle capacità conferite, in linea con le curve prestazionali individuate con decreto del Ministero ai sensi della normativa vigente;
- il rafforzamento e la razionalizzazione della regolazione sulla qualità commerciale, confermando inoltre l'obbligo per l'impresa di stoccaggio di pubblicare e rendere disponibili agli utenti del servizio di stoccaggio il piano mensile degli interventi di manutenzione programmata e gli obblighi informativi previsti dal RAST a beneficio degli utenti.

Attuazione della regolazione premi-penalità della sicurezza del servizio di distribuzione in vigore nel periodo 2014-2019

La delibera 12 aprile 2022, 171/2022/R/gas, ha previsto, nelle more delle conclusioni del procedimento relativo alla determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2019, al fine di evitare penalizzazioni finanziarie nei confronti delle imprese distributrici che hanno dato il proprio benessere rispetto ai risultati di previsione della determinazione dei premi e delle penalità per l'anno 2019, un'anticipazione nella misura pari all'80% in acconto dell'importo complessivo netto dei premi per l'anno 2019 spettanti (saldo algebrico dei premi e delle penalità). Tali anticipazioni sono state corrisposte entro il mese di maggio 2022.

Con riferimento alla regolazione premi-penalità della sicurezza del servizio di distribuzione, l'Autorità:

- con la delibera 19 luglio 2022, 334/2022/R/gas, ha determinato i premi e le penalità, per l'anno 2018, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per un'impresa, la cui determinazione era stata sospesa con la delibera 21 dicembre 2021, 596/2021/R/gas;

- con la delibera 2 agosto 2022, 383/2022/R/gas, ha determinato i premi e le penalità, per l'anno 2019, relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, sospendendo per necessità di approfondimenti istruttori di varia natura la determinazione per alcune imprese e per alcuni impianti.

Infine, con la delibera 29 novembre 2022, 624/2022/R/gas, sono state accolte le istanze di deroga al rispetto dei termini temporali per la sostituzione/risanamento delle condotte in materiale non previsto dalle norme tecniche, presentate da cinque imprese distributrici all'Autorità nel mese di giugno 2021 in conformità alle disposizioni di cui al comma 14.9 della RQDG.

Controllo dell'attuazione della vigente regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas

Con le delibere 1° febbraio 2022, 36/2022/R/gas, e 15 novembre 2022, 569/2022/R/gas, l'Autorità ha intimato ad alcune imprese di procedere alla comunicazione dei dati della sicurezza e continuità e della qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas relativi agli anni 2020 e 2021. Gli obblighi di comunicazione, previsti dalla regolazione, sono strumentali alla vigilanza dell'Autorità, per il riscontro della piena attuazione della disciplina regolatoria e, in particolare, per il rispetto della regolazione dei servizi di distribuzione del gas, di cui alla RQDG. L'azione di vigilanza viene esercitata a partire dall'analisi dei dati comunicati dalle imprese distributrici ed è, pertanto, fondamentale che tutte provvedano ad adempiere agli obblighi di comunicazione.

In relazione alle attività di controllo e ispezione, anche per l'anno 2022, l'Autorità ha previsto un programma di attività ispettive finalizzate ad accertare la corretta attuazione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas con particolare riferimento alla sicurezza.

Con la delibera 8 marzo 2022, 87/2022/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di cinque verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza per l'anno 2020, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas naturale. L'obiettivo di tali controlli è quello di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributrici di gas naturale, del meccanismo incentivante i recuperi di sicurezza definito dalla RQDG.

Con la delibera 2 agosto 2022, 382/2022/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di 50 controlli telefonici nei confronti di altrettante imprese distributrici. L'obiettivo di tali controlli è quello di verificare il corretto funzionamento del servizio di pronto intervento. Se il controllo telefonico ha esito non conforme, l'impresa distributtrice viene sottoposta a verifica ispettiva in sede.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasporto gas

A partire dal 1° gennaio 2020 è entrata in vigore la regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (RTTG 5PRT – 2020-2023), approvata con delibera 8 marzo 2019, 114/2019/R/gas.

Con la delibera 31 maggio 2022, 233/2022/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 5PRT, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2023.

Con il documento per la consultazione 213/2022/R/gas, l'Autorità ha esposto le principali linee di intervento per la riforma dei criteri di regolazione tariffaria del trasporto gas per il sesto periodo (6PRT, 2024-2027), illustrando gli orientamenti in materia di criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti, in particolare per il primo anno del periodo (2024), nell'ottica della transizione verso l'approccio ROSS (Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio), e di determinazione dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto del gas naturale. Con il documento per la consultazione 502/2022/R/gas, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti finali in materia di determinazione dei ricavi e dei prezzi di riferimento del servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo (6PRT).

Con i documenti per la consultazione 616/2021/R/gas e 336/2022/R/gas, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti sui criteri di incentivazione ed efficientamento dell'esercizio e dello sviluppo della rete di trasporto del gas naturale per il 6PRT, in particolare in materia di incentivi al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate, criteri di efficienza per lo sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione e incentivi al funzionamento delle centrali di compressione *dual fuel*.

Con la delibera 3 maggio 2022, 195/2022/R/gas, l'Autorità ha conferito mandato a Snam Rete Gas, in qualità di impresa maggiore di trasporto, per definire una metodologia per la valutazione dello stato di salute delle infrastrutture di trasporto, finalizzata a supportare le decisioni di sostituzione o mantenimento in esercizio delle infrastrutture. Con la delibera 27 dicembre 2022, 723/2022/R/gas, l'Autorità, prendendo atto dell'avvenuta elaborazione della metodologia c.d. *asset health* da parte di Snam Rete Gas, ha definito il meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate che, secondo gli esiti di tale metodologia *asset health*, possono essere ancora esercite in sicurezza; l'applicazione di tale meccanismo decorre dal 2023.

Con la delibera 28 giugno 2022, 279/2022/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal DPCM 29 marzo 2022 in materia di opere e infrastrutture necessarie al *phase out* dell'utilizzo del carbone in Sardegna, con particolare riferimento ai servizi della c.d. *virtual pipeline*. Il procedimento è previsto concludersi nel corso del 2023.

Si riportano di seguito procedimenti avviati nel corso del 2022 per ottemperare a sentenze definitive della giustizia amministrativa intervenute in materia di tariffe per il servizio di trasporto del gas:

- con la delibera 27 settembre 2022, 448/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per ottemperare alle sentenze del Consiglio di Stato nn. 6096 e 6098 del 2022, finalizzato ad adottare ulteriori misure di economicità del sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale per i soggetti a maggior consumo di gas naturale, in applicazione del decreto legge n. 83/2012; gli orientamenti sulle possibili misure di economicità sono stati presentati dall'Autorità con il documento per la consultazione 41/2023/R/gas;
- con la delibera 4 ottobre 2022, 470/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'attuazione della sentenza del Consiglio di Stato n. 4241/2022 in materia di coordinamento tra imprese di trasporto e di distribuzione e criteri di valutazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, consultando i propri orientamenti sulle modifiche alla delibera 468/2018/R/gas e il relativo allegato A (Requi-

siti minimi di Piano); con la delibera 122/2023/R/gas, l'Autorità ha concluso il procedimento disponendo le opportune modifiche alla delibera 468/2018/R/gas e ai requisiti minimi del Piano;

- con la delibera 2 marzo 2023, 70/2023/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per ottemperare alla sentenza del Consiglio di Stato n. 8523/2022, finalizzato in particolare a verificare se la regolazione tariffaria del periodo 2014-2017 tenesse effettivamente in adeguata considerazione la finalità di non penalizzare le aree del Mezzogiorno, sancita dall'art. 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/2000, e a introdurre, eventualmente, un'apposita disciplina tariffaria volta a colmare una tale lacuna.

GNL – Tariffe di rigassificazione

A partire dal 1° gennaio 2020 è entrata in vigore la Regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il quinto periodo di regolazione (RTRG 5PR GNL – 2020-2023), approvata con la delibera 19 novembre 2019, 474/2019/R/gas.

Con la delibera 28 giugno 2022, 278/2022/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi della RTRG 5PR GNL, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2023, l'ultimo del 5PR GNL, disponendo altresì il nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi relative all'anno 2021. Con la delibera 29 novembre 2022, 645/2022/R/gas, l'Autorità ha rettificato il valore della percentuale di consumi e perdite della società Terminale GNL Adriatico, disponendo la modifica della relativa tabella allegata alla delibera 278/2022/R/gas.

Con la delibera 27 luglio 2022, 356/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL, per il sesto periodo di regolazione (6PR GNL), che ha avvio il 1° gennaio 2024. Il procedimento è previsto concludersi nel corso del 2023.

Tariffe di stoccaggio

A partire dal 1° gennaio 2020 è entrata in vigore la Regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (RTSG 5PRS – 2020-2025), approvata con delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas. Con la delibera 1° marzo 2022, 75/2022/R/gas, l'Autorità ha inoltre disposto la revisione infra-periodo dei livelli di recupero di efficienza delle imprese di stoccaggio del gas naturale rilevante ai fini degli aggiornamenti tariffari per gli anni 2023-2025.

Con la delibera 2 agosto 2022, 384/2022/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi della RTSG 5PRS, ha approvato i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2023.

Con la delibera 14 giugno 2022, 255/2022/R/gas, l'Autorità ha provveduto a individuare la Commissione indipendente di esperti per la verifica delle prestazioni di stoccaggio del giacimento di Cornegliano Laudense della

società Italgas Storage, ai sensi di quanto previsto dalla delibera 182/2015/R/gas, definendone l'ambito di attività e i relativi compensi.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas, l'Autorità ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025. Nel corso del 2022, l'Autorità ha effettuato l'aggiornamento infra-periodo della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG), con riferimento al triennio 2023-2025; in particolare, con la delibera 30 agosto 2022, 406/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'aggiornamento della RTDG con riferimento ai seguenti aspetti:

- in relazione al riconoscimento dei costi operativi, valutazione degli eventuali effetti delle politiche ambientali sulla dinamica dei punti di riconsegna e delle modalità di allocazione del rischio tra clienti finali e imprese;
- con riferimento al servizio di misura – installazione e manutenzione dei misuratori e al servizio di misura –, raccolta, validazione e registrazione dei dati, valutazione dell'eventuale obiettivo per recuperi di efficienza da applicare nel triennio 2023-2025;
- valutazione dell'adeguatezza del valore dei costi standard per l'installazione degli *smart meter* gas, valutando altresì l'introduzione di forme di differenziazione di tale costo in relazione a eventuali funzionalità aggiuntive dei suddetti misuratori, rispetto ai requisiti funzionali minimi previsti dalle direttive per la messa in servizio di gruppi di misura del gas di cui alla delibera 631/2013/R/gas come successivamente modificata e integrata (direttive *smart meter* gas);
- definizione del livello del costo standard riconosciuto per le letture di *switch*;
- definizione dei valori da riconoscere in acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche, previste dal decreto ministeriale 21 aprile 2017, n. 93, dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti delle direttive *smart meter* gas;
- definizione delle modalità di riconoscimento, secondo logiche parametriche, dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori;
- definizione delle modalità di riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* dismessi anticipatamente nella prima fase del *roll out* dei piani di installazione prevista dalle direttive *smart meter* gas in coerenza con le indicazioni riportate nella parte di motivazione della delibera 269/2022/R/gas;
- l'adozione delle misure previste all'art. 2, comma 8, del DPCM 29 marzo 2022, in materia di tariffe di distribuzione, relativamente alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna.

Con la delibera 462/2022/R/com, l'Autorità ha previsto altresì che, nell'ambito del suddetto procedimento di aggiornamento infra-periodo della RTDG, sia valutata la modifica delle modalità di esazione delle componenti GS, RE, RS, UG₁, UG₂ e UG₃, a decorrere dal 1° gennaio 2023.

Con il documento per la consultazione 15 novembre 2022, 571/2022/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione a tali tematiche.

Con riferimento ai temi relativi al servizio di distribuzione, ai fini della valutazione degli effetti delle politiche ambientali sulla dinamica dei punti di riconsegna, l'Autorità ha condotto un'analisi sull'andamento dei punti di riconsegna comunicati dalle imprese ai fini della perequazione a partire dall'anno 2018 e l'anno 2021. L'analisi

contenuta nel documento per la consultazione 571/2022/R/gas ha evidenziato che, in linea generale, non sono emersi fenomeni generalizzati di riduzione dei punti di riconsegna, seppure, in relazione alle dinamiche relative alle singole località tariffarie, si presentino, in taluni casi, situazioni di significativa riduzione nel numero di punti di riconsegna serviti.

Sulla base di tali analisi, l'Autorità ha espresso l'orientamento di non modificare le modalità di allocazione dei costi tra imprese e clienti finali e confermare, per gli anni 2023-2025, i tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti, di cui al comma 16.2 della RTDG, applicati negli anni 2020-2022, e di svolgere ulteriori analisi e approfondimenti in relazione alla dinamica dei punti di riconsegna, monitorandone l'andamento nel corso del tempo per valutare tempestivamente eventuali necessità di intervento e comunque in vista del successivo periodo di regolazione.

Con riferimento all'adozione delle misure previste all'art. 2, comma 8, del DPCM 29 marzo 2022, in materia di tariffe di distribuzione, relativamente alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna, nel documento per la consultazione 571/2022/R/gas l'Autorità ha prospettato di dare attuazione a quanto previsto dal DPCM 29 marzo 2022 confermando l'applicazione della specifica componente tariffaria CE della tariffa obbligatoria, espressa in euro/pdr, ai soli punti di riconsegna serviti nella regione Sardegna, prevedendo che il minor gettito sia compensato nell'ambito dei meccanismi di perequazione con copertura mediante la componente UG_1 della medesima tariffa obbligatoria.

Con riferimento alla revisione delle tempistiche di esazione del gettito componenti tariffarie a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas, in analogia con quanto prospettato nel documento per la consultazione 213/2022/R/gas per le componenti addizionali di trasporto, l'Autorità ha prospettato una riduzione dell'intervallo temporale tra l'esazione del gettito delle suddette componenti e il corrispondente versamento a CSEA.

In merito a tali aspetti, con la delibera 29 dicembre 2022, 737/2022/R/gas, con la quale è stata approvata la nuova versione della RTDG, l'Autorità:

- con riferimento al riconoscimento dei costi operativi, ha confermato di non modificare le modalità di allocazione dei costi tra imprese e clienti finali e ha altresì confermato, per gli anni 2023-2025, i tassi di riduzione dei costi operativi riconosciuti vigenti nel triennio precedente;
- al fine di mitigare le conseguenze derivanti dalla riduzione dei punti di riconsegna in singole località per effetto delle politiche di elettrificazione dei consumi o di transizione ad altri vettori energetici in termini di copertura dei costi operativi, ha previsto un meccanismo di aggiustamento basato su logiche di *trigger* da gestire nel contesto della perequazione di cui all'art. 45 della RTDG, a partire dai ricavi di competenza del 2023;
- in relazione all'adozione delle misure previste all'art. 2, comma 8, del DPCM 29 marzo 2022, in materia di tariffe di distribuzione, ha confermato l'orientamento espresso in consultazione;
- in merito alla revisione delle tempistiche di esazione del gettito componenti tariffarie a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas, ha confermato gli orientamenti espressi in consultazione;
- con riferimento alle disposizioni di cui all'art. 6 della legge 5 agosto 2022, n. 118, in materia di valorizzazione delle porzioni di rete nella titolarità dell'ente locale, ha modificato le disposizioni di cui al titolo II, della sezione II, della RTDG (per dettagli, consultare il paragrafo "Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione").

Con la delibera 5 aprile 2022, 154/2022/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2021, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, della RTDG. Con la medesima delibera sono state apportate altresì alcune modifiche alla RTDG con riferimento all'applicazione del tetto al riconoscimento dei costi unitari di capitale per le località in avviamento e con riferimento al trattamento dello *stock* di contributi esistenti al 31 dicembre 2011 per le gestioni d'ambito.

Con la delibera 5 aprile 2022, 155/2022/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni dal 2016 al 2020 e le opzioni gas diversi dal 2018 al 2022 per un'impresa distributrice, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 febbraio 2022.

Con la delibera 3 maggio 2022, 194/2022/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2022 e rideterminati gli importi di perequazione bimestrale in acconto relativi al medesimo anno 2022, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, della RTDG; con la medesima delibera è stata altresì disposta la proroga per l'anno 2022 della disciplina transitoria relativa alle reti isolate GNL e alimentate con carro bombolaio di cui all'art. 14, lettera a), della delibera 570/2019/R/gas.

Con delibera 3 maggio 2022, 196/2022/R/gas, è stato concluso il procedimento di valutazione relativo all'istanza di rettifica di dati tariffari presentata dall'impresa Ireti, finalizzata al riconoscimento dei costi di realizzazione degli allacciamenti relativi al periodo 1974-1997, disponendone il rigetto.

Con la delibera 31 maggio 2022, 246/2022/R/gas, a seguito di dichiarazione di fallimento della società Casirate Gas da parte del Tribunale di Bergamo, sono state rideterminate in via straordinaria le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas, per gli anni 2018-2021, relative alla località 4989 – Casirate d'Adda (BG).

Con delibera 28 giugno 2022, 279/2022/R/com, è stato avviato un procedimento per definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal DPCM 29 marzo 2022; con riferimento agli impatti sulle reti di distribuzione, tale procedimento è successivamente confluito nell'ambito della revisione infra-periodo avviata con la delibera 406/2022/R/gas.

Con delibera 28 giugno 2022, 282/2022/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, con validità per il triennio 2019-2021 e per il triennio 2022-2025, il tasso di interesse da applicare per la determinazione del rimborso ai gestori uscenti degli importi per la copertura degli oneri di gara di cui al decreto interministeriale 12 novembre 2011, n. 226, in coerenza con quanto previsto dalla delibera 14 gennaio 2016, 10/2016/R/gas.

Con la delibera 27 luglio 2022, 357/2022/R/gas, è stata accolta l'istanza di applicazione di opzioni gas diversi per l'anno tariffario 2022, alternativa rispetto a quelle approvate con delibera 620/2021/R/gas, con riferimento all'ambito gas diversi Lazio dell'impresa distributrice ButanGas, ai sensi dell'articolo 69, comma 5, della RTDG.

Con la delibera 25 ottobre 2022, 525/2022/R/gas, l'Autorità, facendo seguito agli orientamenti presentati nell'ambito del documento per la consultazione 30 novembre 2021, 539/2021/R/gas, ha disciplinato le modalità operative di applicazione del tetto al riconoscimento tariffario dei costi di capitale nelle località in avviamento di cui all'art. 33 della RTDG.

Con la delibera 13 dicembre 2022, 679/2022/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni dal 2009 al 2021, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 settembre 2022.

Con la delibera 29 dicembre 2022, 736/2022/R/gas, sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 42 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 69 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 47 della RTDG, per l'anno 2023. Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

L'aggiornamento infra-periodo della RTDG per il triennio 2023-2025, con riferimento al servizio di misura, ha riguardato le seguenti tematiche:

- con riferimento al riconoscimento dei costi operativi, valutazione dell'eventuale obiettivo per recuperi di efficienza da applicare nel triennio 2023-2025;
- definizione del livello del costo standard riconosciuto per le letture di *switch*;
- definizione dei valori da riconoscere in acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto ministeriale n. 93/2017 dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 conformi ai requisiti delle direttive *smart meter gas*;
- definizione delle modalità di riconoscimento, secondo logiche parametriche, dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori;
- valutazione dell'adeguatezza del valore dei costi standard per l'installazione degli *smart meter gas*, valutando altresì l'introduzione di forme di differenziazione di tale costo in relazione a eventuali funzionalità aggiuntive dei suddetti misuratori, rispetto ai requisiti funzionali minimi previsti dalle direttive *smart meter gas*;
- definizione delle modalità di riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* dismessi anticipatamente nella prima fase del *roll out* prevista dalle direttive *smart meter gas*.

Con riferimento alle tematiche sopra elencate, sulla base delle analisi condotte, i cui esiti sono riportati nel documento per la consultazione 571/2022/R/gas, l'Autorità ha prospettato:

- ai fini della valutazione dell'obiettivo per recuperi di efficienza da applicare nel triennio 2023-2025 per il servizio di misura, la conferma degli obiettivi di recupero già fissati per il primo triennio del periodo di regolazione (pari allo 0%);
- con riferimento al costo standard riconosciuto per le letture di *switch* per il triennio 2023-2025, di applicare, a partire dal 2023, un valore unitario del costo standard riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* pari a 0,50 euro;
- ai fini della definizione dell'acconto per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto ministeriale n. 93/2017, la conferma di meccanismi di acconto-conguaglio riducendo nel contempo l'importo dell'acconto rispetto al periodo 2020-2022;

- con riferimento alla copertura dei costi operativi e di capitale relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, di definire un'unica componente $t(\text{telcon})_{t,c}$ applicata ai soli punti di riconsegna dotati di *smart meter*, determinata parametricamente, posta pari a 1,30 euro/pdr_{smart}.

Con riferimento al valore del costo standard per l'installazione degli *smart meter*:

- per l'anno 2022, di confermare i valori unitari dei costi standard previsti per l'anno 2021 e le relative modalità di valorizzazione, basate sulla media tra costo effettivamente sostenuto e costo standard con pesi pari rispettivamente al 70% e al 30%;
- con riferimento agli investimenti effettuati a partire dall'anno 2023, di confermare il riconoscimento dei nuovi investimenti come media tra i costi effettivamente sostenuti e i costi standard, confermando altresì i pesi attualmente previsti per gli investimenti effettuati successivamente al 2019, pari rispettivamente al 70% e al 30%;
- con riferimento ai misuratori di classe fino a G25, di fissare livelli dei costi standard inferiori rispetto a quelli fissati per l'anno 2021;
- con riferimento ai misuratori elettronici di classe superiore a G25, di confermare i valori dei costi standard attualmente previsti dalla RTDG;
- di prevedere che, a partire dagli investimenti effettuati nell'anno 2023, in caso di installazione di *smart meter* dotati di funzionalità utili a migliorare la sicurezza in presenza di eventi sismici, i costi di capitale comprensivi dei costi di installazione e messa in servizio siano riconosciuti sulla base del costo effettivo sostenuto dall'impresa, in misura superiore al costo standard, ma comunque entro un limite posto pari al valore del costo standard previsto a partire dall'anno dati 2023, maggiorato di 30 euro;
- di prevedere altresì che tali maggiorazioni siano riconosciute limitatamente ai casi di installazione in località situate nei territori a più elevato rischio sismico, come individuate dall'ordinanza del Presidente del Consiglio dei ministri 28 aprile 2006, n. 3519 o da provvedimenti regionali successivi;
- di prevedere che le imprese, che nel corso degli anni 2020-2022 abbiano proceduto ad installare *smart meter* dotati di funzionalità utili a migliorare la sicurezza in presenza di eventi sismici in aree ad elevato rischio sismico, possano presentare istanza ai fini del riconoscimento dei costi di capitale comprensivi dei costi di installazione e messa in servizio, ma comunque entro un limite posto pari al valore del costo standard previsto nel medesimo periodo, maggiorato di 30 euro;
- con riferimento alle modalità di riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* dismessi anticipatamente nella prima fase del *roll out* prevista dalle direttive *smart meter gas*, di riconoscere in tariffa il valore residuo degli *smart meter* di classe $\leq G6$ già dismessi o che saranno dismessi in futuro anticipatamente rispetto al termine della vita utile regolatoria, circoscrivendo tale intervento di riconoscimento agli *smart meter* entrati in esercizio negli anni dal 2012 al 2016, prevedendo altresì che tale valore residuo sia riconosciuto nei limiti del costo standard previsto con riferimento all'anno 2012, e che il suddetto riconoscimento sia posto pari alle quote di ammortamento residue fino a 15 anni di vita, nella misura massima individuata dal costo standard relativo all'anno di installazione, opportunamente rivalutato all'anno di dismissione.

In relazione alle tematiche sopra riportate, con la delibera 29 dicembre 2022, 737/2022/R/gas, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- con riferimento all'obiettivo per recuperi di efficienza per il servizio di misura, confermare quanto prospettato in consultazione prevedendo di non modificare gli obiettivi di recupero già fissati per il primo triennio del periodo di regolazione, previsti in misura pari allo 0%;
- in relazione alla definizione di un nuovo livello di costo standard riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* da applicare nel triennio 2023-2025, tenuto conto delle osservazioni pervenute, modificare parzialmente

l'impostazione ipotizzata in consultazione differenziando il corrispettivo per il riconoscimento dei costi delle letture di *switch* secondo il tipo di misuratore installato prevedendo un costo standard pari a 0,50 euro da applicare alle letture di *switch* relative a punti di riconsegna dotati di *smart meter* e confermare l'attuale livello di 5 euro per ciascuna lettura di *switch* nel caso di punti di riconsegna dotati di misuratore convenzionale;

- in relazione al valore dell'acconto da riconoscere per la copertura dei costi operativi connessi alle verificazioni periodiche previste dal decreto ministeriale n. 93/2017 dei gruppi di misura di classe maggiore di G6, confermare il riconoscimento tramite meccanismi di acconto-conguaglio, fissando l'acconto in misura pari a 40 euro per ciascun punto di riconsegna dotato di *smart meter* con calibro superiore a G6;
- in relazione alla definizione della componente parametrica a copertura dei costi operativi e di capitale di telelettura/telegestione e concentratori:
 - confermare l'attivazione di una componente tariffaria unica deputata alla copertura dei suddetti, in luogo dei previgenti meccanismi basati sulla presentazione di istanze da parte degli operatori;
 - prevedere che il valore della componente parametrica sia determinato a partire dal valore del tetto già definito dalla delibera 904/2017/R/gas, rimodulato per tenere conto della diversa vita utile regolatoria con il quale era stato definito il suddetto tetto e della quota parte di costi implicitamente già riconosciuti mediante la componente del servizio di misura t(rac);
 - ai fini dell'aggiornamento per gli anni successivi, individuare le quote parti a copertura rispettivamente dei costi di capitale e dei costi operativi in linea con la ripartizione rilevata per i costi effettivi del 2020 (con incidenza del 65% per i costi di capitale e del 35% per i costi operativi);
- in relazione al riconoscimento dei costi di capitale previsti per gli investimenti in *smart meter*:
 - con riferimento agli investimenti effettuati nel 2022, confermare quanto prospettato in consultazione;
 - con riferimento agli investimenti effettuati a partire dal 2023, in linea generale confermare il riconoscimento dei nuovi investimenti come media tra i costi effettivamente sostenuti e i costi standard, prevedendo altresì di confermare i pesi attualmente previsti per gli investimenti effettuati successivamente al 2019, pari rispettivamente al 70% e al 30%; con riferimento ai misuratori di classe fino a G25, determinare i nuovi livelli di costo standard per il triennio 2023-2025, a partire dai costi di investimento effettivi rilevati nell'anno 2020, opportunamente rivalutati in base all'anno 2022; con riferimento ai misuratori di classe superiore a G25, confermare i livelli di costo standard previgenti, prevedendone la rivalutazione in base all'anno 2022;
- con riferimento al riconoscimento dei costi standard relativi all'installazione di *smart meter* dotati di funzionalità aggiuntive, svolgere approfondimenti in relazione ai profili concorrenziali oggetto di osservazioni nell'ambito della consultazione;
- con riferimento al tema del riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* installati nella prima fase di *roll out* delle direttive *smart meter* gas, confermare l'orientamento espresso in consultazione prevedendo di estendere il riconoscimento del valore residuo agli *smart meter* dismessi anticipatamente fino all'anno 2018, purché tali dismissioni siano riferite ad apparati prodotti fino all'anno 2016.

Con la delibera 25 gennaio 2022, 24/2022/R/gas, sono stati approvati gli importi dei costi annuali operativi sostenuti da alcune imprese di distribuzione gas per gli anni 2017-2019 e relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, nei limiti del tetto previsto dall'articolo 29, comma 2, della RTDG 2014-2019.

Con la delibera 22 marzo 2022, 114/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la rideterminazione degli importi riconosciuti alla società Italgas Reti relativi agli anni 2011-2016, a copertura dei costi operativi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori.

Regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano

Con la delibera 26 aprile 2022, 179/2022/R/gas, l'Autorità ha aggiornato le direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale, introducendo una deroga alle disposizioni di cui al comma 61.4 dell'Allegato A alla delibera 64/2020/R/gas, che prevede, ai fini della certificazione delle quantità di biometano ammesse all'incentivo, la possibilità di carico dei mezzi per il trasporto su strada del biometano presso un unico impianto di liquefazione che riceve il biometano prodotto da più impianti di produzione, a condizione che la quantità di biometano ammessa all'incentivo sia univocamente riconducibile alle quote prodotte dai suddetti impianti di produzione, sulla base di specifiche procedure applicative predisposte e pubblicate dal GSE, che consentano di garantire la corretta quantificazione del biometano incentivato.

Con il documento per la consultazione 13 settembre 2022, 423/2022/R/gas, l'Autorità ha presentato gli orientamenti per l'implementazione delle disposizioni di cui all'articolo 37 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (decreto di recepimento della direttiva (UE) 2018/2001) (di seguito: decreto legislativo n. 199/2021) in materia di connessioni degli impianti di biometano alle reti del gas. In particolare, nel documento sono stati illustrati:

- gli orientamenti per l'attuazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 199/2021, per quanto di competenza dell'Autorità, in relazione a:
 - criteri in base ai quali l'impresa maggiore di trasporto formula una procedura per l'integrazione delle informazioni e delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano sulla rete del gas, comprese le reti di distribuzione (art. 37, comma 1);
 - semplificazione e aggiornamento delle disposizioni inerenti alle modalità e alle condizioni per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas, includendo anche altre tipologie di gas rinnovabili, ivi compreso l'idrogeno, anche in miscela (art. 37, comma 2);
- le modifiche da apportare alla sezione I dell'allegato A alla delibera 27/2019/R/gas, a seguito della pubblicazione del decreto del Ministero della transizione ecologica 3 giugno 2022, che ha aggiornato il decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 maggio 2018, recante: "Regola tecnica sulle caratteristiche chimico fisiche e sulla presenza di altri componenti nel gas combustibile".

Progetti pilota per l'ottimizzazione della gestione e l'utilizzo innovativo delle infrastrutture del gas

In esito ai due documenti per la consultazione 11 febbraio 2020, 39/2020/R/gas, e 15 giugno 2021, 250/2021/R/gas, di cui è già stata data evidenza nella precedente *Relazione Annuale*, con la delibera 404/2022/R/gas è stato pubblicato il provvedimento finale in materia di progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale.

Con tale delibera, l'Autorità ha approvato il Regolamento di incentivazione dei progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale, istituendo al contempo presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) il Fondo per la sperimentazione di utilizzi innovativi delle reti gas.

La delibera 404/2022/R/gas, nel definire l'ambito di applicazione delle sperimentazioni articolato su tre ambiti progettuali, tratta nel dettaglio i seguenti argomenti:

- presentazione delle istanze di partecipazione alle sperimentazioni;
- criteri generali di valutazione delle istanze e processo di valutazione;
- criteri di riconoscimento dei costi delle sperimentazioni;
- conduzione delle sperimentazioni e diffusione dei risultati.

La medesima delibera, agli artt. 5 e 6, prevede due determine del Direttore della Direzione Infrastrutture, Energia e Unbundling per la definizione del formato e dei contenuti minimi delle istanze di ammissione al trattamento incentivante, del formato del piano economico-finanziario delle sperimentazioni, del formato del piano relativo all'eventuale utilizzo degli asset coinvolti nelle sperimentazioni per il periodo successivo alla loro conclusione (art. 5) e dei contenuti minimi e dei formati dei rapporti intermedi e della relazione finale delle sperimentazioni, dello schema di dettaglio per la rendicontazione dei costi di progetto e dei criteri di riconoscimento dei medesimi costi in corso d'opera (art. 6).

Con riferimento a tale articolazione, si è infine proceduto con la pubblicazione di un'unica determina direttoriale omnicomprensiva, in modo tale da rendere disponibili *ex ante* per i soggetti interessati tutte le informazioni rilevanti relative alle sperimentazioni, ivi comprese quelle riferite alla fase di rendicontazione tecnica ed economico-finanziaria.

La determina è articolata in tre allegati tecnici:

- allegato A: Modalità di presentazione e di valutazione delle istanze di ammissione al trattamento incentivante;
- allegato B: Formato e contenuti minimi delle istanze di ammissione alle sperimentazioni;
- allegato C: Strumenti di rendicontazione e criteri di riconoscimento dei costi sostenuti nell'ambito delle sperimentazioni.

Più in dettaglio, l'allegato A prevede che le istanze siano sottoposte all'Autorità in formato elettronico in apposita sezione del suo sito internet a decorrere dal 15 gennaio 2023 ed entro il 15 aprile 2023 e che la graduatoria di merito ai fini dell'ammissione al trattamento incentivante, con la relativa parte motivazionale, sia approvata dall'Autorità e pubblicata sul suo sito internet entro il 15 luglio 2023; secondo quanto previsto dalla delibera 404/2022/R/gas, la valutazione delle istanze sarà sviluppata dall'Autorità con il supporto di CIG, ENEA e RSE.

L'allegato B prevede che l'istanza sia composta dai seguenti documenti, la cui struttura è oggetto di dettaglio nell'allegato stesso:

- descrizione della proposta di sperimentazione, ivi compreso il relativo cronoprogramma;
- piano economico-finanziario della sperimentazione, ivi compresa l'indicazione delle spese per le quali viene richiesto il riconoscimento in tariffa, l'importo di cui è richiesta l'ammissione al meccanismo premiale e la relativa modulazione temporale;
- piano relativo all'eventuale utilizzo degli asset coinvolti nelle sperimentazioni per il periodo successivo alla loro conclusione;
- schema operativo (reso preventivamente disponibile sul sito internet dell'Autorità) da compilare a cura del proponente per la quantificazione degli indicatori di valutazione di cui all'allegato A alla delibera 404/22/R/gas.

L'allegato C prevede delle relazioni intermedie delle sperimentazioni secondo uno schema stabilito nell'allegato stesso; in particolare, dette relazioni intermedie hanno l'obiettivo di rendicontare le diverse fasi della sperimentazione (fase di progettazione dell'intervento, realizzazione e messa in servizio dell'intervento, conclusione della prima fase di esercizio sperimentale), mentre la relazione finale ha l'obiettivo di rendicontare lo sviluppo complessivo della sperimentazione e i risultati finali conseguiti, e dovrà essere resa disponibile entro il 31 dicembre 2026; esso tratta infine anche le modalità di rendicontazione dei costi di progetto.

Recepimento e attuazione delle manovre adottate dal Governo a sostegno degli utenti gas

Quanto evidenziato nel paragrafo dedicato al recepimento e all'attuazione delle manovre a sostegno degli utenti elettrici, nel Capitolo 3 del presente Volume, si ripete anche per il settore del gas naturale.

Le stesse disposizioni normative che hanno previsto l'annullamento delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} , per il settore elettrico, hanno previsto anche l'annullamento, per tutto il 2022, delle componenti tariffarie RE/RET, GS/GST e UG3/UG3T per il settore del gas naturale. In particolare:

- per il I trimestre 2022, la delibera 635/2021/R/com, in attuazione di quanto previsto dalla legge di bilancio 2022;
- per il II trimestre 2022, la delibera 141/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge n. 17/2022;
- per il III trimestre 2022, la delibera 295/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge n. 80/2022;
- per il IV trimestre 2022, la delibera 462/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge n. 115/2022.

A ciò si aggiunga che, con la delibera 148/2022/R/gas, l'Autorità ha disposto di aggiornare, a partire dal 1° aprile 2022, l'aliquota dell'elemento UG2c della componente aggiuntiva della tariffa di distribuzione UG2, attraverso l'applicazione di una componente di segno negativo agli scaglioni di consumo, fino allo scaglione con valore massimo a 5.000 smc/annui. Per il II trimestre 2022 tale disposizione è stata adottata autonomamente dall'Autorità. L'applicazione della suddetta componente negativa per i successivi trimestri del 2022 è stata poi prevista dalle disposizioni dei decreti legge adottati dal Governo per il III e IV trimestre 2022 (con rafforzamento della misura in termini economici).

Anche il mancato gettito delle componenti RE/RET, GS/GST, UG3/UG3T e componente negativa UG2c (per gli ultimi due trimestri) è stato coperto dalle risorse messe a disposizione dalle disposizioni del Governo già ricordate precedentemente. In particolare:

- per l'annullamento delle componenti RE/RET, GS/GST e UG3/UG3T nel I trimestre 2022, la legge di bilancio 2022 ha messo a disposizione 480 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti RE/RET, GS/GST e UG3/UG3T nel II trimestre 2022, il decreto legge n. 17/2022 ha messo a disposizione ulteriori 250 milioni di euro;
- per l'annullamento delle componenti RE/RET, GS/GST e UG3/UG3T e per la conferma dell'aliquota negativa UG2c nel III trimestre 2022, il decreto legge n. 80/2022 ha messo a disposizione ulteriori 292 milioni di euro,

prevedendo anche altri 240 milioni di euro per incrementare (in valore assoluto) la componente di segno negativo UG2c;

- per l'annullamento delle componenti RE/RET, GS/GST e UG3/UG3T e la conferma del valore della componente di segno negativo UG2c del II trimestre nel III trimestre 2022, il decreto legge n. 115/2022 ha messo a disposizione ulteriori 1.820 milioni di euro.

Le risorse sopra ricordate sono state destinate ai vari conti di gestione alimentati dalle componenti RE/RET, GS/GST, UG3/UG3T e UG2, a seconda del fabbisogno economico per l'anno 2022 dei medesimi conti.

In questo caso, la variabilità delle risorse richieste nei diversi trimestri è riconducibile per lo più alla forte stagionalità tipica del mercato del gas naturale – per cui l'annullamento delle componenti nei trimestri invernali ha ovviamente effetti più rilevanti – oltre che alla modifica dell'aliquota della componente negativa UG2c intervenuta nel III trimestre 2022.

Con la delibera 212/2022/I/com, l'Autorità ha adempiuto a quanto previsto dall'art. 2-bis del decreto legge n. 17/2022, presentando la rendicontazione dell'utilizzo delle risorse messe a disposizione dal bilancio dello Stato per l'anno 2021, incluse quelle destinate al settore gas (si veda al Capitolo 3 il paragrafo "Rendicontazione oneri generali (rapporto 16 maggio 2022, 212/2022/I/com)"). La rendicontazione delle risorse messe a disposizione dal Governo nel corso del 2022, in termini di effettiva adeguatezza al fabbisogno economico dei diversi conti di gestione, potrà essere compiuta solo una volta che siano disponibili i dati di consuntivo 2022, nei primi mesi del 2023.

Pure per il settore gas, nel corso dell'anno 2022, le manovre del Governo hanno riguardato anche il rafforzamento del bonus sociale al fine di compensare le variazioni di spesa trimestrali dei clienti domestici beneficiari, disponendo, tra l'altro, un ampliamento della platea dei medesimi beneficiari a decorrere dal 1° aprile 2022 (elevazione della soglia ISEE a 12.000 euro). Per tale aspetto, si rimanda al Capitolo 10 del presente Volume.

Agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale ("imprese gasivore")

Come evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, acquisito il parere dell'Autorità 527/2021/I/gas, il Ministro della transizione ecologica ha adottato, in data 21 dicembre 2021, il decreto n. 541 recante "rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema gas applicati alle imprese a forte consumo di gas naturale" (decreto ministeriale 21 dicembre 2021, n. 541).

Il decreto ministeriale n. 541/2021 assegna numerose funzioni all'Autorità in tema di regolazione attuativa del meccanismo di agevolazione alle imprese gasivore, nel quale assumono un ruolo rilevante la CSEA e, per alcuni aspetti, anche l'ENEA.

Nel corso del 2022, con la delibera 41/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti attuativi della disciplina delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale di cui al decreto ministeriale n. 541/2021.

Con il documento per la consultazione 59/2022/R/gas, in ragione dell'imminenza del termine di decorrenza delle agevolazioni per le imprese gasivore, fissato al 1° aprile 2022 dal decreto ministeriale n. 541/2021, l'Autorità ha esperito una prima consultazione urgente nella quale è stata esplorata la possibilità di una prima applicazione provvisoria della misura, per il periodo 1° aprile-31 dicembre 2022, con la finalità di consentire alle imprese gasivore di ottenere l'agevolazione, in prima applicazione, con modalità semplificate, sebbene con rischio di conguaglio una volta che fosse disponibile il portale per la raccolta e verifica delle dichiarazioni, gestito da CSEA.

L'orientamento di una prima applicazione, in via urgente e semplificata, della disciplina delle agevolazioni alle imprese gasivore ha fatto emergere criticità da parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione, sia dal punto di vista dei compiti assegnati ai venditori, sia da un punto di vista gestionale/operativo, con particolare riferimento ai rischi di conguaglio una volta acquisite le dichiarazioni definitive per il medesimo periodo.

Successivamente alla pubblicazione del documento per la consultazione 59/2022/R/gas, l'azzeramento delle componenti RE e RET degli oneri generali gas è stato confermato dapprima per il II trimestre 2022, con la delibera 141/2022/R/com, e poi anche per il III trimestre 2022, dalla delibera 295/2022/R/com.

In considerazione delle problematiche emerse per dar corso alla "prima applicazione" del meccanismo delle agevolazioni per le imprese gasivore, inizialmente previsto per il periodo dal 1° aprile al 31 dicembre 2022 e richiamato dal comma 3 dell'articolo 8 del decreto ministeriale n. 541/2020, con la sopracitata delibera 295/2022/R/com, l'Autorità ha previsto, tra l'altro, di mantenere annullate le componenti tariffarie RE e RET per l'intera annualità 2022. Ciò ha permesso di attivare, dal 1° gennaio 2023, l'applicazione "a regime" delle nuove agevolazioni senza necessità di una "prima applicazione" delle agevolazioni per le imprese gasivore, evitando quindi esigenze di conguaglio.

Con il documento per la consultazione 385/2022/R/gas, l'Autorità ha formulato i propri orientamenti in tema di modalità operative per l'applicazione delle agevolazioni tariffarie alle imprese a forte consumo di gas naturale a decorrere dal 1° gennaio 2023 predisponendo, altresì, uno schema di provvedimento sul quale sono stati sollecitati contributi scritti partecipativi.

L'intervento prospettato nello schema di provvedimento trae origine principalmente dall'esperienza maturata in questi anni da CSEA nella gestione del sistema di riconoscimento per le imprese a forte consumo di energia elettrica, allo scopo anche di permettere sinergie, pur tenendo conto di alcune specificità connesse al sistema delle imprese gasivore.

Il meccanismo prevede che le imprese interessate presentino a CSEA, alla fine dell'anno t per le agevolazioni relative all'anno t+1, una dichiarazione relativa al periodo di riferimento (di norma, triennio t-4, t-3, t-2) che contiene, oltre ai requisiti di accesso e ai dati fiscali, anche l'elenco completo dei punti di riconsegna (PDR) con indicazione, per ciascun punto di riconsegna, della tipologia di utilizzo, dell'impresa di distribuzione (o l'impresa di trasporto per clienti allacciati direttamente alla rete del trasporto) e del consumo annuale di gas naturale.

Con la delibera 541/2022/R/gas, l'Autorità ha adottato le disposizioni necessarie ad attuare il nuovo meccanismo di agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale di cui al decreto del Ministro della transizione ecologica n. 541/2021. La delibera 541/2022/R/gas dettaglia, nell'allegato A che forma parte integrante e sostan-

ziale della sopracitata delibera, le disposizioni attuative valide sia per il periodo transitorio di applicazione delle agevolazioni per l'anno 2023 che per la situazione a regime.

Più nel dettaglio, con la richiamata delibera, vengono stabilite:

- le modalità con cui le imprese in possesso dei requisiti del decreto del Ministro della transizione ecologica n. 541/2021 si potranno registrare come imprese a forte consumo di gas naturale presso la CSEA;
- le agevolazioni riconosciute alle imprese a forte consumo di gas naturale mediante l'applicazione da parte delle imprese di distribuzione e delle imprese di trasporto di aliquote differenziate delle componenti RE e RET degli oneri generali gas, da applicare a partire dal 2023, in base alla classe di appartenenza, alle imprese a forte consumo di gas naturale;
- le modalità di applicazione alle imprese a forte consumo di gas naturale delle componenti RE e RET per le diverse classi di agevolazione;
- le modalità di esenzione di una parte della componente RE/RET per le imprese con consumi di gas naturale per uso non energetico superiori alla soglia di 1 milione di Sm³/anno, valutata sull'insieme dei punti di riconsegna nella titolarità dell'impresa;
- le nuove modalità operative per la costituzione degli elenchi delle imprese a forte consumo di gas naturale con separata evidenza delle imprese soggette ad esenzione di cui al punto precedente, impartendo le conseguenti disposizioni alla CSEA;
- il prezzo di riferimento del gas naturale da utilizzare per il calcolo degli indici per la definizione dei livelli di contribuzione minima previsti dall'art. 4 del decreto del Ministro della transizione ecologica n. 541/2021;
- gli elementi attestanti la propria condizione che dovranno essere presentati alla CSEA dalle imprese a forte consumo di gas naturale, con specifiche indicazioni anche per casi particolari come le imprese a forte consumo di gas naturale di recente costituzione;
- le modalità di attestazione dell'adozione da parte dell'impresa a forte consumo di gas naturale dell'effettiva attuazione delle misure per l'uso efficiente dell'energia previste dall'art. 8 del decreto del Ministro della transizione ecologica n. 541/2021, in coordinamento con ENEA;
- i controlli di legittimità e di coerenza che la CSEA è tenuta a effettuare e le modalità di gestione delle eventuali rettifiche da parte dell'impresa;
- le modalità di esazione, da parte di CSEA, delle contribuzioni dovute dalle imprese a forte consumo di gas naturale di alcune classi di agevolazione, con le tempistiche di versamento delle rate e le modalità di controllo da parte della stessa CSEA degli avvenuti versamenti;
- la definizione del contributo dovuto dalle imprese a forte consumo di gas naturale a copertura dei costi amministrativi sostenuti dalla CSEA per l'attuazione delle disposizioni del provvedimento in esame;
- le modalità di comunicazione da parte di CSEA al Sistema informativo integrato (SII) e alle imprese di trasporto degli elenchi aggiornati delle imprese gasivore e dei flussi informativi dal SII e dalle imprese di trasporto alle imprese distributrici, agli utenti del bilanciamento e alle controparti commerciali;
- le modalità di applicazione, da parte delle imprese distributrici e di trasporto, delle componenti tariffarie RE e RET ai singoli punti di riconsegna del gas nella titolarità delle imprese a forte consumo di energia; per i punti di riconsegna sulla rete di distribuzione, l'individuazione di tali punti è demandata al Sistema informativo integrato, mentre, per i punti sulle reti di trasporto, all'impresa maggiore di trasporto, previo coordinamento con le altre imprese di trasporto;
- le disposizioni specifiche di applicazione delle agevolazioni per l'anno 2023; in particolare, il portale per la registrazione delle imprese a forte consumo di gas, in sessione ordinaria, sarà messo a disposizione online da

CSEA entro il 30 novembre 2022 con una finestra temporale indicativamente di 45 giorni per la presentazione della dichiarazione;

- in analogia a quanto previsto per le imprese energivore, un'apposita sessione suppletiva per l'ammissione di eventuali dichiarazioni tardive rispetto ai termini perentori per l'invio previsti dalla regolazione, integrata da misure proporzionate che hanno posto in capo all'impresa ritardataria il maggiore onere che la gestione di una tale sessione comporta sia in termini di costi amministrativi, sia in termini di ritardo e appesantimento delle attività connesse con i procedimenti di riconoscimento delle agevolazioni avviati nei confronti delle imprese che hanno presentato le autodichiarazioni in modo tempestivo.

Piani decennali di sviluppo delle reti

In data 29 marzo 2022 l'Autorità ha avviato la consultazione pubblica dei Piani di sviluppo della rete di trasporto di gas naturale per l'anno 2022. Nell'ambito di tale consultazione, conclusasi in data 31 maggio 2022, è stata organizzata dall'impresa maggiore di trasporto, su mandato dell'Autorità, una sessione pubblica online finalizzata alla presentazione e all'approfondimento di specifici aspetti dei Piani e di risposta ai quesiti presentati dai soggetti interessati, svoltasi il 4 maggio 2022.

Con delibera 20 dicembre 2022, 696/2022/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie valutazioni sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2022, congiuntamente alle valutazioni sui Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale 2021.

Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione

I principali provvedimenti adottati nel corso del 2022 in materia di gare per ambito di concessione hanno riguardato le attività di analisi svolte dall'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 164/2000 e del decreto interministeriale n. 226/2011, relative agli scostamenti tra valore di rimborso e RAB e alla documentazione di gara trasmessa dalle stazioni appaltanti.

In relazione alla prima attività, con la delibera 4 ottobre 2022, 471/2022/R/gas, e 13 dicembre 2022, 680/2022/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni inerenti ai valori di rimborso con scostamenti maggiori del 10% rispetto alla RAB, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/2000, come modificato dall'articolo 1, comma 93, della legge n. 124/2017, nella versione vigente fino all'entrata in vigore della legge 5 agosto 2022, 118 (legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021, di seguito: legge n. 118/2022), rispettivamente con riferimento ai Comuni dell'Atem Cuneo 2 – Città di Cuneo e Sud e Venezia 1 – Laguna Veneta.

Con riferimento, invece, all'attività di analisi della documentazione di gara, con la delibera 26 aprile 2022, 187/2022/R/gas, e 12 luglio 2022, 316/2022/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni in merito alla

documentazione di gara inviata, ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/2011, rispettivamente con riferimento agli Atem Roma 4 – Litorale Sud e Castelli Romani e Catanzaro – Crotone.

In data 22 aprile 2022, in attuazione di quanto indicato nella determina del Direttore della Direzione Infrastrutture *Unbundling* e Certificazione (oggi denominata Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling*) (DIUC) 25 luglio 2014, 13/2014, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati definitivi relativi al valore degli *asset* risultante al 31 dicembre 2019, a seguito dell'emanazione della delibera 5 aprile 2022, 154/2022/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2021.

In data 11 maggio 2022, e sempre in attuazione di quanto indicato nella menzionata determina 13/2014 della DIUC, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati provvisori relativi al valore degli *asset* risultante al 31 dicembre 2020, a seguito dell'emanazione della delibera 3 maggio 2022, 194/2022/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2022.

I dati RAB vengono resi disponibili nei seguenti formati:

- modalità aggregata senza distinzione per soggetto proprietario, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario;
- quota parte di proprietà del gestore uscente soggetta a trasferimento a titolo oneroso, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario e per le quali il medesimo gestore uscente ha fornito tale dettaglio.

Con la delibera 28 giugno 2022, 282/2022/R/gas, l'Autorità ha aggiornato con validità per il triennio 2019-2021 e per il triennio 2022-2025 il tasso di interesse da applicare per la determinazione del rimborso ai gestori uscenti degli importi per la copertura degli oneri di gara di cui al decreto interministeriale n. 226/2011, in coerenza con quanto previsto dalla delibera dell'Autorità 14 gennaio 2016, 10/2016/R/gas.

Con il documento per la consultazione 19 luglio 2022, 337/2022/R/gas, l'Autorità, inserendosi nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 3 novembre 2020, 435/2020/R/gas, per l'attuazione delle disposizioni dell'articolo 114-ter del decreto legge 19 maggio 2020, n. 34, ha illustrato gli orientamenti in relazione all'individuazione dei criteri per la formulazione delle osservazioni ai bandi di gara trasmessi dalle stazioni appaltanti ai sensi delle disposizioni dell'articolo 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/2011.

Con la determina 20 luglio 2022, 5/2022, la Direzione Infrastrutture ha integrato le modalità di attuazione delle verifiche a campione, di cui all'articolo 23, comma 1, e di cui all'articolo 27, comma 4, dell'Allegato A alla delibera 905/2017/R/gas.

L'art. 6 della legge n. 118/2022 ha introdotto alcune disposizioni volte, da un lato, a valorizzare le reti di distribuzione del gas di proprietà degli enti locali e, dall'altro, a rafforzare il percorso di semplificazione già avviato con la legge n. 124/2017, allo scopo di accelerare le procedure per l'effettuazione delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale.

Con la delibera 15 novembre 2022, 570/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato il procedimento per l'attuazione di interventi previsti dalla legge n. 118/2022 in materia di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.

Con il documento per la consultazione 15 novembre 2022, 572/2022/R/gas, l'Autorità ha posto in consultazione proposte al fine di recepire le disposizioni in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale introdotte della legge n. 118/2022.

Con la delibera 22 dicembre 2022, 714/2022/R/gas, l'Autorità ha aggiornato le disposizioni in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale in attuazione della legge n. 118/2022.

Iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB ha comportato e comporta tuttora un'intensa attività da parte degli Uffici dell'Autorità. Tale attività prevede la valutazione della corposa documentazione trasmessa dalle stazioni appaltanti all'Autorità tramite le apposite piattaforme informatiche VIR-RAB e la gestione della complessa attività istruttoria nella quale si inseriscono le interlocuzioni con le stazioni appaltanti.

Com'è noto, tale procedimento è propedeutico al procedimento di verifica dei bandi di gara, di cui all'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/2011 e successive modifiche e integrazioni.

Nella tavola 4.1, sulla base dei dati aggiornati al 31 dicembre 2022, sono elencate le 67 stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%, relativi ai Comuni ricadenti nel regime ordinario individuale per Comune di cui all'art. 3, comma 1, lettera a), dell'Allegato A alla delibera 905/2017/R/gas e nel regime semplificato individuale per Comune di cui all'art. 3, comma 1, lettera b), del medesimo allegato A, per un totale di circa 1530 Comuni soggetti a verifica da parte degli Uffici dell'Autorità.

Di questi ultimi, circa 694 sono soggetti al regime semplificato individuale per Comune.

TAV. 4.1 Stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comunità montana Valle Camonica	Brescia 1 – Nord-Ovest
Provincia di Treviso	Treviso 2 – Nord
Comune di Reggio Emilia	Reggio nell'Emilia
Comune di Pinerolo	Torino 3 – Sud-Ovest
Comune di Alessandria	Alessandria 2 – Centro
Regione Friuli-Venezia Giulia	Udine 1 – Nord e Udine 3 – Sud
Comune di Foligno	Perugia 2 – Sud-Est
Comune di Novara	Novara 2 – Sud
Comune di Villafranca di Verona	Verona 2 – Pianure veronesi

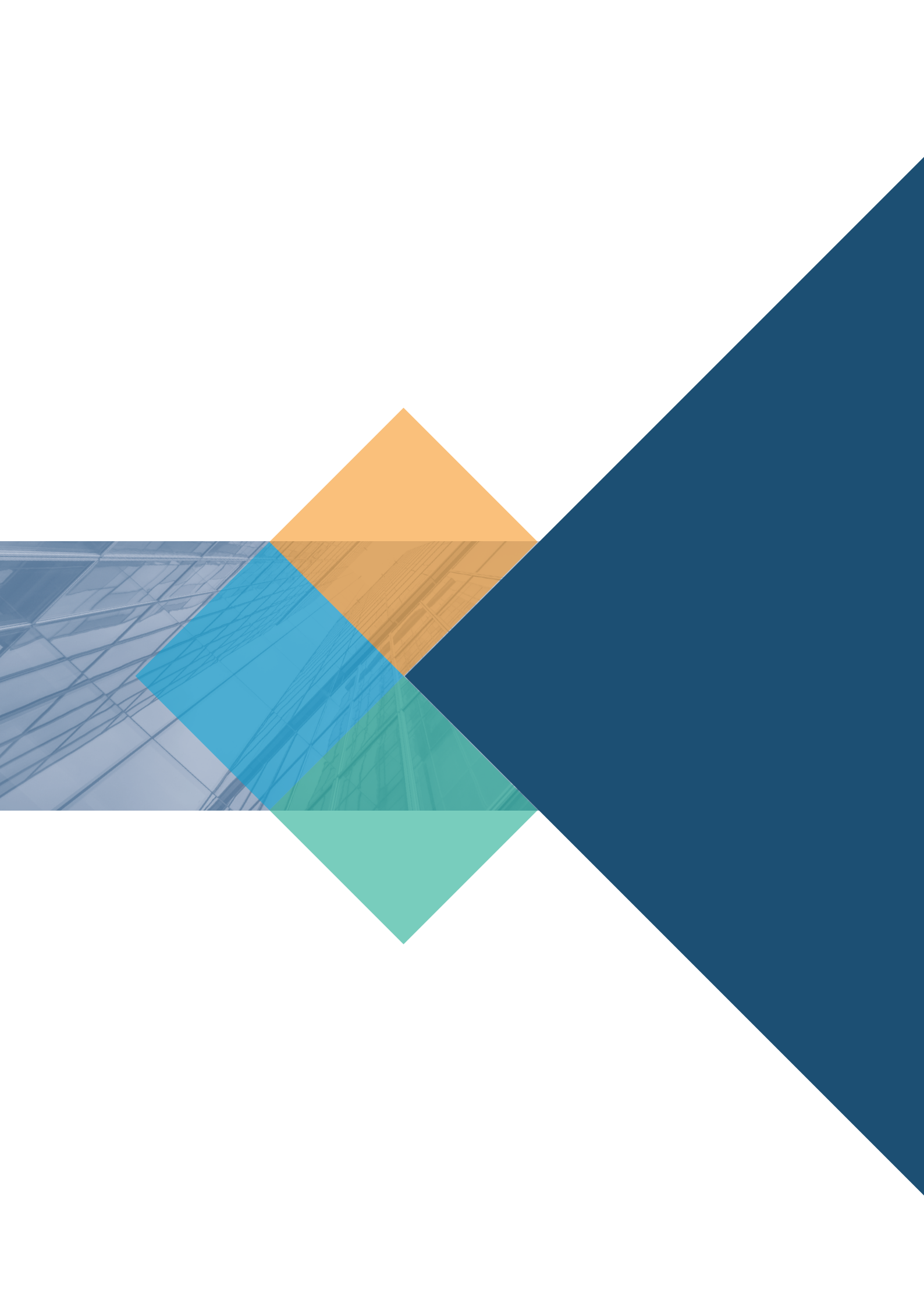
(segue)

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Provincia di Como	Como 1 – Triangolo Lariano e Brianza comasca
Comune di Viterbo	Viterbo
Comune di Verona	Verona 1 – Città di Verona e Nord
Comune di Padova	Padova 1 – Città di Padova e Nord
Comune di Casale Monferrato	Alessandria 1 – Nord
Città metropolitana di Venezia	Venezia 2 – Entroterra e Veneto orientale
Comune di Pavia	Pavia 2 – Città e impianto di Pavia
Comune di Monza	Monza e Brianza 1 – Est
Comune di Pesaro	Pesaro-Urbino
Comune di Lissone	Monza e Brianza 2 – Ovest
Comune di Bologna	Bologna 1 – Città e impianto di Bologna e Bologna 2 – Provincia
Comune di Ravenna	Ravenna
Comune di Caserta	Caserta 1 – Sud-Est
Comune di Lucca	Lucca
Provincia di Cremona	Cremona 2 – Centro e Cremona 3 – Sud
Comune di Savona	Savona 2 – Nord-Est
Comune di Civitanova Marche	Macerata 2 – Nord -Est
Comune di Este	Padova 3 – Bassa Padovana
Comune di Cassano d'Adda	Milano 4 – Provincia Nord-Est
Comune di Dalmine	Bergamo 3 – Dintorni a ovest di Bergamo
Comune di Legnano	Milano 2 – Provincia Nord-Ovest
Comune di Firenze	Firenze 1 – Città e impianto di Firenze e Firenze 2 – Provincia
Comune di Voghera	Pavia 4 – Oltrepò Pavese
Comune di Verbania	Verbano-Cusio-Ossola
Comune di Vigevano	Pavia 1 – Lomellina Ovest
Comune di Potenza	Potenza 2 – Sud
Comune di Lovere	Bergamo 2 – Nord-Est
Comune di Treviglio	Bergamo 5 – Sud-Ovest
Comune di Lecco	Lecco 1 – Nord
Comune di Codogno	Lodi 2 – Sud
Pescara Energia	Pescara
Comune di Brescia	Brescia 3 – Città e impianto di Brescia
Comune di Ferrara	Ferrara
Comune di Merate	Lecco 2 – Sud
Comune di Perugia	Perugia 1 – Città di Perugia e Nord-Ovest

(segue)

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comune di Alba	Cuneo 3 – Nord-Est
Comune di Valdagno	Atem Vicenza 4 – Valli dell'Agno e del Chiampo
Comune di Oleggio	Atem Novara 1 – Nord
Comune di Romano di Lombardia	Atem Bergamo 6 – Sud-Est
Provincia di Trento	Atem Trento 1 – Impianto di Trento – Trento 2 – Nord-Est – Trento 3 – Sud-Ovest
Comune di Rozzano	Atem Milano 3 – Provincia Sud
Comune di Varese	Atem Varese 2 – Centro
Comune di Como	Atem Como 2 – Como e Olgiatese
Comune di Vicenza	Atem Vicenza 1 – Città di Vicenza e Sud-Est
Comune di Foggia	Atem Foggia 2 – Sud
ARPAE – Agenzia regionale per la prevenzione, l'ambiente e l'energia dell'Emilia Romagna	Atem Modena 2 – Sud
Comune di Campobasso	Atem Campobasso
Comune di Taranto	Atem Taranto
Comune di Asti	Atem Asti
Comune di Vercelli	Atem Vercelli
Comune di Mantova	Atem Mantova 1 – Città di Mantova e Nord-Ovest
Comune di Bergamo	Atem Bergamo 4 – Bergamo e dintorni a Est
Comune di Arezzo	Atem Arezzo
Comune di Treviso	Atem Treviso 1 – Sud
Provincia di Varese	Atem Varese 1 – Nord
Provincia di Savona	Atem Savona 1 – Sud-Ovest
Comune di Ascoli Piceno	Atem Ascoli Piceno
Comune di Benevento	Atem Benevento

Fonte: ARERA.



CAPITOLO

5



**ASPETTI COMUNI
DELLA REGOLAZIONE
INFRASTRUTTURALE
NEI SETTORI DELL'ENERGIA
ELETTRICA E DEL GAS**

SETTORIALE

Metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base)

Il Quadro strategico dell'Autorità 2022-2025, approvato con la delibera dell'Autorità 13 gennaio 2022, 2/2022/A, in continuità con il Quadro strategico dell'Autorità 2019-2021, prevede come obiettivo strategico lo sviluppo di un approccio integrato di "Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio" (ROSS), da applicare a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas sia per quanto riguarda i criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto (ROSS-base), sia – per i principali operatori – per quanto riguarda la pianificazione delle attività, della *baseline* di costo e degli *output* attesi (ROSS-base).

Approccio ROSS-base

Con la delibera 28 giugno 2021, 271/2021/R/com, l'Autorità ha dato avvio al procedimento volto all'introduzione di nuove modalità di riconoscimento dei costi, comuni a tutti i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas, basate su un approccio di "spesa totale" che viene denominato ROSS-base. In particolare, la delibera 271/2021/R/com identifica tre obiettivi specifici:

- a. eliminare le distorsioni nelle scelte delle imprese regolate tra soluzioni ad alta intensità di capitale e soluzioni ad alta intensità di lavoro;
- b. aumentare la produttività totale dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas a beneficio dei clienti finali;
- c. allineare le regolazioni specifiche dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas.

Il procedimento avviato con la delibera 271/2021/R/com mira, in particolare, a:

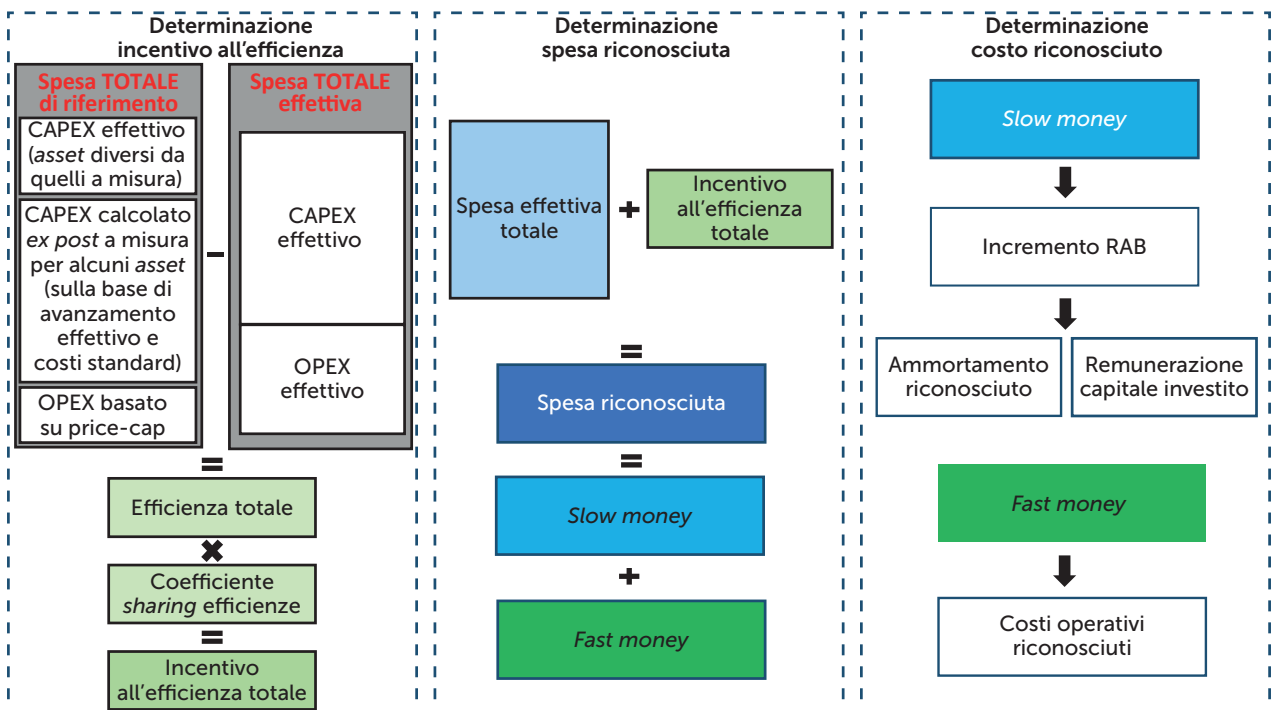
- prevedere il riallineamento degli incentivi all'efficienza, attualmente focalizzati principalmente sui costi operativi, in modo che si estendano all'efficienza totale, utilizzando coefficienti di ripartizione dell'efficienza totale conseguita considerando sia le spese operative sia le spese di capitale;
- prevedere tassi di capitalizzazione fissati *ex ante* dal regolatore, eventualmente differenziati per singolo servizio regolato, da applicare alla spesa totale riconosciuta, che consentano di determinare sia la spesa di capitale riconosciuta che va a incrementare il capitale investito ai fini regolatori, sia i costi operativi riconosciuti;
- introdurre meccanismi di monitoraggio dei ritorni sul capitale investito regolatorio, al fine di valutare in che misura i rendimenti effettivi conseguiti si discostino da quanto determinato dal regolatore;
- dare corso al percorso di allineamento delle regolazioni specifiche dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas, in relazione ai criteri di riconoscimento del capitale investito e dei costi operativi, al fine di rendere il più possibile omogenee le regolazioni ed evitare disallineamenti nei ritorni sul capitale investito legati a differenze nel trattamento regolatorio di specifiche voci di costo operativo e di capitale, in analogia a quanto sperimentato con la riforma dei criteri di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 271/2021/R/com, sottoposto ad analisi di impatto della regolazione (AIR) con modalità semplificate, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 23 dicembre 2021, 615/2021/R/com, che ha illustrato le logiche delle principali linee di intervento che caratterizzano la

soluzione ROSS-base, ne ha descritto lo schema concettuale di riferimento (riprodotto in Fig. 5.1) e ha delineato le principali fasi del processo di determinazione del costo riconosciuto ai fini tariffari secondo tale approccio:

- definizione della spesa totale di riferimento;
- determinazione della spesa totale effettiva;
- determinazione del recupero di efficienza totale rispetto alla spesa di riferimento;
- applicazione di un meccanismo di *sharing* delle efficienze (e delle inefficienze);
- determinazione della spesa totale riconosciuta;
- applicazione del tasso di capitalizzazione con individuazione delle porzioni della spesa totale riconosciuta che vanno a incrementare la RAB (cosiddetto *slow money*) e la porzione che viene invece spesa (c.d. *fast money*).

FIG. 5.1 Schema concettuale ROSS-base



Fonte: ARERA.

La riforma ROSS-base è anche l'occasione, nelle intenzioni dell'Autorità, di completare il processo di allineamento dei criteri di regolazione tariffaria tra i diversi servizi infrastrutturali regolati (a rete) con l'introduzione di un Testo integrato dei criteri di determinazione del costo riconosciuto (TIROSS) che, in analogia a quanto previsto con i PWACC per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, i cui criteri sono riflessi nel TIWACC, troverebbe applicazione in veri e propri periodi regolatori dei criteri di determinazione del costo riconosciuto. A completamento di questo percorso di riforma i periodi regolatori specifici dei singoli servizi potrebbero essere concentrati sulle specificità industriali dei singoli servizi, con ruolo principale assegnato agli strumenti regolatori relativi alle tematiche della qualità del servizio e alle regolazioni *output-based*.

Nel mese di aprile 2022 si sono svolti incontri di approfondimento tematico con gli operatori dei servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas interessati dalla riforma e con le loro associazioni di categoria (di seguito: *focus group*). In tali incontri sono stati approfonditi diversi temi che comporteranno delle novità

nell'approccio regolatorio, come per esempio la definizione di una metodologia di analisi dei rendimenti. A tale riguardo, nel documento per la consultazione 615/2021/R/com, l'Autorità ha prospettato l'adozione del *Return on Regulatory Equity* (RORE) quale indice sintetico in grado di rappresentare gli effetti della regolazione sulla *performance* economico-finanziaria delle imprese. Tale indice rapporta i margini che la regolazione consente alle imprese regolate al capitale proprio investito (*equity*). I margini che la regolazione consente sono disaggregati nelle principali componenti:

- costo dell'*equity* riconosciuto nel tasso di remunerazione del capitale investito;
- margine sui costi operativi e sugli ammortamenti;
- margini derivanti dalla differenza tra *gearing* effettivo e *gearing* nozionale assunto ai fini delle determinazioni del tasso di remunerazione del capitale investito;
- margini legati ai meccanismi premi-penalità e ai meccanismi *output-based*.

Secondo quanto indicato nel documento 615/2021/R/com, il calcolo del RORE implica attente analisi dei dati riportati nei conti annuali separati delle imprese regolate e dei dati relativi ai meccanismi tariffari, ai meccanismi di regolazione della qualità del servizio e agli altri meccanismi *output-based*.

Con il documento per la consultazione 12 luglio 2022, 317/2022/R/com, sono stati illustrati con maggiore dettaglio gli orientamenti dell'Autorità in relazione all'ambito di applicazione dell'approccio ROSS e ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base. In particolare, l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti, relativamente:

- all'ambito di applicazione e alle tempistiche di introduzione dei nuovi modelli di regolazione per i vari servizi infrastrutturali regolati, prospettando una partenza differenziata per i vari servizi a seconda dell'inizio del successivo periodo di regolazione;
- ai principali elementi dell'approccio ROSS-base e alla presentazione delle opzioni di regolazione secondo i criteri dall'AIR semplificata;
- alla possibilità di allineamento dei criteri di regolazione tariffaria tra i vari servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas;
- alle tematiche relative all'introduzione di metodi e schemi di reportistica, al fine di monitorare e verificare l'effettivo livello dei rendimenti economico-finanziari.

Secondo quanto indicato nei documenti per la consultazione 615/2021/R/com e 317/2022/R/com, lo *stock* di capitale esistente alla data di entrata in vigore del ROSS-base continua a essere gestito in continuità di criteri con l'attuale regolazione. Nel tempo, il peso della RAB relativa allo *stock* di capitale esistente andrà progressivamente a ridursi e crescerà il peso degli investimenti gestiti con i criteri del ROSS-base. Questa dinamica consente una significativa gradualità nella gestione della discontinuità metodologica che si introduce con la riforma ROSS-base.

Nel mese di ottobre 2022 si sono svolti un seminario pubblico e ulteriori *focus group*, nei quali sono stati discussi e approfonditi diversi temi, e in particolar modo gli incentivi e i possibili meccanismi di ripartizione delle efficienze.

Gli orientamenti finali relativi ai criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base sono stati illustrati nel documento per la consultazione 6 dicembre 2022, 655/2022/R/com. In tale documento l'Autorità ha posto in consultazione alcuni approfondimenti in relazione a specifiche tematiche inerenti ai criteri

di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base (in particolare i temi della finanziabilità e degli incentivi all'efficienza), e ha pubblicato uno schema di testo integrato recante i criteri generali di determinazione del costo riconosciuto secondo il modello ROSS per il periodo 2024-2031 (TIROSS-base). Nel documento si prospetta, inoltre:

- con riferimento all'inflazione, che la spesa di riferimento venga aggiornata per l'inflazione *ex post* in modo da avere valori omogenei con spesa effettiva;
- con riferimento ai tassi di capitalizzazione, di dare seguito alle opzioni che prevedono che il tasso di capitalizzazione sia calcolato su dati storici con qualche aggiustamento sulla base di valutazioni *forward-looking*, nonché differenziati per *cluster* per i servizi di distribuzione e differenziati per impresa per gli altri servizi, pur lasciando una certa flessibilità nelle scelte relative ai singoli servizi regolati, in particolare con riferimento al peso da dare alle valutazioni prospettiche rispetto alle valutazioni retrospettive e alla scelta se adottare differenziazioni per *cluster* o se adottare valori omogenei per tutte le imprese dello stesso servizio;
- con riferimento al trattamento della spesa sostenuta dopo la data di *cut-off*, di assicurare per quanto possibile omogeneità per tutti i servizi infrastrutturali regolati;
- con riferimento al trattamento dello *stock* di capitale esistente alla data di *cut-off*, di lasciare una certa flessibilità nelle decisioni relative a ciascun servizio regolato, pur assicurando prevedibilità e gradualità degli effetti sui ricavi ammessi.

Approccio ROSS-integrale

In parallelo al procedimento avviato con la delibera 271/2021/R/com, dedicato allo sviluppo del modello ROSS-base, con la delibera 25 ottobre 2022, 527/2022/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento dedicato allo sviluppo del modello c.d. ROSS-integrale, finalizzato alla definizione del quadro di regole generali per l'applicazione di tale modello ai singoli servizi regolati e, in prima applicazione, agli operatori di maggiori dimensioni. Il procedimento prevede che:

- le previsioni di spesa e di obiettivi di servizio siano formulate dalle imprese nell'ambito di *business plan* predisposti sulla base delle indicazioni fornite dall'Autorità;
- siano definiti criteri per la valutazione (controllo *ex ante*) da parte dell'Autorità delle previsioni formulate dalle imprese nei *business plan*, sia in termini di volumi e obiettivi di servizio, sia in termini di costo dello stesso servizio (*cost assessment*);
- siano introdotti criteri di regolazione per la gestione delle incertezze relativi alle previsioni formulate nei *business plan*;
- siano definiti la metodologia e lo sviluppo di sistemi di reportistica e monitoraggio, per la verifica dell'effettivo livello di spesa, a fronte dell'effettivo grado di raggiungimento degli *output* e delle *performance* tecniche e di qualità (controllo *ex post*).

Il procedimento prevede due scadenze differenziate:

- 31 dicembre 2023 per la delibera-quadro contenente i criteri generali della regolazione ROSS-integrale;
- 31 dicembre 2024 per i provvedimenti settoriali specifici per i diversi servizi regolati.

Determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel secondo periodo di regolazione (II PWACC)

Come già evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, con la delibera 614/2021/R/com l'Autorità ha approvato i "Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027)".

Il provvedimento in analisi ha fissato in sei anni (2022-2027) la durata del periodo regolatorio del WACC, prevedendone, nel rispetto dei principi di prevedibilità e trasparenza, la suddivisione in due sub-periodi di durata triennale (2022-2024 e 2025-2027), per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale. Coerentemente, i parametri comuni a tutti i servizi, la cui definizione è tipicamente basata su valutazioni di lungo periodo, sono stabiliti per tutta la durata del periodo di regolazione. I parametri maggiormente influenzati dal contesto macroeconomico sono invece stabiliti per il primo sub-periodo e successivamente aggiornati per il secondo sub-periodo. Al fine di considerare eventuali situazioni di rapida evoluzione del contesto macroeconomico, per tali parametri è inoltre previsto, almeno per il primo triennio, un meccanismo di aggiornamento annuale secondo una logica *trigger*, che prevede che l'aggiornamento annuale del WACC si attivi solo qualora, dall'aggiornamento di determinati parametri, si determini una variazione del WACC per un servizio regolato almeno pari a 50 punti base¹. I parametri specifici di ciascun servizio seguono invece logiche di aggiornamento specifiche.

Ai fini dell'aggiornamento del tasso di remunerazione per l'anno 2023, con la delibera 654/2022/R/com l'Autorità ha verificato l'attivazione del meccanismo di *trigger* sopra descritto. Nel dettaglio, coerentemente con quanto previsto dall'art. 8 del TIWACC 2022-2027, sono stati aggiornati:

- il parametro tasso *risk free* considerando un periodo di osservazione retrospettiva annuale da ottobre 2021 a settembre 2022;
- l'inflazione incorporata nel tasso *risk free* (*isr*), considerando un periodo di osservazione coerente con quello del parametro *risk free*;
- il parametro SPREAD (differenza tra la media del rendimento richiesto per i titoli di Stato decennali italiani e quello richiesto per i titoli di Stato di paesi a *rating* elevato) considerando un periodo di osservazione coerente con quello del parametro *risk free*;
- l'indice iBoxx^{spot} calcolato come media dei rendimenti *spot* degli indici iBoxx relativi alle obbligazioni non finanziarie BBB, con riferimento alle scadenze 10+ e 7-10 anni osservata al 30 settembre 2022;
- l'indice iBoxx^{10y} calcolato come media dei rendimenti desunti dagli indici iBoxx relativi alle obbligazioni non finanziarie BBB, con riferimento alle scadenze 10+ e 7-10 anni, calcolata su un orizzonte temporale relativo agli ultimi 10 anni.

Dall'aggiornamento di questi parametri è risultata una variazione del WACC per ciascun servizio inferiore a 50 bps rispetto al valore in vigore nell'anno 2022.

¹ Per una descrizione più di dettaglio del meccanismo del *trigger* si rimanda al provvedimento 614/2021/R/com e alla relazione tecnica allegata.

La sopra richiamata delibera 654/2022/R/com conferma, quindi, per l'anno 2023 i valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas in vigore nel 2022, riportati nella tavola 5.1.

TAV. 5.1 Valori del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas

SERVIZIO	2023
Trasmissione dell'energia elettrica	5,0%
Distribuzione e misura dell'energia elettrica	5,2%
Stoccaggio	6,0%
Rigassificazione	6,1%
Trasporto del gas	5,1%
Distribuzione e misura del gas	5,6%

Fonte: ARERA.

Regolazione dell'*unbundling*

Certificazione preliminare di Snam Rete Gas e di Infrastrutture Trasporto Gas in qualità di gestori di rete di trasporto gas

Con la delibera 18 ottobre 2022, 501/2022/R/gas, l'Autorità ha adottato la decisione preliminare di certificazione di Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas come gestori di rete in separazione proprietaria, nell'ambito del procedimento di cui alla delibera 570/2020/R/gas.

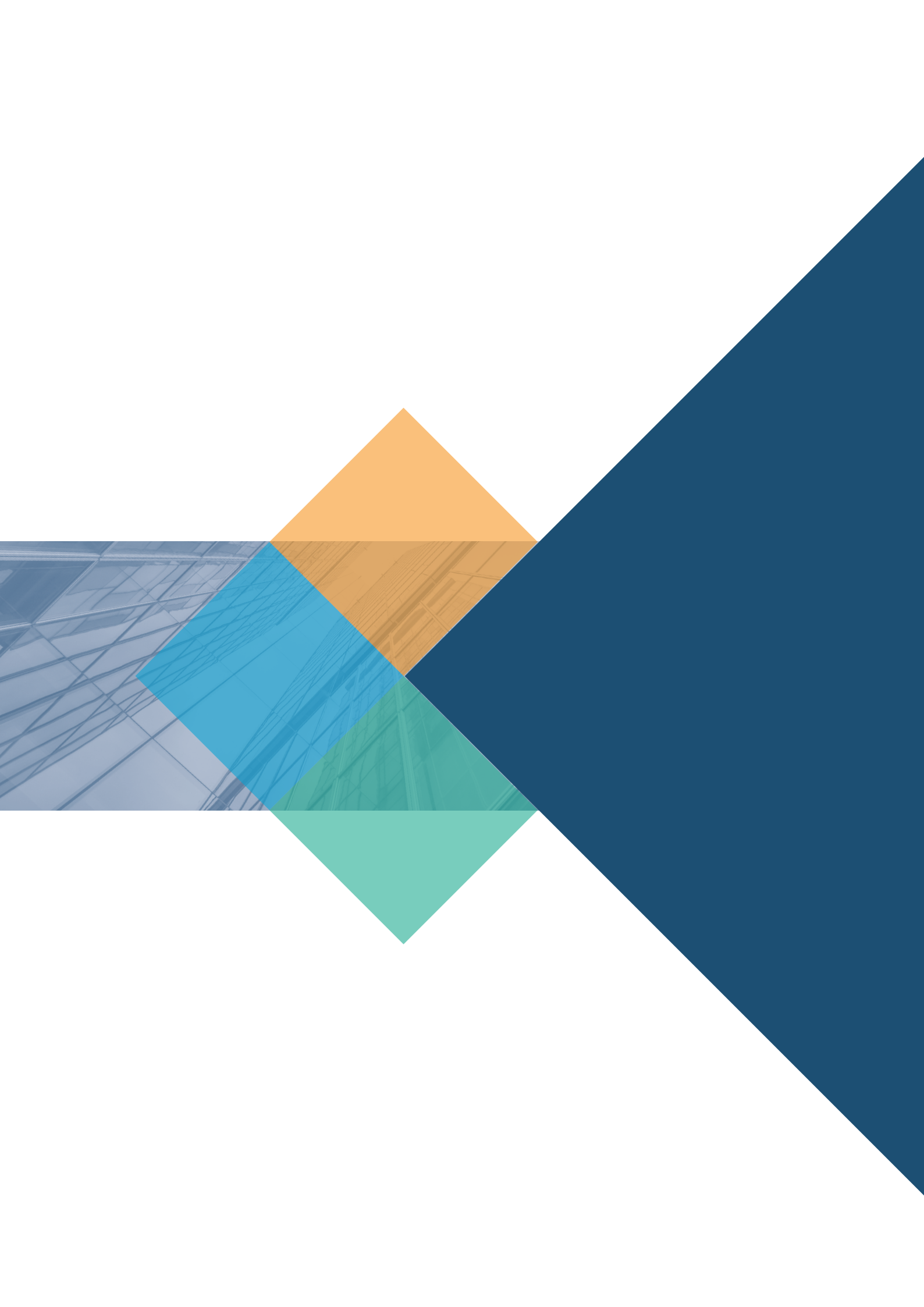
Il procedimento di ricertificazione dei due gestori è stato avviato a seguito delle comunicazioni trasmesse all'Autorità da parte di Snam, controllante di entrambe le società, in merito all'avvio, tramite società separate, di una serie di iniziative di investimento che prevedono l'acquisizione, lo sviluppo e la conversione di infrastrutture di produzione di biogas e biometano, nonché ulteriori iniziative nello sviluppo del settore dell'idrogeno e dell'efficienza energetica.

Nell'istruttoria condotta, l'Autorità ha tenuto conto di tutti gli elementi rilevanti per verificare il rispetto delle finalità dell'art. 9 della direttiva 2009/73/CE; tra queste, rilevano: la modesta quantità di biometano immessa in rete, il fatto che tutte le altre attività diverse dalla produzione di biometano non implicano l'immissione di gas prodotto nella rete, le misure organizzative e procedurali proposte da Snam per assicurare la compatibilità dei citati investimenti con la normativa *unbundling*, nonché l'impegno da parte di Snam di rivalutare tempestivamente le proprie partecipazioni nelle società operative nel biometano, una volta completata la fase di sviluppo industriale del settore.

Con la predetta delibera 501/2022/R/gas, l'Autorità ha quindi certificato preliminarmente i due gestori: la decisione preliminare di ricertificazione adottata dall'Autorità, ai sensi dell'art. 10, par. 5, della direttiva 2009/73/CE, assume efficacia solo a valle del parere emesso dalla Commissione europea che deve essere tenuto nella massima considerazione ai fini della decisione finale di certificazione, come previsto dall'art. 3, par. 2, del regolamento (CE) 715/2009.

Separazione funzionale

Con la delibera 22 novembre 2022, 602/2022/E/com, l'Autorità ha intimato a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas l'invio delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIUF (allegato A alla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com) a carico delle imprese esercenti almeno una delle attività di cui al comma 4.1 dello stesso TIUF. In particolare, l'Autorità ha intimato, alle imprese elencate nell'allegato A al provvedimento, di trasmettere le informazioni di stato relative alla separazione funzionale, necessarie per individuare le imprese effettivamente soggette a obblighi di separazione funzionale, e, alle imprese elencate nell'allegato B, di trasmettere le raccolte annuali di separazione funzionale, relative al 2021, cui sono tenute sulla base delle disposizioni del TIUF e, specificamente, la raccolta: "Adempimenti al TIUF" (che permette, tra le altre cose, l'invio del Programma di adempimenti, previsto dall'art. 14.5 del TIUF, redatto dal gestore indipendente, che riporta le misure adottate per assicurare il rispetto dei principi di separazione funzionale da parte dell'impresa).



CAPITOLO

6



**REGOLAZIONE
NEL SERVIZIO IDRICO**

SETTORIALE

Assetti locali e rapporti istituzionali

Monitoraggio e governance degli assetti locali

L'art. 172, comma 3-*bis*, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 prevede che, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità presenti alle due Camere del Parlamento una Relazione sul rispetto delle prescrizioni stabilite dallo stesso decreto legislativo n. 152/2006, in particolare a carico:

- delle regioni, per la costituzione degli enti di governo dell'ambito (EGA);
- degli enti di governo dell'ambito, per l'affidamento del servizio idrico integrato (SII);
- degli enti locali, in relazione alla partecipazione agli enti di governo dell'ambito e in merito all'affidamento in concessione d'uso gratuito delle infrastrutture del servizio idrico integrato ai gestori affidatari del servizio.

L'Autorità, che a partire dal 2015 ha provveduto alla redazione di specifiche Relazioni presentate alle Camere, con riferimento alla situazione registrata nei due semestri del 2022, ha predisposto le Relazioni 19 luglio 2022, 347/2022/I/idr, e 31 gennaio 2023, 34/2023/I/idr, evidenziando, da un lato, i miglioramenti venuti in rilievo nella riorganizzazione della *governance* di settore, dall'altro, le criticità ancora riscontrate in ordine alla corretta redazione e all'aggiornamento degli atti necessari all'adozione delle scelte di programmazione e di gestione del servizio idrico integrato. Tali ritardi contribuiscono – unitamente ad altri elementi – a incrementare i differenziali nei livelli di prestazione del servizio e nella possibilità di accesso ai servizi idrici tra le diverse aree del Paese (c.d. *water service divide*). Al fine di superare tali criticità, il legislatore ha varato alcune misure per il rafforzamento del processo di industrializzazione del settore e la riduzione del divario esistente (*water service divide*) tra il Centro-Nord e il Mezzogiorno, come previsto nelle azioni di riforma del Piano nazionale di ripresa e resilienza (di seguito: PNRR). Il riferimento, in particolare, è:

- alla previsione di cui all'art. 22, comma 1-*quinquies*, del decreto legge 6 novembre 2021, n. 152, che ha fissato un termine (1° luglio 2022) entro il quale l'ente di governo dell'ambito era tenuto a esprimersi sulla ricorrenza dei requisiti per la salvaguardia delle gestioni in forma autonoma di cui al comma 2-*bis*, lettera b), dell'art. 147 del decreto legislativo n. 152/2006, nonché un successivo termine (30 settembre 2022) entro il quale il richiamato ente era tenuto a provvedere ad affidare al gestore unico tutte le gestioni non fatte salve ai sensi del citato comma 2-*bis*;
- alle disposizioni di "rafforzamento della *governance* della gestione del servizio idrico integrato" introdotte dall'art. 14 del decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, con l'obiettivo di superare le perduranti situazioni inerziali con riferimento alle procedure di affidamento del servizio idrico integrato.

Le recenti previsioni di cui al citato art. 14 del decreto legge n. 115/2022 – espressamente suggerite dall'Autorità nella segnalazione 27 luglio 2021, 331/2021/I/idr – sono potenzialmente in grado, se pienamente attuate, di raggiungere soluzioni strutturali di razionalizzazione e di rafforzamento gestionale nell'ottica di un superamento di approcci segmentati o parziali e di una necessaria semplificazione procedurale.

Nello specifico, dal monitoraggio sugli assetti locali del servizio idrico integrato effettuato nel corso del 2022, emerge un quadro che può essere così sintetizzato:

- definitivo completamento dei percorsi di adesione degli enti locali ai relativi enti di governo dell'ambito in tutte le aree territoriali del Paese (nel 2015 si registravano criticità in nove regioni) e consolidamento nel processo di razionalizzazione del numero degli ATO, pari a 62 (nel 2015 si contavano 71 ATO);
- esigenza di conclusione del percorso avviato verso la piena operatività di taluni enti di governo dell'ambito (Lazio, Campania, Calabria e Sicilia);
- nei casi di perdurante inerzia degli enti di governo nel procedere all'affidamento, l'avvenuto avvio, da parte di alcune Regioni (Campania e Sicilia), dell'esercizio dei poteri sostitutivi in forza delle novità legislative recentemente introdotte dal decreto legge n. 115/2022;
- necessità di portare a compimento, anche attraverso l'esercizio dei poteri sostitutivi secondo le disposizioni normative recentemente introdotte, l'affidamento del servizio idrico integrato in tutte quelle realtà in cui non risultino chiaramente delineate gestioni salvaguardabili in base alla normativa *pro tempore* vigente, né siano mai state individuate gestioni uniche di ambito, sia pure assoggettabili a percorsi di graduale integrazione con le realtà operative preesistenti;
- esigenza di perfezionamento in tempi brevi del processo di razionalizzazione e consolidamento del panorama gestionale secondo le previsioni della normativa vigente, data la presenza (seppure in progressiva e costante diminuzione) di gestori *ex lege* – in taluni casi interessati da procedure di affidamento già avviate dall'ente di governo dell'ambito – che attualmente esercitano il servizio in assenza di un titolo giuridico conforme alla disciplina *pro tempore* vigente.

Collaborazione con altre istituzioni

Riforma dei servizi pubblici locali

Tra le *milestones* del Piano nazionale di ripresa e resilienza (di seguito: PNRR) è stato previsto un intervento di riordino della materia dei servizi pubblici locali per rafforzare e diffondere il ricorso al principio della concorrenza, per assicurare scelte efficienti delle amministrazioni sotto il profilo finanziario e della qualità dei servizi e promuovere dinamiche competitive finalizzate ad assicurare la protezione dei diritti e degli interessi, anche non economici, dei cittadini.

Al riguardo, la legge 5 agosto 2022, n. 118, avente a oggetto "Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021" (di seguito: legge concorrenza), ha previsto all'art. 8 una delega al Governo per l'adozione di uno o più decreti legislativi di riordino della materia dei servizi pubblici locali di rilevanza economica e ha puntualmente indicato i principi e i criteri sui quali impostare l'intervento governativo¹.

1 Nel corso della discussione parlamentare sul disegno di legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021, l'Autorità – nella memoria 4 marzo 2022, 82/2022/II/com – ha rappresentato:

- i possibili profili di criticità che sarebbero potuti derivare da una riforma "della ripartizione dei poteri di regolazione e di controllo tra [le Autorità indipendenti] e i diversi livelli di governo locale" riferita ai settori ambientali, a fronte di una configurazione complessiva del processo decisionale e regolatorio già stabilmente delineata dall'Autorità e che – alla luce delle prerogative degli organismi di governo locale in materia di pianificazione degli interventi e di programmazione economico-finanziaria – prevede che: i) la tariffa sia predisposta dagli enti territorialmente competenti sulla base dei dati forniti dai gestori, disponendo che i medesimi soggetti competenti validino le informazioni fornite dagli operatori e le integrino o le modifichino secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio; ii) gli atti di cui si compone la predisposizione tariffaria (tra cui il programma degli interventi e il piano economico-finanziario) siano adottati dagli enti territorialmente competenti, esplicitando la relazione tra identificazione degli obiettivi (di qualità tecnica e contrattuale identificati sulla base dei criteri fissati dall'Autorità), selezione degli interventi necessari e riflessi in termini di entità dei corrispettivi; iii) dopo la verifica di congruità, di correttezza e di completezza dei dati trasmessi dai gestori compiuta a livello locale, l'Autorità provveda a verificarne la coerenza regolatoria, anche sulla base degli obiettivi e dei connessi investimenti pianificati;

Al fine di approfondire le tematiche inerenti ai servizi pubblici locali in relazione ai citati obiettivi previsti dal PNRR, è stato costituito un apposito Gruppo di lavoro presso la Presidenza del Consiglio dei ministri cui è stata chiamata a partecipare anche l’Autorità. Le attività del richiamato Gruppo di lavoro – concentrate tra i mesi di maggio e settembre 2022 – sono state volte a fornire un contributo per la definizione delle linee di riordino in materia di servizi pubblici locali, poi adottate con il decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201, previa intesa in sede di Conferenza unificata, sentita, per i profili di competenza, l’Autorità (che si è espressa con il parere 29 novembre 2022, 647/2022/I/com) e acquisito il parere delle Commissioni parlamentari competenti per materia.

Tra le citate linee di riordino, l’intervento governativo in questione annovera quelle basate sulla *“centralità dell’azione delle Autorità nazionali di regolazione, ribadita dall’art. 7 (...), e rafforzata in una logica di supporto tecnico all’azione degli enti locali e per garantire condizioni elevate di qualità nei vari contesti in linea con l’obiettivo di coesione sociale e territoriale”* (come precisato nella Relazione illustrativa che accompagna il provvedimento in parola). In particolare, il richiamato art. 7 del decreto legislativo n. 201/2022 ha:

- valorizzato talune delle competenze già attribuite ed esercitate dall’Autorità nei settori di competenza (in particolare, idrico e rifiuti), prevedendo che – *“ferme restando le competenze delle autorità nazionali in materia di regolazione economico-tariffaria e della qualità”* – la stessa:
 - individui *“i costi di riferimento dei servizi [definiti come gli indicatori di costo, che stimano le risorse necessarie alla gestione del servizio secondo criteri di efficienza, o costi benchmark], lo schema tipo di piano economico-finanziario, gli indicatori e i livelli minimi di qualità dei servizi, anche ai fini di quanto previsto dagli articoli 10, comma 4, 14, comma 2, e 17, comma 2 [ossia ai fini delle valutazioni richieste agli enti locali in sede di istituzione del servizio pubblico locale e di assegnazione dello stesso]”* (comma 1);
 - predisponga *“schemi di contratti tipo”*, facendo salve le normative di settore (comma 2);
- ampliato le attribuzioni dell’Autorità, tra l’altro prevedendo (al medesimo comma 2) che la stessa predisponga *“schemi di bandi di gara”* e (al successivo comma 3) che *“gli enti locali o gli enti di governo dell’ambito poss[ano] richiedere alle competenti autorità di regolazione e all’Autorità garante della concorrenza e del mercato un parere circa i profili economici e concorrenziali relativi alla suddivisione in lotti degli affidamenti”*.

Peraltro – come evidenziato nel richiamato parere dell’Autorità 647/2022/I/com –, le specifiche disposizioni in ordine all’organizzazione dei servizi pubblici locali rinvenibili nel decreto legislativo in discorso, volte a incentivare la razionalizzazione degli assetti locali e le aggregazioni, contribuendo ad accrescere l’efficacia complessiva delle misure tese al consolidamento dell’assetto istituzionale locale del settore idrico, rappresentano un opportuno completamento delle misure recentemente varate dal legislatore per il *“rafforzamento del processo di industrializzazione del settore (favorendo la costituzione di operatori integrati, pubblici o privati, con l’obiettivo di realizzare economie di scala e garantire una gestione efficiente degli investimenti e delle operazioni) e ridurre il divario esistente (water service divide) tra il Centro-Nord e il Mezzogiorno”* previsto dal PNRR. Il riferimento è alle previsioni di cui all’art. 22 del decreto legge n. 152/2021 e alle disposizioni di rafforzamento della *governance* recate dall’art. 14 del decreto legge n. 115/2022 più sopra richiamate.

- la necessità di favorire una razionalizzazione degli assetti istituzionali locali, superando i modelli di *governance* che preservano la frammentazione gestionale e limitano l’azione di controllo da parte dei soggetti pubblici;
- le attività compiute dall’Autorità per la definizione dei contratti di servizio tipo e per la determinazione del valore residuo nei settori ambientali, evidenziando come la definizione di una regolazione uniforme per la predisposizione delle convenzioni e dei contratti di servizio sia ritenuta dall’Autorità medesima un fondamentale elemento di completamento e raccordo dell’impianto regolatorio.

Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica

L'art. 1, comma 752, della legge 30 dicembre 2020, n. 178, recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2021 e bilancio pluriennale per il triennio 2021-2023", ha istituito il "Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica", con una dotazione pari a 500.000 euro per ciascuno degli anni 2021 e 2022, al fine di "garantire l'attuazione del principio di risparmio dell'acqua attraverso la promozione della misurazione individuale dei consumi", precisando come tali fondi siano "nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare [poi Ministero della transizione ecologica e attualmente Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (di seguito: Ministero dell'ambiente o, ancora, MASE)]", da destinarsi "in collaborazione con l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente" a "campagne informative per gli utenti del servizio idrico integrato".

La medesima norma prevede contestualmente l'adozione di un "decreto del Ministro [dell'ambiente], sentiti il Ministro dello sviluppo economico e l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente", finalizzato alla definizione delle modalità di utilizzo del Fondo. Tale decreto, adottato in data 27 settembre 2021 in esito ai lavori di un Tavolo tecnico interistituzionale, ha previsto le modalità di adozione della campagna informativa, nelle seguenti diverse forme: campagne dedicate per cinema, tv e radio, affissioni, campagne su *social media*, oltre ad azioni mirate per la promozione della misurazione individuale dei consumi, rivolte a enti locali, gestori del servizio idrico, *stakeholder* territoriali, associazioni dei consumatori e degli utenti, associazioni di amministratori di condominio.

Nel corso del 2022, il Ministero dell'ambiente, in attuazione del detto decreto, ha pertanto promosso il tour "Ho rispetto per l'acqua" che ha toccato 12 città italiane nei mesi di maggio e giugno 2022, prevedendo in ciascuna di esse un *workshop* per addetti ai lavori e un gazebo informativo per gli utenti, nonché realizzando un *webinar* finale di approfondimento e conclusione della campagna nel mese di luglio.

L'Autorità ha contribuito alla definizione dei contenuti del tour ed è stata presente in tutte le date previste, con approfondimenti sui temi specifici relativi alle proprie attività di regolazione, con particolare riferimento alle norme e agli incentivi in materia di misura di utenza, anche nei casi in cui sia organizzata in condominio, e alle opportunità della tariffazione *pro capite*.

Alla fine del mese di luglio, inoltre, il Ministero dell'ambiente ha sottoposto all'Autorità uno schema di decreto ministeriale volto a definire le modalità di utilizzo per l'annualità 2022 del "Fondo per la promozione dell'uso consapevole della risorsa idrica". L'Autorità ha dunque reso il parere 2 agosto 2022, 402/2022/I/idr, che, nel dare il proprio assenso allo schema di decreto sottoposto, ha segnalato, in particolare, l'opportunità di:

- veicolare agli utenti messaggi diversificati, in ragione dell'effettiva possibilità di installazione dei misuratori legali (in caso di singolarizzazione) ovvero di adozione delle dovute procedure per i misuratori divisionali;
- avviare celermente la campagna rivolta agli *stakeholder* del servizio idrico integrato, istituendo un Gruppo di lavoro presso il Ministero dell'ambiente, con il coinvolgimento dell'Autorità e degli altri soggetti istituzionali interessati, nonché dei soggetti individuati all'art. 3, comma 2, del DM 27 settembre 2021 (enti locali, gestori del servizio idrico, *stakeholder* territoriali, associazioni dei consumatori e degli utenti, associazioni di amministratori di condominio), allo scopo di supportare la campagna informativa istituzionale, anche con ulteriori iniziative di comunicazione tali da accrescere la diffusione dei sistemi di misura sul territorio nazionale.

Gruppi di lavoro interistituzionali per il recepimento della normativa eurounitaria

Trasposizione della nuova direttiva europea sulle acque potabili

Nel dicembre 2020 è stata emanata la direttiva 2020/2184/UE del Parlamento europeo e del Consiglio² concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonda la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. direttiva acque potabili)³. Nel luglio 2022 la Direzione Generale della Prevenzione sanitaria del Ministero della salute ha istituito un Gruppo di lavoro per la definizione, il recepimento e l'attuazione della direttiva 2020/2184/UE, richiedendo la partecipazione dell'Autorità, oltre a quella del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, del Ministero dello sviluppo economico, dell'Istituto superiore di sanità, del Coordinamento interregionale prevenzione e della federazione Utilitalia.

Nell'ambito del Gruppo di lavoro, l'Autorità ha svolto il proprio ruolo con particolare riferimento a:

- la valutazione – per quanto attiene agli aspetti più direttamente connessi alle attribuzioni assegnate all'Autorità medesima – delle definizioni introdotte nel decreto di recepimento, con lo scopo di uniformarne alcune, in conseguenza di quelle già presenti nella regolazione, laddove pertinente;
- l'individuazione degli "indicatori di perdite di rete" da utilizzare ai fini della valutazione dei miglioramenti e per le comunicazioni alla Commissione europea, con la specifica che gli stessi vadano fatti coincidere con gli indicatori specificamente definiti nell'allegato A alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr (RQTI).

In esito alle attività del detto Gruppo di lavoro, è stato recentemente pubblicato il decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18, di attuazione della citata direttiva 2020/2184/UE, concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano. Il decreto è in vigore dal 6 marzo 2023 e abroga il decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31, che attuava la passata direttiva 98/83/CE⁴.

Recepimento nella normativa nazionale del regolamento europeo in materia di riutilizzo delle acque reflue depurate

In vista dell'entrata in vigore, nel mese di giugno 2023, del regolamento (UE) 741/2020 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 maggio 2020, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (già Ministero della transizione ecologica) ha avviato nel maggio 2022 un Gruppo di lavoro interistituzionale dedicato.

² Pubblicata in data 16 dicembre 2020.

³ Nell'ambito del processo di revisione della direttiva, l'Autorità aveva partecipato a un Tavolo tecnico coordinato dal Ministero della salute, in collaborazione con il Ministero dell'ambiente e l'Istituto superiore di sanità, volto alla predisposizione di contributi, fornendo specifiche osservazioni in merito alle proposte emendative presentate dalla Presidenza del Consiglio europeo ovvero da altri stati membri. Il contributo dell'Autorità, in tale sede, aveva avuto a oggetto prevalentemente le misure in discussione per rafforzare la trasparenza dei dati (economici, tecnici e afferenti alla qualità dell'acqua erogata) nei confronti dell'utenza, oltre a valutazioni tecniche tese a rendere più efficace e rapida l'applicazione – da parte dei diversi soggetti coinvolti – delle nuove disposizioni che verranno recepite a livello nazionale.

⁴ Si evidenzia, in particolare, l'istituzione:

- del Centro nazionale per la sicurezza delle acque (CeNSIA), quale struttura funzionale all'attuazione del decreto; tra i numerosi compiti, il CeNSIA è chiamato, tra l'altro, ad "assicurare lo scambio di informazioni per le rispettive finalità di competenza con ARERA, ISTAT e altre istituzioni nazionali, nonché con l'Organizzazione mondiale della sanità (OMS) e altre organizzazioni internazionali";
- della Commissione nazionale di sorveglianza sui piani di sicurezza dell'acqua, che svolge compiti di indirizzo e sorveglianza, e che prevede la partecipazione di un rappresentante dell'Autorità, oltre a rappresentanti del Ministero della salute (presidenza), dell'ISS, del Coordinamento interregionale della prevenzione, della Commissione salute, della Conferenza delle regioni e delle province autonome, di SNPA e degli EGATO.

L'obiettivo del Gruppo di lavoro è quello di redigere la bozza di un nuovo decreto ministeriale, destinato ad abrogare il precedente decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 12 giugno 2003, n. 185, inserendo le previsioni del detto regolamento europeo in un contesto che disciplini anche gli usi diversi dall'irriguo (caratteristica del decreto ministeriale attualmente vigente).

Ai lavori del Gruppo, presieduto dal Ministero dell'ambiente, hanno partecipato il Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, il CREA (Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria), l'Istituto superiore di sanità, l'ISPRA (Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale), le regioni e l'Autorità.

La bozza di testo predisposta è poi stata sottoposta a una fase di consultazione pubblica, scaduta a fine marzo 2023, in vista dell'approvazione del testo finale prevista entro il mese di giugno 2023.

Revisione della direttiva europea in materia di acque reflue

Nel mese di ottobre 2022 è stata pubblicata la proposta della Commissione europea per la revisione della direttiva acque reflue (direttiva 91/271/CEE), che prevede importanti modifiche all'impianto precedente, quali, in particolare:

- l'ampliamento del campo di applicazione agli agglomerati con più di 1.000 A.E. (Abitanti Equivalenti), invece dei precedenti 2.000 A.E., con obbligo di estensione delle reti fognarie e di adozione di un trattamento dei reflui urbani almeno pari al secondario;
- l'introduzione di obblighi di passaggio a trattamenti terziari o quaternari, per gli impianti di taglia superiore, rispettivamente a 10.000 A.E. o 100.000 A.E.;
- obblighi di controllo anche per i sistemi di depurazione individuale (IAS);
- l'introduzione dei Piani di gestione per contrastare l'inquinamento delle acque meteoriche;
- l'introduzione del principio di responsabilità estesa del produttore;
- misure di trasparenza, monitoraggio e valutazione del rischio.

Presso il MASE sono dunque stati avviati i lavori finalizzati alla formazione di una posizione nazionale da portare in sede di Consiglio europeo. Nel Gruppo di lavoro è stata coinvolta anche l'Autorità, che ha fornito le proprie valutazioni, supportate da analisi dei dati raccolti nell'ambito dei procedimenti sulla qualità tecnica (per le consistenze e le caratteristiche degli impianti esistenti) e dei procedimenti tariffari (relativamente alle quantificazioni economiche, con particolare riferimento alle esigenze di investimento).

Gruppi di lavoro interistituzionali per l'attuazione di specifici provvedimenti normativi

Gruppo di lavoro per l'attuazione della Legge clima

La legge 12 dicembre 2019, n. 141 (c.d. "Legge clima") ha convertito, con modificazioni, il decreto legge 14 ottobre 2019, n. 111, recante misure urgenti per la definizione di una politica strategica nazionale per il contrasto ai cambiamenti climatici e il miglioramento della qualità dell'aria, individuando le misure di competenza nazionale da porre in essere al fine di assicurare la corretta e piena attuazione della normativa europea e nazionale in materia, con particolare riferimento alla direttiva 2008/50/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2008.

In particolare, il comma 1 dell'art. 6, rubricato "Pubblicità dei dati ambientali", stabilisce – per le pubbliche amministrazioni, per gli enti pubblici economici e gli ordini professionali, per le associazioni di protezione ambientale riconosciute dal MASE, nonché per i concessionari di servizi pubblici e per i fornitori che svolgono servizi di pubblica utilità – l'obbligo di pubblicazione dei dati ambientali risultanti da rilevazioni effettuate dai medesimi ai sensi della normativa vigente, al fine di favorire *"l'accesso alle informazioni, la partecipazione del pubblico ai processi decisionali e l'accesso alla giustizia in materia ambientale"*. Il comma 2 dello stesso articolo, richiamando tale obbligo, prevede, tra gli altri, che i gestori del servizio idrico pubblicino in rete *"le informazioni sul funzionamento del dispositivo, sui rilevamenti effettuati e tutti i dati acquisiti"*, entro 180 giorni dall'entrata in vigore del decreto legge n. 111/2019. Infine, il comma 4 stabilisce che tali dati e informazioni siano acquisiti, con modalità telematica, dall'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA).

Nella seconda metà del 2021, dunque, ISPRA, in collaborazione con il MASE, ha istituito un Tavolo tecnico dedicato all'acquisizione e alla sistematizzazione dei dati del servizio idrico integrato, con l'obiettivo di condividere gli aspetti tecnici relativi ai seguenti temi:

- a) individuazione dei siti istituzionali dei soggetti destinatari della norma, su cui sono pubblicate le informazioni e i dati ambientali risultanti dalle rilevazioni effettuate ai sensi della normativa vigente;
- b) analisi della disponibilità dei dati rispetto a quanto previsto dall'art. 6, comma 1, della "Legge clima";
- c) analisi del tipo di dato messo a disposizione, nonché delle tecnologie utilizzate per la pubblicazione in rete;
- d) standardizzazione dei dati acquisiti per rendere le stesse tipologie di dati comparabili a livello nazionale e a quanto previsto dalle regole tecniche della direttiva INSPIRE⁵;
- e) sistematizzazione, in formato aperto e accessibile, dei dati e delle informazioni ambientali.

Al suddetto Tavolo tecnico ha partecipato anche l'Autorità, avendo a disposizione le informazioni sui gestori del settore idrico accreditati all'Anagrafica operatori gestita dalla stessa Autorità, nonché in virtù della sua esperienza in ambito di organizzazione, acquisizione, elaborazione e pubblicazione delle raccolte dati del settore, con particolare riferimento ai dati di qualità tecnica di carattere ambientale⁶.

I dati forniti dall'Autorità nel corso del 2022 sono stati dunque pubblicati in una sezione dedicata del sito internet istituzionale del MASE, denominata "Informambiente" (informambiente.mite.gov.it), che prevede una sezione dedicata alla qualità dell'acqua e un'altra dedicata alla qualità dell'aria.

Aggiornamento ai sensi della direttiva NIS

Nel novembre 2022 il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha richiesto all'Autorità di trasmettere talune informazioni relative ai gestori che forniscono e distribuiscono acqua a uso potabile, ivi compresi i gestori dell'acqua all'ingrosso, con la precisazione che detti dati risultano necessari al fine di dare attuazione alle disposizioni del decreto legislativo 18 maggio 2018, n. 65, di recepimento della direttiva 2016/1148/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 6 luglio 2016, recante misure per un livello comune elevato di sicurezza delle reti e dei sistemi informativi nell'Unione europea.

⁵ Direttiva 2007/2/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 marzo 2007, che istituisce un'infrastruttura per l'informazione territoriale nella Comunità europea.

⁶ Si vedano, in particolare, le mappe interattive di qualità tecnica (www.arera.it/it/dati/QTSII.htm) e di qualità contrattuale (www.arera.it/it/dati/RQSII.htm).

Le informazioni richieste afferiscono a:

- dati di anagrafica, miranti a evidenziare l'attuale assetto gestionale sul territorio italiano, distinguendo tra gestori della distribuzione e grossisti, e fornendo il dettaglio delle gestioni per singolo comune servito;
- dati tecnici, volti a fornire informazioni di sintesi relative alla consistenza delle reti e degli impianti del servizio di acquedotto e al numero di utenze servite. Le informazioni richieste all'Autorità sono state acquisite nel corso della raccolta dati svolta nell'anno 2022, denominata "Qualità tecnica (RQTI) – monitoraggio (RQTI 2022)", che prevede, per ciascun gestore interessato, la validazione dei dati da parte dei pertinenti enti di governo dell'ambito.

La trasmissione dei dati del dicembre scorso ha consentito di aggiornare gli elementi informativi messi a disposizione nell'ottobre 2018.

Supporto nell'ambito di rilevazioni e iniziative internazionali sul settore idrico

Nel 2022 è proseguita l'attività di supporto istituzionale nell'ambito di rilevazioni europee o internazionali aventi a oggetto il settore idrico.

In particolare, nel luglio 2021, l'Organizzazione mondiale della sanità ha annunciato il lancio dell'indagine "Water Global Analysis and Assessment of Sanitation and Drinking-Water (GLAAS) 2021-2022", che mira ad assistere i paesi nell'analisi dei livelli di fornitura ed efficacia dei servizi igienico-sanitari e di fornitura di acqua potabile, raccogliendo elementi in ordine a piani, politiche e regolamenti, accordi istituzionali e investimenti in termini di risorse finanziarie e umane. L'indagine GLASS, che ha già completato cinque cicli di *reporting*, è diventata uno degli strumenti principali per il monitoraggio dell'Obiettivo di sviluppo sostenibile 6 (SDG6) relativo ad acqua, servizi igienico-sanitari e igiene (WASH), e l'Italia ha aderito all'iniziativa, eleggendo come *focal point* il Ministero della salute e l'Istituto superiore di sanità.

Il completamento del questionario GLAAS ha richiesto la collaborazione e la fornitura di *input* da parte di istituzioni coinvolte nei diversi servizi (quali salute, finanza, istruzione, ambiente, acqua, statistica e altri), e dunque si è resa necessaria la costituzione di un Gruppo di lavoro, cui ha partecipato anche l'Autorità.

La raccolta dati è iniziata nell'ottobre 2021 e si è conclusa ad aprile 2022, con pubblicazione del rapporto finale nel dicembre 2022⁷.

A fine dicembre 2022, inoltre, il Ministero dell'economia e delle finanze (MEF) ha inoltrato all'Autorità la richiesta dell'OCSE per l'aggiornamento quinquennale degli indicatori di *Product Market Regulation* (PMR). In particolare, dei 12 settori implicati, il MEF ha richiesto all'Autorità di compilare le domande relative alla regolazione del settore idrico, che hanno riguardato la *governance* del settore, con particolare riferimento alle caratteristiche del regolatore nazionale. Il contributo è stato inviato dall'Autorità al Dipartimento del tesoro, che provvederà all'o-

⁷ World Health Organization, "Strong systems and sound investments – Evidence on and key insights into accelerating progress on sanitation, drinking-water and hygiene" ([glaas.who.int/glaas/un-water-global-analysis-and-assessment-of-sanitation-and-drinking-water-\(glaas\)-2022-report](https://glaas.who.int/glaas/un-water-global-analysis-and-assessment-of-sanitation-and-drinking-water-(glaas)-2022-report)).

mogenizzazione dei testi ricevuti per i diversi settori e all'invio del testo finale all'OCSE entro la metà del mese di marzo 2023.

Nel gennaio 2022 l'Autorità, nell'ambito delle attività di supporto alle iniziative di WAREG (associazione dei regolatori idrici europei), ha partecipato a una missione TAIEX mirante al trasferimento di competenze in tema di *governance* e regolazione dei servizi idrici per il governo della Turchia. Nelle due giornate di *workshop* si sono alternate le presentazioni di alcuni regolatori membri dell'associazione europea, e l'Autorità ha illustrato dettagliatamente la propria regolazione tariffaria e della qualità, intervenendo in entrambe le giornate.

Regole e controlli per l'aggiornamento biennale 2022-2023 delle predisposizioni tariffarie

Riesame di alcuni criteri per l'aggiornamento alla luce dello straordinario aumento dei costi energetici

Con la delibera 30 dicembre 2021, 639/2021/R/idr (adottata anche in considerazione dei contributi trasmessi dagli *stakeholder* in risposta al documento per la consultazione 11 novembre 2021, 489/2021/R/idr), l'Autorità ha definito – integrando le previsioni di cui al Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (MTI-3) – specifiche regole per procedere all'aggiornamento biennale, previsto dall'art. 6 della delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr, ai fini della rideterminazione delle tariffe del servizio idrico integrato per le annualità 2022 e 2023, allo scopo di contribuire, tra l'altro, a rafforzare la dovuta chiarezza, trasparenza, affidabilità e certezza del quadro regolatorio di riferimento sia alla luce degli esiti di taluni contenziosi giunti a conclusione nel 2021 (in materia di tariffe del servizio idrico integrato e di regolazione della qualità tecnica), sia in considerazione degli interventi regolatori richiesti per un'efficace implementazione degli strumenti di supporto del *Next Generation EU* (fra cui il Dispositivo per la ripresa e resilienza, RRF, e il Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa, REACT-EU).

Con particolare riferimento ai costi dell'energia elettrica sostenuti per l'erogazione del servizio idrico integrato, i criteri per il riconoscimento in tariffa degli stessi sono stati stabilmente definiti dall'Autorità a partire dal 2012, secondo un'impostazione tesa a valorizzare, tenuto conto dei profili di consumo delle gestioni, azioni di efficientamento nelle strategie di acquisto nel medio e nel lungo periodo e, successivamente, alla luce di una dinamica dei prezzi favorevole per gli acquirenti, ponendo enfasi anche sul contenimento delle quantità consumate. Più di recente, con la sopra citata delibera 639/2021/R/idr, l'Autorità, nell'ambito delle misure per la promozione dell'efficienza, con riguardo ai criteri per l'aggiornamento dei costi operativi (ferma restando la richiamata impostazione seguita dall'avvio della regolazione dell'Autorità, tesa a valorizzare i miglioramenti nell'ambito di valutazioni pluriennali fondate su dati accertabili e di consuntivo), ha:

- individuato un costo medio di settore della fornitura elettrica, $CO_{EE}^{medio,a-2}$ (da utilizzarsi per la rideterminazione della componente relativa ai costi dell'energia elettrica di cui all'art. 20 dell'MTI-3), pari a 0,1543 €/kWh per il 2022 e a 0,1618 €/kWh per il 2023, evidenziando che tali valori (estremi superiori degli intervalli posti in consultazione nell'ambito del documento 489/2021/R/idr) sono stati identificati alla luce della volatilità riscontrata-

ta negli ultimi mesi del 2021, nonché in esito alle analisi condotte sulle informazioni comunque comunicate all'Autorità che hanno evidenziato, rispetto al dato fissato con determina 29 giugno 2020, 1/2020 – DSID, ai fini della prima approvazione delle proposte tariffarie 2020-2023, una riduzione nel corso dell'annualità 2020 dei costi unitari di energia elettrica sostenuti dai gestori del servizio idrico a cui, nel 2021, è seguito un incremento;

- previsto, altresì, che possa essere valorizzata, su motivata istanza da parte dell'ente di governo dell'ambito, una componente aggiuntiva di natura previsionale ($Op_{EE}^{exp,a}$), volta ad anticipare almeno in parte gli effetti del *trend* di crescita del costo dell'energia elettrica (consentendo cioè di anticipare la metà dell'incremento stimabile – alla fine del 2021 – relativamente al costo della fornitura elettrica per il 2022 e il 2023), nell'ottica di assicurare la sostenibilità economico-finanziaria delle gestioni e di contenere l'impatto dei futuri conguagli sulla tariffa applicata agli utenti;
- precisato che gli effetti già intercettati nelle previsioni 2022 e 2023, attraverso la valorizzazione della menzionata componente $Op_{EE}^{exp,a}$ (quantificabile nel limite massimo del 25% del costo per l'energia elettrica computato in base alla formula di cui al comma 20.1 dell'MTI-3), saranno sottratti dalle pertinenti componenti a conguaglio relative al quarto periodo regolatorio.

Successivamente, in esito al procedimento per il riesame dei criteri per l'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato di cui alla menzionata delibera 639/2021/R/idr – avviato con la delibera 29 marzo 2022, 139/2022/R/idr, in ottemperanza alle ordinanze del Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, sede di Milano, sez. I, nn. 373/2022, 383/2022, 384/2022, 385/2022 e 386/2022, *"in relazione alla straordinaria e documentata entità dei rincari dei costi energetici"* –, con la delibera 24 maggio 2022, 229/2022/R/idr, l'Autorità (anche tenuto conto dei contributi ricevuti in risposta al documento per la consultazione 26 aprile 2022, 184/2022/R/idr) ha confermato le previsioni di cui alla delibera 639/2021/R/idr, ai fini dell'aggiornamento del costo dell'energia elettrica e della pertinente componente di conguaglio, e ha introdotto specifiche misure straordinarie, tra le quali, la possibilità:

- con riferimento all'anno $a = \{2022\}$, di formulare (entro il 30 giugno 2022) motivata istanza alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) per l'attivazione di forme di anticipazione finanziaria connesse al reperimento di risorse per fare fronte a parte delle spese sostenute per l'acquisto di energia elettrica (comma 1.1, lett. b));
- laddove il costo effettivo per l'acquisto di energia elettrica riferito al 2021 risulti superiore a quello riconosciuto in applicazione delle regole di cui all'art. 20 e al comma 27.1 dell'MTI-3, di presentare motivata istanza per il riconoscimento di costi aggiuntivi nell'ambito della quantificazione della componente di conguaglio – *"costi (...) per il verificarsi di eventi eccezionali"* – riferita all'anno $a = \{2023\}$, corredata di un piano di azioni per il contenimento del costo dell'energia, con una valutazione del potenziale risparmio energetico, nonché delle misure per garantire la sostenibilità della tariffa per le utenze finali (comma 1.1, lett. c)).

Nello specifico, all'art. 2 della medesima delibera 229/2022/R/idr, è stato previsto che l'attivazione delle citate forme di anticipazione finanziaria richieste dall'ente di governo dell'ambito alla CSEA, a fronte di comprovate criticità finanziarie della gestione, fosse subordinata a talune condizioni di ammissibilità⁸ e che la quantificazione

⁸ La delibera 229/2022/R/idr ha subordinato l'attivazione dell'anticipazione finanziaria alle seguenti condizionalità:

- assenza di situazioni di scioglimento o di liquidazione del gestore beneficiario, di procedure concorsuali per insolvenza o accordi stragiudiziali o piani asseverati ai sensi dell'art. 67, comma 3, lettera d) della legge fallimentare di cui al regio decreto 16 marzo 1942, n. 267, o accordi di ristrutturazione dei debiti ai sensi dell'art. 182-bis della medesima legge;
- ottemperanza, da parte del competente ente di governo dell'ambito, agli obblighi di adozione e trasmissione all'Autorità dell'aggiornamento biennale della predisposizione tariffaria (2022-2023) ai sensi di quanto previsto dalle delibere 580/2019/R/idr e 639/2021/R/idr;
- avere fatto ricorso – nell'ambito dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie di cui al precedente alinea – alla facoltà di valorizzare, per l'annualità $a = \{2022\}$, la componente aggiuntiva di natura previsionale ($Op_{EE}^{exp,a}$) di cui al comma 20.3 dell'MTI-3;

dell'anticipazione (ANT) non fosse superiore al 35% del costo per l'energia elettrica (CO_{EE}^{2022}) quantificato in base alla formula di cui al comma 20.1 dell'MTI-3, ai fini dell'aggiornamento della predisposizione tariffaria per il 2022.

Alla scadenza fissata (30 giugno 2022) sono state trasmesse alla CSEA, informandone l'Autorità, le richieste presentate dai pertinenti enti di governo dell'ambito per 9 gestori, con riferimento a 6 dei quali sono state positivamente verificate le condizionalità sopra richiamate con conseguente erogazione dell'anticipazione finanziaria da parte della CSEA, per complessivi 7.466.217 euro.

Peraltro, con la richiamata delibera 229/2022/R idr, l'Autorità ha rinviato a successive valutazioni – alla luce di ulteriori criticità riconducibili ai prezzi dell'energia che fossero venute in rilievo – l'eventuale adozione di misure regolatorie aggiuntive, comunque garantendo la stabilità del quadro di regole di riferimento.

Nei primi mesi del secondo semestre del 2022, sono state segnalate criticità nel mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario di talune gestioni a seguito della crescita del costo di acquisto dell'energia elettrica, anche sottolineando il positivo contributo che sarebbe potuto derivare al riguardo da una riapertura dei termini per la proposizione dell'istanza di anticipazione finanziaria alla CSEA, ai sensi di quanto previsto dall'art. 2 della delibera 229/2022/R/idr.

Con la delibera 13 ottobre 2022, 495/2022/R/idr, l'Autorità ha pertanto previsto una seconda finestra temporale (dal 1° novembre 2022 al 30 novembre 2022) entro la quale gli enti di governo dell'ambito – su richiesta del pertinente operatore – potessero formulare motivata istanza alla CSEA per l'attivazione di forme di anticipazione finanziaria, confermando, in linea generale, le condizioni di ammissibilità e di quantificazione, nonché le modalità di erogazione e restituzione dell'anticipazione disciplinate con la delibera 229/2022/R/idr.

Sulla base delle verifiche condotte in ordine alle 54 istanze formulate ai sensi della citata delibera 495/2022/R/idr, sono state ritenute ammissibili le richieste presentate per 45 gestioni, le quali hanno beneficiato di anticipazioni finanziarie complessivamente pari a 134.611.505 euro.

Contenuti minimi delle proposte di aggiornamento

Con la delibera 580/2019/R/idr, l'Autorità ha richiesto agli enti di governo dell'ambito, ovvero agli altri soggetti competenti individuati con legge regionale, responsabili della predisposizione della tariffa, di aggiornare:

- il Programma degli interventi (Pdl) – di cui il Piano delle opere strategiche (POS) costituisce parte integrante e sostanziale – che specifica tra l'altro le criticità riscontrate sul relativo territorio, gli obiettivi che si intendono perseguire in risposta alle predette criticità, nonché la puntuale indicazione degli interventi per il periodo 2020-2023 (distinguendo le opere strategiche dettagliate nel citato POS dagli altri interventi);
- il Piano economico-finanziario (PEF), che esplicita il vincolo ai ricavi del gestore (VRG) e il moltiplicatore tariffario teta (ϑ) che ogni gestore dovrà applicare in ciascun ambito, per le singole annualità del periodo 2020-2023;

• assunzione dell'impegno a fare ricorso alla possibilità di richiedere ai relativi fornitori la rateizzazione degli importi dovuti per i consumi energetici, relativi ai mesi di maggio 2022 e giugno 2022, secondo quanto previsto dal decreto legge n. 21/2022.

- la convenzione di gestione, contenente le modifiche necessarie a recepire la nuova disciplina introdotta con la delibera 580/2019/R/idr.

All'art. 6 della medesima delibera 580/2019/R/idr è stato poi previsto che, ai fini dell'aggiornamento biennale della predisposizione tariffaria, l'ente di governo dell'ambito o altro soggetto competente:

- sulla base dei dati forniti dall'operatore (come integrati o modificati, in sede di validazione, dal medesimo soggetto competente secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio), determini con proprio atto deliberativo l'aggiornamento del vincolo ai ricavi del gestore e del moltiplicatore tariffario teta (θ) che ciascun gestore dovrà applicare per le singole annualità del biennio 2022-2023;
- ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità, trasmetta:
 - l'aggiornamento del Programma degli interventi, con specifica evidenza delle varianti al Piano delle opere strategiche;
 - il Piano economico-finanziario, recante il vincolo ai ricavi del gestore e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultanti dall'aggiornamento per il biennio 2022-2023;
 - una relazione di accompagnamento che ripercorra la metodologia applicata;
 - l'atto o gli atti deliberativi di determinazione dell'aggiornamento biennale;
 - l'aggiornamento dei dati necessari richiesti.

Con i comunicati del 15 febbraio 2022 e del 1° marzo 2022, l'Autorità ha reso disponibile un sistema online di *download* della modulistica precompilata in alcune sezioni dei dati storici (di natura tecnica, tariffaria e contrattuale), nonché una versione *preview* della modulistica per la ricognizione delle informazioni necessarie all'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per il biennio 2022-2023, secondo le regole aggiornate e integrate dalla delibera 639/2021/R/idr.

Successivamente, con la determina 18 marzo 2022, 1/2022 – DSID, l'Autorità – nell'ottica di proseguire nell'implementazione di modalità di trasmissione dei dati e degli atti agevolmente fruibili e di rafforzare le misure volte a promuovere l'uso di strumenti e modelli che favoriscano la digitalizzazione e la dematerializzazione dei flussi informativi nonché un'efficiente gestione dei successivi procedimenti di verifica e controllo – ha messo a disposizione degli enti di governo dell'ambito e dei gestori alcuni modelli tipizzati, finalizzati:

- con riferimento alla regolazione della qualità tecnica:
 - alla raccolta dei valori assunti dai macro-indicatori di qualità tecnica per l'anno 2021 e alla conseguente indicazione degli obiettivi di qualità tecnica che ciascun gestore è tenuto a conseguire per il biennio 2022-2023, stabiliti secondo quanto previsto dalla delibera 917/2017/R/idr;
 - alla raccolta dei dati di qualità tecnica relativi alle annualità 2020 e 2021, solo per le gestioni interessate da processi di aggregazione gestionale, per le quali il soggetto competente abbia formulato specifica istanza ai sensi del comma 5.3, lettera a), del provvedimento da ultimo citato;
- a fornire la sintesi dei valori assunti dai macro-indicatori di qualità contrattuale per l'anno 2021 e alla conseguente indicazione degli obiettivi di qualità contrattuale che ciascun gestore è tenuto a conseguire per il biennio 2022-2023;
- alla raccolta dei dati tariffari, ai sensi di quanto previsto dal comma 6.1, lett. b), punto v, della delibera 580/2019/R/idr;
- all'aggiornamento del programma degli interventi, come definito al comma 2.1, lett. a), della delibera 639/2021/R/idr, nonché del Piano delle opere strategiche, redatto secondo quanto previsto all'art. 3 della delibera 580/2019/R/idr;

- all'aggiornamento del Piano economico-finanziario, come definito al comma 2.1, lett. b), della delibera 639/2021/R/idr;
- alla simulazione del calcolo di aggiornamento delle componenti tariffarie riconosciute nel VRG relativo alle annualità 2022 e 2023;
- alla redazione delle relazioni di accompagnamento, in cui illustrare la metodologia applicata per la predisposizione dell'aggiornamento degli atti di pianificazione, esplicitando in particolare gli elementi di coerenza con gli obiettivi di qualità tecnica e contrattuale che ciascun gestore è tenuto a conseguire per il biennio 2022-2023 e motivando le scelte compiute dal soggetto competente ai fini dell'elaborazione del Piano economico-finanziario nonché le attività di validazione dei dati effettuate.

Con riferimento ai soggetti che non hanno adempiuto agli obblighi di invio dei dati e delle informazioni rilevanti ai fini della definizione delle tariffe entro il termine del 30 aprile 2022, l'Autorità, nella propria attività di monitoraggio, ha riscontrato in alcuni casi il protrarsi di taluni ritardi, pur avendo i pertinenti enti di governo dell'ambito comunicato l'imminente conclusione dell'iter previsto per il perfezionamento della proposta tariffaria. Per tale motivo, l'Autorità – considerando che il tempestivo recepimento della metodologia di aggiornamento tariffario di cui alle delibere 580/2019/R/idr e 639/2021/R/idr, nonché delle disposizioni di cui alla delibera 229/2022/R/idr successivamente varate al fine di mitigare gli effetti conseguenti alla straordinaria e documentata entità dei rincari dei costi energetici, rappresenta un passaggio fondamentale per salvaguardare l'equilibrio economico e finanziario del settore idrico e le condizioni di svolgimento delle prestazioni, a garanzia della continuità dei servizi essenziali – con la delibera del 27 settembre 2022, 459/2022/R/idr, ha avviato il procedimento per la determinazione d'ufficio delle tariffe in caso di mancata trasmissione dei dati e degli atti richiesti ai sensi delle delibere da ultimo citate, nonché per l'acquisizione di ulteriori elementi conoscitivi relativi ai casi di esclusione dall'aggiornamento tariffario.

Negli ultimi mesi del 2022, l'Autorità ha dunque provveduto a inviare comunicazioni di diffida ad adempiere agli obblighi di predisposizione tariffaria per i gestori per i quali non erano ancora stati forniti – in tutto o in parte – gli atti, i dati e le informazioni necessarie all'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per il biennio 2022-2023, anche in considerazione della circostanza per la quale l'adempimento agli obblighi fissati dalla regolazione rileva in ordine alle proposte di interventi da finanziare con risorse pubbliche, nonché ai fini dell'applicazione dei meccanismi incentivanti previsti dalla regolazione della qualità tecnica e contrattuale per i periodi di pertinenza.

Verifica degli schemi regolatori

A partire dal mese di luglio del 2022 – e nei primi mesi del 2023 – l'Autorità ha condotto la propria attività istruttoria per l'approvazione delle proposte di aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per il biennio 2022-2023 (adottando 32 delibere di determinazione tariffaria), concludendo, in taluni casi, anche le verifiche sulle predisposizioni per gli anni 2020 e 2021, riferite a contesti caratterizzati da talune complessità delle proposte riferite al terzo periodo regolatorio 2020-2023.

Nel loro insieme, le determinazioni tariffarie riferite al biennio 2022-2023 deliberate dall'Autorità (fino al 22 marzo 2023) riguardano 40 gestioni, interessando 24.009.770 abitanti (residenti in 2.678 Comuni). Si tratta in particolare:

- di 39 gestioni (che erogano il servizio a 23.707.069 abitanti), per le quali è stato approvato l'aggiornamento del relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti (composto da Programma degli interventi (PdI), che include il Piano delle opere strategiche (POS), Piano economico-finanziario (PEF), e convenzione di gestione), previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra le criticità infrastrutturali rilevate sul territorio, gli obiettivi specifici fissati dai medesimi, gli interventi programmati per il periodo 2022-2023 e il moltiplicatore tariffario teta (ϑ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio;
- dell'operatore al quale, nel mese di giugno 2022, il competente ente di governo dell'ambito ha provveduto ad affidare la gestione del servizio idrico integrato della Regione Molise (per una popolazione servita pari a 302.701 abitanti) e per il quale è stato approvato il relativo schema regolatorio di convergenza, ritenendo le modalità di recepimento dei criteri sottesi alla definizione del medesimo adeguate a promuovere il superamento progressivo delle condizioni di *water service divide*, nonché a favorire il miglioramento dei profili di qualità tecnica e di qualità contrattuale⁹.

Nello specifico, nei citati provvedimenti di approvazione tariffaria sono stati richiamati gli esiti dei controlli effettuati in ordine:

- all'assenza delle cause di esclusione dall'aggiornamento tariffario per il terzo periodo regolatorio, come previste all'art. 8 dalla delibera 580/2019/R/idr (che contempla, fra le relative fattispecie, l'assenza del titolo a esercire il servizio, la fatturazione del consumo minimo impegnato, la mancata adozione della carta dei servizi, la mancata consegna degli impianti al gestore affidatario di ambito e il mancato versamento alla CSEA delle componenti perequative);
- alla sussistenza dei requisiti di qualità tecnica di cui al titolo 6 dell'allegato A alla delibera 917/2017/R/idr, RQTI (in ordine alla disponibilità dei dati di misura, all'ottemperanza alle verifiche sulla qualità dell'acqua erogata, all'assenza di agglomerati in condanna ai sensi della direttiva 91/271/CEE e all'affidabilità dei dati di qualità tecnica), nonché ai valori iniziali assunti dai macro-indicatori di qualità tecnica e contrattuale ai fini della definizione degli obiettivi per gli anni 2022-2023, dandone, per ciascun gestore, specifica evidenza nella pertinente delibera di approvazione tariffaria, unitamente ai principali interventi infrastrutturali programmati per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dalla RQTI (anche precisando l'avvenuto recepimento nel Programma degli interventi dei progetti finanziati dalle risorse pubbliche eventualmente stanziati nell'ambito degli strumenti del *Next Generation EU*);
- ai costi di investimento e di esercizio (di cui i gestori hanno prodotto dichiarazione di corrispondenza con le informazioni patrimoniali, economiche e finanziarie risultanti dalle fonti contabili obbligatorie), tra l'altro specificando l'eventuale presenza:
 - di scostamenti tra la spesa effettiva per investimenti e il fabbisogno pianificato, valutandone l'entità – anche in termini di raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica – e le motivazioni dei ritardi, anche verificando il corretto recepimento degli effetti dei sistemi di penalizzazione previsti dall'art. 34 dell'MTI-3;

⁹ Con il Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio, MTI-3, è stato previsto il c.d. schema regolatorio di convergenza, che trova applicazione (per un periodo limitato e predefinito) con riferimento alle situazioni caratterizzate da una perdurante e significativa carenza di informazioni e che consente al soggetto competente di effettuare una valorizzazione parametrica delle componenti di costo (costi operativi e costi delle immobilizzazioni) ai fini della predisposizione tariffaria.

Lo schema regolatorio di convergenza si inserisce nell'ambito delle misure predisposte dall'Autorità, in ottica di semplificazione degli adempimenti richiesti e di penalizzazione per stimolare la *compliance* alla regolazione, per il superamento del *water service divide*, al fine di favorire la progressiva convergenza a una situazione di maggiore uniformità sul territorio nazionale. Nell'ambito delle proprie competenze, l'Autorità è infatti chiamata a promuovere il graduale superamento delle condizioni che limitano l'accesso alle misure tese a favorire il continuo miglioramento dei profili di stabilità e certezza del quadro degli assetti istituzionali locali, di qualità tecnica e contrattuale, nonché degli elementi di trasparenza da garantire a beneficio dei fruitori del servizio.

Nel corso del terzo periodo regolatorio sono stati presentati all'Autorità schemi regolatori di convergenza in particolare relativi a talune aree del Mezzogiorno del Paese (con riferimento ai quali, l'Autorità ha approvato, nel 2021, anche gli schemi di convergenza presentati per 22 gestioni della Regione Calabria), secondo regole semplificate e sulla base di un programma di impegni ben identificati, con un percorso di recupero della qualità del servizio prevista dalla regolazione nazionale.

- di costi operativi connessi a specifiche finalità, $Opex_{tel}^a$, di cui all'art. 18 dell'MTI-3¹⁰, nonché di eventuali recuperi (a vantaggio dell'utenza), per talune delle voci ricomprese in detta componente, dello scostamento tra la quantificazione ritenuta ammissibile, in sede di prima approvazione, nelle annualità precedenti, e gli oneri effettivamente sostenuti dal gestore nella medesima annualità;
- del ricorso alle misure per la sostenibilità finanziaria delle gestioni, anche al fine di mitigare – secondo quanto al riguardo previsto dalle delibere 639/2021/R/idr e 229/2021/R/idr – gli effetti derivanti dallo straordinario aumento dei costi per la fornitura di energia elettrica sull'equilibrio economico e finanziario del settore idrico e sulle condizioni di svolgimento delle prestazioni, nonché gli effetti del protrarsi dell'emergenza epidemiologica da Covid-19 e delle conseguenti iniziative adottate nel 2021 per il contrasto alla diffusione del virus;
- al fine di tenere doverosamente conto dell'esito dei contenziosi riferiti a talune disposizioni adottate dall'Autorità in materia di regolazione tariffaria del servizio idrico integrato, dell'avvenuta predisposizione della componente di conguaglio aggiuntiva, Rc_{ARC}^a , per effetto della riconsiderazione da parte dell'ente di governo dell'ambito – su istanza del pertinente gestore per la copertura dei costi efficienti – delle predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2012 e 2013, nonché al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011;
- di oneri esplicitati come costi ambientali e della risorsa.

Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche

Contributo all'implementazione del PNRR e del REACT-EU

Stato di attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza

Nel corso del 2022, l'Autorità ha proseguito nella propria attività di supporto alle amministrazioni centrali volta a dare applicazione alle linee di investimento e di riforma del PNRR che hanno interessato il servizio idrico integrato. Si fa riferimento alla Missione M2 del suddetto Piano, avente a oggetto "Rivoluzione verde e transizione ecologica", e specificatamente alla Componente C4 – "Tutela del territorio e della risorsa idrica", i cui obiettivi sono stati a loro volta tradotti in una serie di linee di intervento, delle quali si riportano di seguito quelle di interesse nello sviluppo del presente Capitolo:

- M2C4 – I4.1 "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico", per la quale sono state stanziare complessivamente risorse per 2 miliardi di euro;

¹⁰ Il citato art. 18 dell'MTI-3 ricomprende all'interno della componente $Opex_{tel}^a$, per gli anni 2022 e 2023, le seguenti voci di costo aventi natura previsionale: i) oneri riconducibili a integrazioni gestionali o alla presenza di nuovi processi tecnici gestiti, $Op_{new,a}^a$; ii) costi per gli adeguamenti agli standard di qualità tecnica definiti con la delibera 917/2017/R/idr, $Opex_{GT}^a$; iii) oneri aggiuntivi relativi ad aspetti riconducibili all'adeguamento agli standard e agli obiettivi di qualità contrattuale di cui alle delibere 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr (RQSII), e 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr, $Opex_{a,C}^a$; iv) oneri per il mantenimento o l'introduzione di agevolazioni ulteriori rispetto a quelle minime previste dalla regolazione (c.d. bonus idrico integrativo) e per interventi di limitazione associabili ai casi di cui al comma 7.3, lett. a), dell'allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr (REMSII), Op_{social}^a ; v) oneri per l'implementazione delle misure tese ad accelerare l'adeguamento alle più recenti disposizioni regolatorie per rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi, nonché per favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura – ove ne ricorrano i presupposti –, Op_{mis}^a , anche alla luce delle nuove disposizione recate dalla delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr, per l'integrazione della disciplina in materia di misura del servizio idrico integrato.

- M2C4 – R4.1 “Semplificazione normativa e rafforzamento della *governance* per la realizzazione di investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico del PNRR”;
- M2C4 – I4.2 “Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell’acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti”, per la quale sono state previste risorse per 900 milioni di euro;
- M2C4 – I4.4 “Investimenti in fognatura e depurazione”, alla quale sono destinate risorse per 600 milioni di euro.

Alle risorse già individuate dal dispositivo di ripresa e resilienza si aggiungono quelle ulteriori assegnate nell’ambito del Programma operativo nazionale infrastrutture e reti 2014-2020 (PON IeR), nell’Asse IV, “Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell’acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti”, funzionale al raggiungimento dell’obiettivo principale di rafforzare la digitalizzazione delle reti, da trasformare in una “rete intelligente”. L’iniziativa aveva messo a disposizione inizialmente 313 milioni di euro, finanziati dal Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa (REACT-EU), successivamente integrati con ulteriori 169 milioni di euro (per una dotazione complessiva di 482 milioni di euro)¹¹. Le risorse sono state assegnate tramite avviso – pubblicato in data 3 novembre 2021 dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, titolare del PON IeR al quale fa riferimento l’intervento –, alla cui redazione e valutazione delle proposte – tramite la partecipazione nel gruppo di valutazione dell’avviso – ha contribuito anche l’Autorità (si veda il Volume 2 della *Relazione Annuale* 2021).

Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell’approvvigionamento idrico (I4.1)

Con il decreto ministeriale del 16 dicembre 2021, n. 517, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti (di seguito anche: MIT), previa acquisizione dell’intesa della Conferenza unificata nella seduta del 2 dicembre 2021, sentiti il Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica, il Ministro dell’agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, il Ministro della cultura, il Ministro dell’economia e delle finanze e l’Autorità, che si è espressa col parere 2 dicembre 2021, 554/2021/I/idr, ha dato implementazione alla linea in oggetto, adottando un elenco di interventi da finanziare con risorse complessive pari a 2 miliardi di euro, così suddiviso¹²:

- l’allegato 1, contenente l’elenco di progetti finanziati con le risorse, previste sulla linea M2C4 – I4.1, destinate alle misure aggiuntive da programmare e rendicontare sul PNRR;
- l’allegato 2, contenente l’elenco dei progetti finanziati con le risorse destinate alla misura M2C4 – I4.1, per la parte di progetti in essere da programmare e da rendicontare sul PNRR;
- l’allegato 3, contenente l’elenco dei progetti finanziati con le risorse destinate alla misura M2C4 – I4.1, per la parte di progetti in essere già programmati e rendicontabili sul PNRR.

Nel corso del 2022 il Ministero ha avviato le attività di monitoraggio e rendicontazione dei progetti (con particolare riferimento alla conferma delle tempistiche di realizzazione e dei soggetti coinvolti), propedeutiche all’erogazione delle prime quote di finanziamento. Tali verifiche hanno comportato la necessità di apportare una modifica al richiamato decreto ministeriale 16 dicembre 2021, n. 517, recante “Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell’approvvigionamento idrico dell’Investimento 4.1, Missione 2, Componente C4 del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)”, sul quale l’Autorità ha espresso parere favorevole con la delibera 2 agosto 2022, 403/2022/I/idr¹³.

¹¹ L’“Elenco aggiornato delle operazioni ammesse” è stato pubblicato, da ultimo, in data 13 giugno 2022, sul sito del PON IeR.

¹² Per approfondimenti sulla ricostruzione del quadro normativo di riferimento e delle fasi che hanno portato alla definizione dell’elenco, si rimanda al Volume 2 della *Relazione Annuale* 2021.

¹³ La proposta di decreto in parola prevede che “l’allegato 2, punto 5, del Decreto ministeriale n. 517 del 16 dicembre 2021 relativo all’intervento denominato ‘Sistema Acquedotto Roja’ [sia] modificato come segue: il soggetto attuatore ‘Regione Liguria’ è sostituito dal soggetto attuatore ‘Rivieracqua S.C.p.A.’”.

Semplificazione normativa e rafforzamento della governance per la realizzazione di investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico del PNRR (R4.1)

Il quadro normativo all'interno del quale l'Autorità ha definito il primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale e iniziato a impostare le attività volte alla definizione del secondo elenco del medesimo Piano, è stato inciso dalle disposizioni recate dal decreto legge 10 settembre 2021, n. 121, come convertito nella legge 9 novembre 2021, n. 156, che, all'art. 2, comma 4-*bis*, nel determinare nuove tempistiche di aggiornamento del Piano – oltre al superamento della distinzione tra sezione "acquedotti" e sezione "invasi" –, ha introdotto il comma 516-*bis*, il quale dispone che *"con uno o più decreti del Ministro delle infrastrutture e [dei trasporti], di concerto con i Ministri [dell'ambiente e della sicurezza energetica], [dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste], della cultura e dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ... sono definiti le modalità e i criteri per la redazione e per l'aggiornamento del Piano nazionale di cui al comma 516 (...) e della sua attuazione per successivi stralci (...)"*; in particolare detto decreto è volto a definire:

- le modalità con cui le Autorità di bacino distrettuali, gli enti di governo dell'ambito e gli altri enti territoriali coinvolti trasferiscono al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti le informazioni e i documenti necessari alla definizione del Piano medesimo e i relativi criteri di priorità, *"tenuto anche conto della valutazione della qualità tecnica e della sostenibilità economico-finanziaria effettuata dall'Autorità (...) per gli interventi proposti da soggetti da essa regolati"* (lett. a));
- i criteri per l'assegnazione delle risorse degli stralci nonché le modalità di revoca dei finanziamenti (lett. b));
- le modalità di attuazione e di rendicontazione degli interventi ammessi al finanziamento negli stralci (lett. c)).

Con le comunicazioni del 25 maggio 2022 e del 1° giugno 2022, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti ha trasmesso al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, al Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, al Ministero della cultura, al Ministero dell'economia e delle finanze e all'Autorità, per l'acquisizione dell'avviso delle menzionate amministrazioni, lo schema di decreto ministeriale previsto dal sopra richiamato comma 516-*bis*, anche al fine di attuare la linea di riforma 4.1 del PNRR in oggetto. Con detto schema di decreto, nella definizione delle modalità e dei criteri per la redazione e per l'aggiornamento del Piano nazionale, è stata assegnata priorità agli interventi volti alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e al potenziamento e all'adeguamento delle infrastrutture idriche, anche al fine di aumentare la resilienza dei sistemi idrici ai cambiamenti climatici e ridurre le dispersioni di risorse idriche. Lo schema di decreto ha previsto che l'acquisizione delle proposte di intervento da parte dei soggetti coinvolti avvenga con cadenza annuale, e che il Ministero in parola, sulla base delle priorità e della documentazione ricevuta, conduca un'analisi e una valutazione *ex ante* degli interventi proposti, secondo una metodologia di valutazione che assegna a ciascun intervento proposto un punteggio (*scoring*) – tenuto anche conto della specifica valutazione della qualità tecnica e della sostenibilità economico-finanziaria effettuata dall'Autorità, con riferimento agli interventi proposti da soggetti dalla medesima regolati – collocandolo in una specifica classe di valutazione. Al termine della valutazione, il Ministero adotta un provvedimento in cui formula la proposta di Piano, tenendo conto, in fase di ripartizione delle risorse: i) della classe di valutazione in cui è collocato ciascun intervento; ii) del livello di progettazione disponibile al momento della predisposizione dello stralcio; iii) del bilanciamento della ripartizione territoriale. Lo schema di decreto contiene infine una serie di disposizioni volte a disciplinare: le modalità di implementazione e di rendicontazione degli interventi finanziati (art. 5), le attività di monitoraggio degli interventi (art. 6), le condizioni di revoca dei finanziamenti e gli effetti di un'eventuale revoca (art. 7).

Con la delibera 21 giugno 2022, 273/2022/I/idr, l'Autorità, nel rilasciare parere favorevole allo schema di decreto trasmesso dal Ministero, ha in particolare segnalato, con riferimento agli interventi proposti da soggetti regolati dall'Autorità, l'opportunità di tenere in considerazione, tra gli elementi da acquisire ai fini dell'aggiornamento del Piano, nonché tra le valutazioni da effettuare per la definizione dell'ordine di priorità delle proposte ricevute, specifici requisiti soggettivi, in ordine, in particolare, a: i) la conformità del titolo del soggetto gestore a svolgere il servizio nel rispetto della normativa vigente; ii) l'ottemperanza agli obblighi previsti per l'adozione e l'approvazione, ai sensi della regolazione *pro tempore* vigente, dello specifico schema regolatorio (composto dal Programma degli interventi – incluso il Piano delle opere strategiche – dal Piano economico-finanziario e dalla convenzione di gestione); iii) l'assenza di situazioni di crisi d'impresa che possano compromettere la prosecuzione dell'attività per cui il soggetto attuatore richiede il finanziamento. Tali osservazioni sono state formulate al fine di assicurare continuità rispetto a quanto già applicato per l'implementazione delle linee di finanziamento M2C4 – I4.1, M2C4 – I4.2 e M2C4 – I4.4 del PNRR, in modo da garantire un'esecuzione efficace e sostenibile degli interventi che saranno inclusi nel Piano.

Le modalità di aggiornamento del Piano nazionale sono state adottate con decreto interministeriale 25 ottobre 2022, n. 350, registrato alla Corte dei conti il 29 novembre 2022.

Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti (I4.2)

In data 9 marzo 2022 il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti ha pubblicato un avviso per l'assegnazione di 900 milioni di euro, a valere sui fondi del PNRR, che prevede il finanziamento di progetti da realizzare sull'intero territorio nazionale per la digitalizzazione delle reti e la riduzione delle perdite idriche (ambito della linea in oggetto), di cui il 40% è destinato alle Regioni del Mezzogiorno (Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna, Sicilia), per la cui redazione l'Autorità ha fornito al Ministero il proprio supporto¹⁴.

L'avviso è stato strutturato in due finestre temporali:

- la prima finestra temporale (con presentazione delle proposte nel periodo dal 19 aprile 2022 ed entro il 19 maggio 2022), che attribuisce 630 milioni di euro;
- la seconda finestra temporale (con presentazione delle proposte nel periodo dal 1° settembre 2022 ed entro il 31 ottobre 2022), che attribuisce i restanti 270 milioni di euro.

In coerenza con le regole generali del PNRR, l'avviso ha previsto, in particolare, che:

- il progetto contribuisca al raggiungimento dei *target* – fissati nella richiamata linea M2C4 – I4.2 – di 9.000 km di rete idrica distrettualizzata entro il 31 dicembre 2024 e di 25.000 km entro il 31 marzo 2026;
- il progetto contribuisca al miglioramento delle perdite idriche percentuali (indicatore M1b di qualità tecnica), per le quali è stato individuato un valore obiettivo nazionale di riduzione pari al 35% al 31 marzo 2026;
- a livello di tempistiche, la procedura di appalto sia ultimata entro il 30 settembre 2023, e le attività sottese al progetto siano completate entro il 31 marzo 2026.

Tra i requisiti di ammissibilità, l'avviso disponeva, tra l'altro, che gli enti di governo dell'ambito potevano presentare le richieste di finanziamento con riferimento a progetti di gestori che eserciscono il servizio idrico integrato

¹⁴ In particolare, l'Autorità, nel corso del secondo semestre 2021, aveva contribuito sia alla definizione dell'oggetto della misura, dei target e delle milestone trasmessi alla Commissione europea ai fini del monitoraggio dei progetti selezionati e della dotazione finanziaria della relativa linea, sia alla redazione dell'avviso e alla sua diffusione e comunicazione agli stakeholder del settore.

sulla base di un titolo conforme alla normativa vigente, e che l'ammissibilità dei soggetti era subordinata all'ottemperanza agli obblighi previsti per l'adozione e l'approvazione, ai sensi della normativa *pro tempore* vigente, dello specifico schema regolatorio, composto dal Programma degli interventi – incluso il Piano delle opere strategiche –, dal Piano economico-finanziario e dalla convenzione di gestione. Ai fini della selezione dei progetti è stata istituita una Commissione di valutazione composta da cinque membri, inclusi due rappresentanti dell'Autorità.

Alla scadenza di entrambe le finestre temporali, il ruolo dell'Autorità nell'ambito della Commissione di valutazione si è, in particolar modo, esplicitato in merito a:

- la valutazione – per quanto attiene agli aspetti più direttamente connessi alle attribuzioni assegnate all'Autorità – del rispetto dei requisiti di ammissibilità del soggetto proponente e attuatore;
- l'attribuzione dei punteggi associabili ai criteri di valutazione, riferibili in particolare a: qualità della proposta progettuale, miglioramento della situazione attuale del livello di perdita nella rete idrica e impatto sul raggiungimento degli obiettivi di digitalizzazione;
- la verifica e valutazione della capacità di cofinanziamento di ciascun progetto, sulla base di elementi legati alla regolazione tariffaria applicabile (entità del cofinanziamento, attivazione o meno del vincolo alla crescita del moltiplicatore tariffario, tipologia di schema regolatorio o ricorso allo schema di convergenza).

In esito alle richiamate attività di valutazione, in data 24 agosto 2022 è stato pubblicato il decreto della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche del MIT n. 594, di approvazione della graduatoria delle proposte di progetto valida per la prima finestra temporale, a valere sulle risorse del PNRR (M2C4 – I4.2), che ha ammesso a finanziamento 21 interventi, per un totale di 606.870.905,08 euro. Successivamente, in data 3 febbraio 2023, con decreto direttoriale n. 14, il MIT ha approvato la graduatoria definitiva delle proposte relative all'avviso, assegnando le risorse residue stanziare dalla linea in oggetto, pari a 293.129.094,92 euro.

Investimenti in fognatura e depurazione (I4.4)

Per quanto attiene alla linea in oggetto, le interlocuzioni tra l'Autorità e il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (di seguito: MASE), avviate negli ultimi mesi del 2021 al fine della redazione degli atti e della documentazione necessari all'implementazione della richiamata misura, hanno portato all'adozione del decreto ministeriale 17 maggio 2022, n. 191, con il quale sono stati definiti i criteri di riparto delle risorse assegnate alla Misura a livello regionale (pari a 600 milioni di euro, di cui il 40% da destinare prioritariamente a interventi da realizzarsi nelle regioni del Mezzogiorno), e i criteri di ammissibilità delle proposte progettuali. Il decreto prevede che le regioni e le province autonome acquisiscano dai rispettivi enti di governo dell'ambito – identificati come soggetto proponente – le proposte da ammettere a finanziamento, e che le trasmettano al MASE, tramite apposita piattaforma, per l'accertamento del rispetto dei criteri di ammissibilità della proposta, con il supporto dell'Autorità per i profili di propria competenza. Le proposte ammesse a finanziamento hanno a oggetto, in particolare, interventi funzionali a garantire, nel tempo, il mantenimento della conformità alla direttiva 91/271/CEE, con priorità per quelli localizzati in agglomerati oggetto di contenzioso comunitario, in funzione dello stato di gravità dello stesso al momento della pubblicazione del decreto, al fine di raggiungere il *target* intermedio di riduzione di almeno 570.000 abitanti residenti in agglomerati non conformi entro e non oltre il 30 giugno 2024 e il *target* finale di riduzione di oltre 2 milioni di abitanti residenti in agglomerati non conformi entro e non oltre il 31 marzo 2026. Per quanto rileva in questa sede, tra i criteri di ammissibilità sono stati ripresi quelli già individuati per l'avviso oggetto della linea I4.2, descritta nel precedente paragrafo, vale a dire: la titolarità del soggetto realizzatore a esercire il

servizio idrico integrato rispetto alla normativa di settore e l'adozione di uno schema regolatorio conforme alla regolazione *pro tempore* vigente.

Nel corso del secondo semestre del 2022, alla chiusura della finestra temporale di presentazione delle proposte – avvenuta in data 31 ottobre 2022 –, l'Autorità ha partecipato, nell'ambito di un apposito gruppo istruttorio – costituito con decreto direttoriale 13 dicembre 2022, n. 398 –, all'avvio delle attività di verifica dei criteri di ammissibilità del decreto, per quanto di competenza. All'esito dei richiamati accertamenti istruttori (che risultano in corso al momento della redazione del presente Volume), sarà individuato, mediante apposito decreto ministeriale, l'elenco degli interventi ammessi a finanziamento, a cui seguirà la sottoscrizione di appositi accordi di programma con i soggetti beneficiari.

Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico

Con riferimento al primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti"¹⁵, adottato con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° agosto 2019, ai sensi dell'art. 1, comma 516¹⁶, della legge 27 dicembre 2017, n. 205 – come successivamente modificato e integrato dall'art. 1, comma 143, della legge 30 dicembre 2018, n. 145¹⁷, e, da ultimo, con decreto legge 10 settembre 2021, n. 121, come convertito nella legge 9 novembre 2021, n. 156 –, nel corso del 2022 l'Autorità ha proseguito l'attività di monitoraggio ed erogazione delle quote di finanziamento richieste dagli enti di riferimento competenti per gli interventi oggetto del Piano¹⁸.

In esito alla verifica degli adempimenti in capo all'ente di riferimento e al soggetto beneficiario, l'Autorità – avvalendosi di CSEA per i profili di propria competenza –, ai sensi del comma 4.1, lett. b), della delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr, come rinnovato dalla delibera 16 febbraio 2021, 58/2021/R/idr¹⁹, ha provveduto ad autorizzare, al 31 dicembre 2022, ulteriori quote di finanziamento per 6 interventi inclusi nell'allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019, per un importo complessivo di 11.209.544,17 euro, pari al 14,01% del finanziamento totale stanziato nel biennio 2019-2020. I provvedimenti di interesse, per quanto riguarda le autorizzazioni in parola, sono:

- la delibera 22 marzo 2022, 125/2022/R/idr, con riferimento all'intervento n. 15, proposto dalla Regione Marche e avente a oggetto "*Interconnessioni delle adduttrici dell'ATO 3, dell'ATO 4 e dell'ATO 5 in un sistema integrato che fa leva anche sugli invasi presenti nell'area – progettazione delle opere ...*", per un importo di 963.825,79 euro;

15 Il primo stralcio di Piano è costituito da un elenco di 26 interventi/progetti (selezionati dall'Autorità con la relazione 20 giugno 2019, 252/2019/R/idr), riconducibili a infrastrutture del servizio idrico integrato, la cui copertura è stata assicurata a valere e nel limite di 40.000.000 di euro per l'annualità 2019 e 40.000.000 di euro per l'annualità 2020.

16 L'art. 1, comma 516, della legge 27 dicembre 2017, n. 205, nella sua precedente formulazione, disponeva che, ai fini della "programmazione e realizzazione degli interventi necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e per promuovere il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche", con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri fosse adottato, anche per stralci, il Piano nazionale di interventi nel settore idrico, articolato in due sezioni: sezione "acquedotti" e sezione "invasi". Il successivo comma 517 (ora abrogato) stabiliva che, ai fini della definizione della sezione "acquedotti" del citato Piano nazionale, l'Autorità – sentiti le regioni e gli enti locali interessati, sulla base delle programmazioni esistenti nonché del monitoraggio sull'attuazione dei piani economico-finanziari dei gestori – trasmettesse l'elenco degli interventi necessari e urgenti per il settore, con specifica indicazione delle modalità e dei tempi di attuazione, per la realizzazione dei seguenti obiettivi considerati prioritari: i) raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica; ii) recupero e ampliamento della tenuta e del trasporto della risorsa idrica, anche con riferimento alla capacità di invaso; iii) diffusione di strumenti mirati al risparmio di acqua negli usi agricoli, industriali e civili.

17 Legge recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020".

18 Per approfondimenti sull'iter normativo e sulle attività che hanno portato alla definizione dell'elenco e delle modalità di erogazione delle risorse (di cui alla delibera 425/2019/R/idr), si rimanda al Volume 2 della *Relazione Annuale 2020* e della *Relazione Annuale 2021*.

19 I cui dettagli sono stati approfonditi nel Volume 2 della *Relazione Annuale* dello scorso anno.

- la delibera 10 maggio 2022, 211/2022/R/idr, con riferimento all'intervento n. 1, proposto dall'Autorità d'ambito n. 3 "Torinese" e avente a oggetto *"Realizzazione di interconnessione idraulica degli impianti di produzione di Rivoli e di Rosta (codice ATO n. 9792) – stralcio funzionale"*, per un importo di 2.880.000 euro, corrispondente alla conclusione del finanziamento;
- la delibera 22 novembre 2022, 613/2022/R/idr, con riferimento agli interventi nn. 3 e 4, proposti dall'Ufficio d'ambito di Lecco e aventi a oggetto, rispettivamente, *"Raddoppio collettore brianteo – tratto Civate Dolzago"* (3.680.000 euro, corrispondenti alla conclusione del finanziamento) e *"Raddoppio collettore brianteo – tratto Valmadrera Civate"* (1.358.793,31 euro), per un importo complessivo di 5.038.793,31 euro;
- la delibera 6 dicembre 2022, 675/2022/R/idr, con riferimento all'intervento n. 8, proposto dal Consiglio di Bacino "Dolomiti Bellunesi" e avente a oggetto *"Cencenighe Agordino Realizzazione adduzione, serbatoi, rete di distribuzione e sistemi di protezione per tratti in pendenza acquedotto Valle del Biois (completamento)"*, per un importo di 672.069,81 euro, corrispondente alla conclusione del finanziamento e alla realizzazione dell'opera in oggetto;
- la delibera 6 dicembre 2022, 676/2022/R/idr, con riferimento all'intervento n. 13, proposto dall'Autorità Idrica Toscana e avente a oggetto *"Approvvigionamento idropotabile Isola d'Elba al fine di garantire l'autonomia idrica – completamento del primo dissalatore dell'Elba (80 l/s) + progettazione secondo dissalatore"*, per un importo di 1.804.180,28 euro.

Per effetto dei richiamati provvedimenti, l'importo complessivo delle risorse di cui è stata autorizzata l'erogazione dal dicembre 2019 al dicembre 2022 ammonta a 42.250.154,05 euro, pari al 52,81% del finanziamento totale stanziato.

Parallelamente alle attività di autorizzazione, sono stati effettuati i due monitoraggi semestrali che, ai sensi del comma 5.3 della citata delibera 425/2019/R/idr, si sono tenuti nei mesi di maggio e ottobre, sulla base della documentazione trasmessa all'Autorità e a CSEA da parte degli enti di riferimento, avente a oggetto lo stato di avanzamento del relativo intervento finanziato, l'aggiornamento del cronoprogramma finanziario e la segnalazione di eventuali criticità (ritardi nella realizzazione) o variazioni del progetto di carattere tecnico o economico. Dall'analisi dei cronoprogrammi è emerso in particolare che, per ulteriori 3 interventi dell'elenco (relativi ad altrettanti enti di riferimento)²⁰, non risultava soddisfatto il rispetto del vincolo di spesa individuato dall'Autorità al punto 1 del comma 8.1 della delibera 425/2019/R/idr, che prevedeva che almeno l'80% della spesa totale del progetto finanziato fosse utilizzato entro due anni dall'erogazione della prima quota di finanziamento. Conseguentemente, l'Autorità, con le delibere 8 marzo 2022, 95/2022/R/idr, 6 settembre 2022, 417/2022/R/idr, e 13 settembre 2022, 428/2022/R/idr, ha intimato ai soggetti realizzatori interessati di adempiere al richiamato obbligo, rispettivamente entro il 25 gennaio 2023 (per il progetto n. 22) ed entro il 7 agosto 2023 (per i progetti nn. 16-17 e 11), prevedendo, analogamente a quanto fatto con la delibera 633/2021/R/idr, che la mancata ottemperanza nei termini indicati costituisca presupposto per disporre, ai sensi del comma 8.1 della richiamata delibera 425/2019/R/idr, la revoca del finanziamento assentito con DPCM 1° agosto 2019 e la contestuale restituzione delle somme ricevute dal soggetto realizzatore ai sensi del comma 4.1 della medesima delibera, nonché per l'attivazione del meccanismo per i casi di inerzia e inadempimento ai sensi dell'art. 1, comma 525, della legge 27 dicembre 2017, n. 205.

²⁰ Si tratta dell'intervento n. 22, avente come soggetto realizzatore Siciliacque, dell'intervento n. 16-17, avente come soggetto realizzatore il Commissario straordinario per la sicurezza del sistema idrico del Gran Sasso, e dell'intervento n. 11, avente come soggetti realizzatori i gestori facenti parte di un Raggruppamento temporaneo di imprese – RTI, costituito nella regione Friuli-Venezia Giulia. I citati progetti avevano ricevuto la prima quota in data successiva a quelle erogate con la delibera 3 dicembre 2019, 512/2019/R/idr.

Fondo di garanzia per le opere idriche

A seguito dell'istituzione – a opera dell'art. 58 della legge 28 dicembre 2015, n. 221 – del "Fondo di garanzia per gli interventi finalizzati al potenziamento delle infrastrutture idriche, ivi comprese le reti di fognatura e depurazione", è stato emanato il DPCM 30 maggio 2019, che ha demandato all'Autorità la definizione degli interventi prioritari, dei criteri e delle modalità generali di utilizzazione del Fondo in parola. Tra gli organi di amministrazione del Fondo, il citato DPCM 30 maggio 2019 ha previsto, altresì, all'art. 9, che, ai fini dell'esercizio delle attività di verifica e monitoraggio, l'Autorità istituisca un Comitato di valutazione del rischio presso CSEA, presieduto da un rappresentante del Ministero dell'economia e delle finanze e composto da esperti in valutazione dei rischi finanziari in rappresentanza rispettivamente del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, del Ministero dello sviluppo economico e di un esperto indipendente. Il Comitato di valutazione del rischio è chiamato, in particolare, a esprimere il parere in ordine alle modalità operative del Fondo e alle proposte di interventi da ammettere a garanzia di rimborso del credito, verificando la conformità delle richieste alle previsioni contenute nel DPCM 30 maggio 2019 e nel decreto del Ministro dell'economia e delle finanze del 19 novembre 2019, recante i criteri, le condizioni e le modalità affinché gli interventi del Fondo siano assistiti dalla garanzia di ultima istanza dello Stato.

Con la delibera 21 gennaio 2020, 8/2020/R/idr, l'Autorità, nel disciplinare le modalità di gestione e utilizzo del Fondo di garanzia delle opere idriche – specificando i requisiti e le condizioni di accesso alla garanzia e definendo adeguati obblighi di rendicontazione, comunicazione e monitoraggio²¹ –, ha istituito, presso CSEA, il Comitato di valutazione del rischio (art. 2) e stabilito di procedere all'insediamento dei relativi componenti con successivo provvedimento, anche in considerazione dei plurimi soggetti istituzionali interessati dalle nomine, successivamente avanzando ai dicasteri interessati specifica richiesta, volta ad acquisire l'indicazione dei relativi rappresentanti ai fini dell'insediamento del citato Comitato.

Nel corso del 2022, acquisite le designazioni dai Ministeri interessati, con la delibera 5 aprile 2022, 152/2022/A, l'Autorità, al fine di favorire la piena applicazione delle misure introdotte con la delibera 21 gennaio 2020, 8/2020/R/idr, per agevolare l'accesso al credito e l'accelerazione degli investimenti nel settore idrico, ai sensi di quanto indicato al richiamato art. 2, ha proceduto a insediare presso CSEA il Comitato di valutazione in oggetto.

Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti

Applicazione del meccanismo incentivante della Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI)

Per quanto attiene alla Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI), introdotta con la delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, nel corso dell'anno 2022 si è concluso il primo procedimento di attribuzione dei premi e delle penali, sulla base delle *performance* realizzate da ciascun gestore negli anni 2018 e 2019, secondo quanto stabilito al titolo 7 della citata delibera. Nell'ambito del procedimento in parola, avviato con delibera 18 febbraio 2020, 46/2020/R/idr, l'Autorità ha condotto puntuali approfondimenti istruttori, i cui

²¹ Per approfondimenti sulle modalità di gestione del Fondo recate dalla delibera 8/2020/R/idr, si rimanda al Volume 2 della *Relazione Annuale* 2021.

esiti preliminari, in termini di applicazione/esclusione – totale o parziale – dal meccanismo incentivante, sono stati illustrati (tipizzando le casistiche individuate) nella Nota metodologica di cui all'allegato A alla delibera 8 marzo 2022, 98/2022/R/idr.

Il procedimento ha beneficiato di un articolato percorso istruttorio, che ha portato a escludere dal meccanismo incentivante alcuni macro-indicatori per taluni gestori, per situazioni di fatto (per esempio, servizio non gestito), per istanze dell'ente di governo dell'ambito specificamente previste (per esempio, eventi imprevisti che abbiano provocato un peggioramento delle *performance*, mancanza di prerequisiti), per mancata ottemperanza a prescrizioni regolatorie (per esempio, mancato invio delle predisposizioni tariffarie), per carenze nella documentazione fornita o incongruenze dei dati. L'applicazione del meccanismo è stata preceduta dalla comunicazione a ciascuna gestione interessata della/delle casistica/casistiche di criticità, al fine di recepire eventuali osservazioni da parte dei soggetti interessati. L'esito della prima applicazione del meccanismo incentivante è stato pubblicato con delibera 26 aprile 2022, 183/2022/R/idr, e descritto nel Volume 1 della *Relazione Annuale* dello scorso anno.

Allo scopo di rafforzare la consapevolezza da parte degli utenti circa i servizi offerti dal proprio operatore, l'Autorità ha, inoltre, provveduto a pubblicare i dati di qualità tecnica raccolti nell'ambito del citato procedimento. Più nello specifico, è stato sviluppato un portale di infografica, interattivo e con struttura a mappa, liberamente accessibile dal sito web dell'Autorità (www.arera.it/it/dati/QTSII.htm) e interrogabile con riferimento al proprio gestore o al proprio comune.

In relazione all'attività svolta, all'Autorità è stato riconosciuto il titolo di "Miglior pratica di categoria" nell'ambito del *contest* "Buone pratiche regolatorie" promosso dall'Università LUMSA, in collaborazione con l'Osservatorio AIR, con il patrocinio del Ministro per la pubblica amministrazione e dell'OCSE, in ragione della circostanza di avere saputo soddisfare al meglio e cumulativamente i criteri di innovazione, robustezza dei risultati e riproducibilità.

Parallelamente all'attività volta alla chiusura del procedimento di attribuzione dei premi e delle penali di qualità tecnica per gli anni 2018 e 2019, con la delibera 15 marzo 2022, 107/2022/R/idr, l'Autorità ha avviato uno specifico procedimento finalizzato all'applicazione del meccanismo incentivante per gli anni 2020 e 2021.

A tale scopo, con comunicato del 17 marzo 2022, l'Autorità ha messo a disposizione la modulistica che ciascun ente di governo dell'ambito o soggetto competente, responsabile della predisposizione tariffaria, doveva utilizzare per la trasmissione dei dati e delle informazioni in merito alla qualità tecnica del servizio idrico integrato con riferimento agli anni 2020 e 2021, ai sensi di quanto previsto dai commi 3.1 e 8.2 della delibera 917/2017/R/idr, e secondo le modalità previste dall'art. 30 dell'allegato A alla medesima delibera (RQTI), stabilendo che il termine ultimo entro il quale i soggetti interessati dovevano trasmettere le informazioni richieste fosse fissato al 30 aprile 2022. I dati e il materiale raccolto con la specifica raccolta dati di qualità tecnica sono stati sottoposti a un'analisi istruttoria preliminare, cui è seguita la richiesta di materiale informativo aggiuntivo su specifici aspetti, al fine di accertare il rispetto degli obblighi di monitoraggio e tenuta dei registri di cui al titolo 8 della RQTI. Successivamente, le analisi sono proseguite anche beneficiando degli approfondimenti svolti nell'ambito delle istruttorie volte all'approvazione tariffaria per il terzo periodo regolatorio (ex MTI-3).

Qualità contrattuale e monitoraggio delle prestazioni riferite all'anno 2021

Nel mese di febbraio 2022, è stata avviata la "Raccolta dati: Qualità contrattuale del servizio idrico integrato" relativa all'anno 2021²², con la finalità di acquisire:

- le informazioni in merito alle prestazioni rese nel corso del 2021, monitorando l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza;
- il riepilogo delle prestazioni eseguite nella medesima annualità, necessario ai fini dell'applicazione del meccanismo di incentivazione di cui al titolo XIII dell'allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr (introdotta con delibera 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr). In particolare tale riepilogo permette di desumere i valori assunti nel 2021 dai macro-indicatori di qualità contrattuale MC1 – "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale" (composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative ai preventivi, all'esecuzione di allacciamenti e lavori, all'attivazione e disattivazione della fornitura) e MC2 – "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità del servizio" (composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative agli appuntamenti, alla fatturazione, alle verifiche dei misuratori e del livello di pressione, alle risposte a richieste scritte, nonché alla gestione dei punti di contatto con l'utenza)²³, e di verificare il conseguimento (o meno) degli obiettivi fissati dal medesimo meccanismo sulla base dei risultati registrati nell'annualità 2018.

Con la medesima raccolta, sono stati acquisiti anche i dati relativi all'erogazione degli indennizzi automatici previsti nei casi di mancato rispetto della regolazione della morosità nel SII (REMSI) di cui all'allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr, e s.m.i., entrata in vigore a far data dal 1° gennaio 2020²⁴.

Per quanto concerne la pubblicazione dei dati comunicati dai singoli gestori con riferimento a ciascun indicatore di *performance* della RQSII – prevista dal comma 77.7²⁵ dell'allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr (RQSII), e finalizzata al rafforzamento della consapevolezza da parte degli utenti circa le caratteristiche dei servizi offerti dal proprio operatore²⁶ –, si precisa che la stessa è stata rimandata a un momento successivo alla conclusione del procedimento per le valutazioni quantitative, relative al biennio 2020-2021, previste dal meccanismo incentivante della qualità contrattuale – oggetto del successivo paragrafo – nell'ambito del quale è emersa da parte di taluni gestori la necessità di rettificare alcuni tra i valori precedentemente comunicati. Si rammenta che la pubblicazione dei dati di qualità contrattuale del servizio idrico integrato viene effettuata dall'Autorità sul proprio sito internet²⁷, sia in formato *excel* sia mediante un'apposita piattaforma di navigazione interattiva facilmente consultabile dagli utenti, che restituisce l'indicazione, per singola gestione, tra l'altro, del numero di prestazioni eseguite entro e fuori lo standard, della presenza di eventuali standard miglio-

22 I termini per la comunicazione all'Autorità delle informazioni e dei dati di qualità contrattuale riferiti al 31 dicembre 2021 sono stati fissati nel 15 marzo 2022, per i gestori, e nel 26 aprile 2022, per gli enti di governo dell'ambito (chiamati alla relativa validazione).

23 I macro-indicatori di qualità contrattuale sono costruiti come media ponderata dei pertinenti indicatori semplici, pesata in base al numero delle prestazioni erogate dalla gestione (dato dalla somma del numero delle prestazioni entro il rispettivo standard previsto dalla RQSII e di quello delle prestazioni non conformi per causa imputabile alla responsabilità del gestore), secondo quanto previsto al comma 92.2 della RQSII.

24 Tali casistiche sono dettagliate dall'art. 10 del REMSII che prevede l'erogazione di un indennizzo automatico pari a 30 euro per (a) sospensione/disattivazione della fornitura di un utente non disalmentabile, (b) disattivazione di un utente finale domestico residente, (c) limitazione/sospensione/disattivazione in assenza di invio della comunicazione di costituzione in mora, (d) limitazione/sospensione/disattivazione in presenza di una puntuale comunicazione di avvenuto pagamento da parte dell'utente; il medesimo art. 10 prevede altresì l'erogazione di un indennizzo automatico pari a 10 euro per limitazione/sospensione/disattivazione con comunicazione di costituzione in mora viziata da minori errori procedurali.

25 Il comma 77.7 della RQSII dispone che l'Autorità può utilizzare le informazioni e i dati di qualità contrattuale acquisiti per effettuare:

- a) controlli, anche a campione, al fine di accertarne la veridicità e assicurare il rispetto delle disposizioni di cui alla menzionata RQSII;
- b) la pubblicazione, anche comparativa, delle informazioni e dei dati medesimi.

26 In coerenza con quanto previsto dall'obiettivo strategico OS1 "Promuovere l'*empowerment* del consumatore" del Quadro strategico 2022-2025, allegato A alla delibera 13 gennaio 2023, 2/2022/A.

27 Cfr. sezione "Dati e statistiche", nella parte dedicata alla "Qualità contrattuale del servizio idrico integrato", disponibile al link www.arera.it/it/dati/RQSII.htm.

rativi individuati dai competenti enti di governo dell'ambito, nonché dei valori raggiunti con riferimento ai singoli macro-indicatori.

Applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per gli anni 2020 e 2021

In coerenza con le disposizioni recate dal richiamato titolo XIII dell'allegato A alla delibera 655/2015/R/idr – che definisce un meccanismo incentivante di premi/penalità della qualità contrattuale da quantificare a partire dal 2022 sulla base delle *performance* realizzate nei due anni precedenti –, nonché dalla delibera 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr – con la quale sono stati introdotti elementi di flessibilità nei meccanismi di valutazione delle prestazioni di qualità contrattuale e tecnica al fine di mitigare le possibili forme di discontinuità riscontrabili nelle suddette *performance* in conseguenza dell'emergenza epidemiologica da Covid-19²⁸ –, con la delibera 22 febbraio 2022, 69/2022/R/idr, l'Autorità ha avviato un provvedimento finalizzato all'applicazione del richiamato meccanismo incentivante, individuando i termini e le modalità per l'attribuzione delle premialità e delle penalità riferite a tutti gli stadi di valutazione previsti per gli anni 2020 e 2021, nonché per la definizione della graduatoria per lo stadio di eccellenza stabilito dalla RQSII²⁹. In particolare, è stato previsto di articolare il procedimento in due fasi:

- una prima fase di identificazione del set di gestioni per le quali si possiede un corredo completo di informazioni ai fini della definizione della graduatoria per lo stadio di eccellenza, nonché dell'attribuzione delle relative premialità e penalità riferite a tutti gli stadi, per il biennio 2020-2021;
- una seconda fase di attribuzione delle penalità per tutte le gestioni che non abbiano inviato – nel rispetto dei termini fissati dall'Autorità – i dati necessari alla valutazione degli obiettivi di qualità contrattuale sottesi ai macro-indicatori ammessi al meccanismo di incentivazione.

Nell'ambito del suddetto procedimento, l'Autorità ha condotto un'approfondita istruttoria finalizzata a verificare la correttezza e la congruità delle informazioni trasmesse dai gestori del SII nell'ambito delle edizioni della raccolta dati di qualità contrattuale rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo di incentivazione, i cui esiti preliminari, in termini di applicazione/esclusione – totale o parziale – dal meccanismo incentivante, sono stati illustrati nella nota metodologica di cui all'allegato A alla delibera 27 dicembre 2022, 734/2022/R/idr. Tali esiti, successivamente comunicati ai singoli enti di governo dell'ambito e ai gestori di propria competenza (qualora questi ultimi siano risultati interessati da casistiche di criticità), al fine di recepire eventuali osservazioni utili all'applicazione del meccanismo, hanno riguardato in particolare:

- valutazioni di ammissibilità al meccanismo in ordine alle singole fasi del servizio idrico gestite dall'operatore, al livello di ottemperanza agli obblighi di trasmissione dei dati di qualità contrattuale richiesti dall'Autorità ai fini dell'individuazione dei livelli di partenza, nonché all'eventuale presenza di istanze di deroga specifiche

28 In particolare, la richiamata delibera 235/2020/R/idr ha stabilito che, in deroga a quanto previsto dai commi 91.2 e 95.1 della RQSII, gli obiettivi di qualità contrattuale relativi al 2020 e al 2021 siano valutati cumulativamente su base biennale, con la precisazione che, ai fini dell'applicazione dei fattori premiali (di penalizzazione) nell'anno 2022, con riferimento alle annualità 2020 e 2021, costituisce elemento di valutazione il livello raggiunto cumulativamente al termine dell'anno 2021.

29 Ai sensi dell'art. 94 della RQSII, le modalità con cui è disciplinato il meccanismo di incentivazione – classificazione delle *performance*, articolazione delle graduatorie, attribuzione dei punteggi per l'applicazione dei fattori premiali e di penalizzazione, determinazione e valorizzazione dei premi e delle penalità – sono declinate rispetto a tre stadi di valutazione:

- stadio I, caratterizzato da un livello base di fattore premiale (di penalizzazione), in ragione del posizionamento *ex post* della gestione che ne confermi o meno la presenza in classe A per ciascun macro-indicatore;
- stadio II, caratterizzato da un livello base di fattore premiale (di penalizzazione) in ragione di un posizionamento *ex post* della gestione che risulti migliore (peggiore) rispetto all'obiettivo di miglioramento definito dall'Autorità in corrispondenza di ciascun macro-indicatore;
- stadio III, caratterizzato da un livello di eccellenza di fattore premiale per i tre migliori operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, di cui almeno uno in classe A.

sottoposte all'attenzione dell'Autorità medesima (per aggregazione gestionale e per gli eventi sismici del Centro Italia del 24 agosto 2016 e dei giorni successivi);

- la verifica della sussistenza dei presupposti per l'applicazione delle penalità attribuibili ai casi di mancato invio dei dati necessari alla valutazione degli obiettivi di qualità contrattuale, di cui alla seconda fase di applicazione sopra richiamata, ivi inclusa l'eventuale esenzione per i casi di adozione dello schema regolatorio di convergenza di cui all'art. 31 dell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr;
- valutazioni di ammissibilità alle premialità in ordine alla presenza di una proposta di schema regolatorio MTI-3, all'attività di validazione dei dati di qualità contrattuale in capo agli enti di governo dell'ambito, nonché all'ottemperanza degli obblighi di versamento delle componenti perequative alla CSEA;
- verifiche concernenti la coerenza e la consistenza dei dati forniti, per individuare alcune casistiche di incompletezza che, oltre a configurarsi quale profilo di inadempienza agli obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità e a obblighi di servizio, risulterebbero indice di un inadeguato livello qualitativo garantito all'utenza, e che suggerirebbero, pertanto, l'opportunità di escludere l'accesso alle premialità per le relative gestioni.

Il procedimento troverà conclusione nel corso del 2023 e gli esiti finali saranno pertanto descritti nella prossima edizione della *Relazione Annuale*.



CAPITOLO

7



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DEL TELERISCALDAMENTO
E TELERAFFRESCAMENTO**

SETTORIALE

Indagine conoscitiva sui prezzi e sui costi del servizio di teleriscaldamento

A partire dall'ultimo trimestre 2021, contestualmente al repentino incremento delle quotazioni del gas naturale, si è verificata una crescita significativa dei prezzi del servizio di teleriscaldamento. La correlazione tra il prezzo di acquisto del gas e il prezzo del servizio di teleriscaldamento, a livello teorico, può essere giustificata da diversi fattori.

In primo luogo, il gas naturale rappresenta la principale fonte energetica per la produzione di calore nei sistemi di teleriscaldamento e, pertanto, variazioni del prezzo del gas possono incidere in modo significativo sui costi complessivi del servizio. Il prezzo del servizio di teleriscaldamento viene spesso aggiornato (tipicamente a ogni trimestre) sulla base dell'andamento delle quotazioni del gas proprio per consentire la copertura del rischio derivante dalla volatilità del costo del combustibile.

Va inoltre considerato che il prezzo del gas costituisce un riferimento importante per il settore del teleriscaldamento anche per dinamiche di mercato. Per assicurare la competitività del servizio gli operatori del settore devono infatti applicare dei prezzi comparabili alle alternative disponibili. A tal fine, molti operatori dichiarano di fissare il prezzo del servizio di teleriscaldamento in modo da riflettere la spesa che l'utente avrebbe sostenuto se avesse utilizzato un sistema di climatizzazione alternativo (il cosiddetto "metodo del costo evitato"). Nelle aree metanizzate il costo evitato viene in genere determinato prendendo come riferimento una caldaia a gas, la tipologia di impianto più diffusa per la climatizzazione degli edifici.

L'incremento dei prezzi registrato a partire dall'ultimo trimestre dell'anno 2021 non è risultato tuttavia pienamente giustificabile da tali dinamiche. L'Autorità, a fronte di tali criticità, con la delibera 1° marzo 2022, 80/2022/R/tlr, ha avviato una indagine conoscitiva sull'evoluzione dei prezzi e dei costi del servizio di teleriscaldamento, con i seguenti obiettivi:

- valutare la congruità dei parametri adottati dagli esercenti per l'applicazione della metodologia del costo evitato, al fine di verificare l'effettiva corrispondenza del prezzo del servizio di teleriscaldamento con il costo che l'utente avrebbe sostenuto utilizzando un sistema di climatizzazione alternativo;
- valutare gli effetti dell'incremento delle quotazioni del prezzo del gas naturale sui costi del servizio di teleriscaldamento, al fine di individuare realtà caratterizzate da potenziali extraprofiti;
- stimare l'incidenza degli *switching costs*, in modo da individuare l'entità di barriere economiche per il passaggio a servizi di climatizzazione alternativi;
- valutare l'opportunità di una segnalazione al Governo e al Parlamento per promuovere l'introduzione di una regolazione *cost reflective* delle tariffe del servizio di teleriscaldamento.

I risultati dell'indagine sono stati illustrati nell'allegato A alla delibera 2 novembre 2022, 547/2022/R/tlr. In generale, nell'ambito dell'indagine sono emerse potenziali criticità sia in relazione al funzionamento del mercato del teleriscaldamento sia, limitatamente ad alcuni contesti, all'equità dei prezzi applicati.

Per quanto concerne il corretto funzionamento del mercato, in alcuni ambiti territoriali è stato evidenziato un disallineamento tra il prezzo del servizio di teleriscaldamento e il costo che l'utente avrebbe sostenuto utilizzando una caldaia a gas per un servizio equivalente (il cosiddetto costo evitato). In un mercato concorrenziale il costo evitato tramite caldaia a gas dovrebbe rappresentare il prezzo massimo applicabile dagli operatori del teleriscaldamento (in caso contrario, gli utenti sarebbero incentivati a passare al servizio alternativo).

La presenza di tale disallineamento può essere spiegata soltanto da distorsioni al corretto funzionamento del mercato dei servizi di climatizzazione. Al riguardo, si evidenziano delle potenziali criticità sia nella fase *ex ante*, antecedente alla sottoscrizione del contratto di fornitura, sia nella fase *ex post*, successiva all'avvio della fornitura del servizio.

Nella fase *ex ante*, la principale criticità è legata alla difficoltà per l'utente di comparare i prezzi del servizio di teleriscaldamento con il prezzo di servizi di climatizzazione alternativi. Il prezzo del servizio di teleriscaldamento si riferisce, infatti, all'energia termica utile prelevata dall'utente (MWh) mentre, nel caso di servizi alternativi, il cliente acquista un dato quantitativo di combustibile (Sm³, nel caso del gas) che viene successivamente trasformato in energia termica dalla caldaia di sua proprietà. Per effettuare un confronto corretto tra i costi di fornitura dei diversi servizi è necessario disporre di specifiche competenze tecnico-economiche in merito alle caratteristiche degli impianti, in modo da valutare e tenere in considerazione, tra l'altro, le perdite di trasformazione.

Nella fase *ex post*, un ulteriore ostacolo al corretto funzionamento del mercato è dato dalla presenza di significativi *switching costs*. Per passare a un servizio di climatizzazione alternativo, l'utente deve infatti installare un nuovo impianto di generazione del calore.

Per quanto concerne l'equità dei prezzi applicati, l'indicizzazione dei prezzi del teleriscaldamento all'andamento delle quotazioni del gas ha determinato una progressiva divaricazione tra costi e ricavi del servizio nei sistemi che fanno un ampio ricorso a impianti di termovalorizzazione e impianti geotermici. In tali contesti all'incremento dei ricavi non è seguita una corrispondente crescita dei costi variabili di produzione, con un conseguente incremento significativo dei margini per la remunerazione del capitale investito.

Alla luce delle criticità riscontrate, l'Autorità, con la segnalazione 15 novembre 2022, 568/2022/I/tlr, ha posto all'attenzione del Parlamento e del Governo l'opportunità di introdurre una regolazione *cost reflective* dei prezzi del servizio di teleriscaldamento.

Al riguardo, è stato evidenziato che la definizione di tariffe regolate *cost reflective* consentirebbe contestualmente di superare le criticità riscontrate nel funzionamento del mercato e di assicurare l'equità dei prezzi del servizio. Nei sistemi di teleriscaldamento caratterizzati da minori costi di produzione di energia termica sarebbe inoltre possibile trasferire parte dei benefici agli utenti, con positive ricadute economiche e sociali. D'altro canto, la garanzia, per gli esercenti, di recuperare i costi sostenuti e di ottenere un adeguato tasso di remunerazione del capitale investito potrebbe assicurare un contesto favorevole per un ulteriore sviluppo del settore, anche in presenza di una riduzione dei prezzi del servizio.

Definizione delle modalità di recesso semplificato

L'art. 34, comma 2, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 prevede che l'Autorità definisca una disciplina di recesso semplificata, da raccordare con quella adottata in attuazione dell'art. 10, comma 17, lettera b), del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che agevoli il distacco da sistemi di telecalore non efficienti, qualora il soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'utenza possa essere coperto con impianti che garantiscono un maggiore risparmio di energia primaria non rinnovabile.

Ai sensi delle disposizioni del decreto legislativo n. 102/2014, una rete di telecalore si considera efficiente nel caso in cui, per la copertura della domanda di energia termica, utilizzi almeno:

- il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;
- il 50 per cento di calore di scarto;
- il 75 per cento di calore cogenerato;
- il 50 per cento di una combinazione delle precedenti.

Il decreto legislativo n. 199/2021, all'art. 34, comma 1, prevede inoltre che la qualifica di sistema di telecalore efficiente sia attestata dal Gestore dei servizi energetici (GSE) a fronte di una esplicita richiesta del gestore della rete.

La disciplina ordinaria per l'esercizio del diritto di recesso (allegato A alla delibera 26 ottobre 2021, 463/2021/R/tlr) consente agli utenti di recedere dal servizio in ogni momento, con un preavviso di un mese. Al solo scopo di consentire il recupero dei costi di allacciamento anche in caso di recesso anticipato dell'utente, è prevista la possibilità per gli esercenti di applicare un corrispettivo di salvaguardia, definito sulla base di criteri individuati dall'Autorità. Le modalità di calcolo del corrispettivo di salvaguardia e il periodo di applicazione sono differenziate in funzione delle caratteristiche dell'utilizzatore del servizio, in modo da tenere conto della differente forza contrattuale e delle competenze di ciascuna tipologia di utente. L'Autorità, al fine di assicurare un'adeguata gradualità nell'introduzione della disciplina, ha previsto inoltre un periodo transitorio in cui gli esercenti possono continuare ad applicare eventuali clausole volte a disciplinare il diritto di recesso, purché inserite in contratti antecedenti all'intervento dell'Autorità.

Le modalità di recesso da sistemi di telecalore non efficienti sono state definite prevedendo alcune modifiche alla disciplina ordinaria in modo da assicurare condizioni più favorevoli per la disconnessione di utenti allacciati a reti non efficienti.

In particolare, con delibera 4 ottobre 2022, 477/2022/R/tlr, è stato previsto che, nel caso di recesso da reti non efficienti:

- l'eventuale corrispettivo di salvaguardia sia determinato considerando un arco temporale ridotto a tre anni, indipendentemente dalla tipologia di utenza considerata;
- eventuali penali, altri corrispettivi o oneri, vincoli temporali di durata del contratto che siano inclusi nei contratti di allacciamento e/o di fornitura del servizio non siano applicabili, anche se sottoscritti prima dell'avvio della regolazione dell'Autorità.

Le modalità di recesso semplificato possono essere utilizzate dagli utenti allacciati a reti che non siano state qualificate come efficienti da parte del GSE. Per accedere alla modalità di recesso semplificato, l'utente è tuttavia tenuto ad allegare alla richiesta di disconnessione una relazione tecnica di un tecnico abilitato che attesti la fattibilità dell'installazione di un impianto in grado di ridurre i consumi di energia di origine fossile per la climatizzazione.

Disposizioni in materia di requisiti minimi dei misuratori

Tra le competenze in materia di regolazione e controllo nel settore del telecalore conferite all'Autorità dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 rientra anche il compito di definire i requisiti minimi, in termini di caratteristiche e prestazioni, dei contatori di fornitura di energia termica.

Il decreto legislativo n. 102/2014 non si limita a definire il perimetro delle responsabilità all'Autorità ma indica anche alcuni requisiti di carattere generale dei misuratori. In particolare, l'art. 9 prevede che, ferme restando le condizioni di fattibilità tecnica ed economica:

- i contatori di fornitura siano in grado di riflettere con precisione il consumo effettivo, fornendo informazioni sul tempo effettivo di utilizzo dell'energia (comma 1);
- i contatori di fornitura installati dopo il 25 ottobre 2020 siano leggibili da remoto, con l'obiettivo di permettere la lettura da remoto di tutti i contatori entro il 1° gennaio 2027 (comma 5-bis).

L'obiettivo delle richiamate disposizioni normative è quello di garantire una maggiore responsabilizzazione delle scelte di consumo degli utenti, in modo da raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica stabiliti dalla normativa comunitaria. La disponibilità di misuratori in grado di registrare il tempo effettivo di utilizzo dell'energia può consentire l'applicazione di prezzi differenziati per fascia oraria, con la conseguente riduzione dei picchi di domanda di energia e una maggiore efficienza del sistema, in particolare per il maggiore ricorso a impianti di base, caratterizzati da una maggiore efficienza energetica. La lettura da remoto dei misuratori può invece garantire l'utilizzo di letture effettive per la fatturazione dei consumi e promuovere in tal modo una maggiore consapevolezza degli utenti sugli effetti del proprio comportamento sui costi del servizio.

L'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia nel documento per la consultazione 31 maggio 2022, 244/2022/R/tlr, con l'obiettivo di perseguire i seguenti obiettivi di carattere generale:

- assicurare la coerenza dei requisiti minimi dei misuratori con gli obblighi normativi e legislativi;
- garantire l'installazione di misuratori che consentano di fornire segnali corretti agli utenti, in modo da promuovere l'efficienza energetica responsabilizzando le scelte di consumo;
- evitare l'insorgenza di *stranded costs* per gli esercenti.

Nell'ambito della consultazione, le associazioni degli operatori del settore, nonostante una generale condivisione delle proposte dell'Autorità, hanno chiesto di effettuare un'analisi costi-benefici per ciascuno dei requisiti proposti, al fine di verificarne la fattibilità tecnico-economica.

L'Autorità, con la delibera 20 dicembre 2022, 710/2022/R/tlr, ha parzialmente accolto le richieste degli operatori. In particolare, pur introducendo da subito l'obbligo di telelettura per i misuratori di nuova installazione od oggetto di sostituzione, è stato previsto lo svolgimento di un'analisi costi-benefici per la definizione dei requisiti ulteriori. Stante la necessità di svolgere un'analisi costi-benefici, è stata inoltre prevista la possibilità di prendere in considerazione ulteriori ipotesi di intervento rispetto a quelle originariamente proposte, tra cui la sostituzione dei misuratori esistenti e l'introduzione dell'obbligo di telegestione delle sottostazioni d'utenza. Il completamento del procedimento è attualmente previsto per il mese di giugno 2023.

Valutazione delle istanze di esclusione

L'art. 2, comma 2, lettera gg), del decreto legislativo n. 102/2014 definisce come rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento "qualsiasi infrastruttura di trasporto dell'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, realizzata prevalentemente su suolo pubblico, finalizzata a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento e raffrescamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria". La regolazione adottata dall'Autorità nel settore del telecalore si applica pertanto esclusivamente alle reti di distribuzione che presentano le suddette caratteristiche.

L'Autorità, con la delibera 13 novembre 2018, 574/2018/R/tlr, ha definito le modalità con cui un operatore può richiedere l'esclusione di una rete di distribuzione dalla regolazione del settore, qualora non sia qualificabile come rete di teleriscaldamento o teleraffrescamento ai sensi delle disposizioni del decreto legislativo n. 102/2014. A tal fine, l'operatore deve presentare una specifica istanza di esclusione, che includa la documentazione idonea ad attestare la presenza di almeno uno dei seguenti requisiti:

- presenza di più del 50 per cento dell'estensione della rete, al netto degli allacciamenti, su suolo privato;
- rete realizzata con la finalità di servire un numero predefinito e limitato di utenti, attraverso la stipula di accordi, convenzioni o contratti di fornitura nel periodo temporale antecedente all'avvio del servizio, con divieto di allacciamento di eventuali nuovi utenti;
- centrale di produzione del calore immesso nella rete di potenza complessiva minore o uguale a 1 MW e posizionata all'interno di uno degli stabili degli utenti del servizio.

Nel corso dell'anno 2022 l'Autorità ha proseguito l'attività di valutazione delle istanze presentate dagli operatori del settore. Al 31 dicembre 2022 risultavano escluse dalla regolazione 118 reti di distribuzione del calore (si tratta sostanzialmente di micro-reti interne di distribuzione di calore, che non sono finalizzate all'erogazione del servizio di teleriscaldamento o teleraffrescamento sul territorio).

Monitoraggio del settore

Al fine di monitorare lo stato del settore e verificare il rispetto della regolazione introdotta dall'Autorità, sono previsti specifici obblighi informativi in capo agli operatori, che prevedono l'invio di informazioni su base annuale.

Nel mese di maggio 2022 è stata effettuata la “Raccolta dati integrata telecalore – Anno di riferimento 2021” con la finalità di acquisire i dati e le informazioni in materia di qualità commerciale, allacciamenti e trasparenza nel settore del telecalore. Gli obblighi informativi in particolare riguardano:

- la dimensione degli esercenti, necessaria per determinare la corretta applicazione degli obblighi regolatori (spesso progressivi con la dimensione dell’esercente);
- le prestazioni di qualità commerciale eseguite, il grado di rispetto degli standard e gli indennizzi erogati agli utenti, necessari a monitorare la qualità del servizio;
- i costi e i ricavi dell’attività di allacciamento di nuovi utenti, necessari per verificare che i ricavi derivanti dai corrispettivi di allacciamento (ed eventuali corrispettivi di salvaguardia, in caso di recesso anticipato) non siano superiori ai costi sostenuti dall’esercente;
- i prezzi praticati agli utenti, la tipologia di prezzo e il metodo di determinazione.

Nell’anno in corso è prevista anche l’integrazione di ulteriori dati e informazioni, relativi all’attività di misura e in particolare alle prestazioni eseguite sui misuratori di energia termica installati presso gli utenti.

Nel mese di settembre 2022, infine, è stata avviata la prima “Raccolta dati qualità tecnica telecalore – Anno di riferimento 2021” sul portale dell’Autorità, con la finalità di acquisire i dati e le informazioni in materia di sicurezza e continuità del servizio di telecalore. Tale raccolta, eseguita ai sensi della RQTT¹ (Regolazione della qualità tecnica del servizio di telecalore), ha coinvolto tutti gli esercenti l’attività di distribuzione di energia termica e si concentra, in particolare, su:

- diffusione della telegestione;
- efficienza termica delle reti;
- tipologia di tubazioni e fluido termovettore utilizzato;
- ispezioni delle reti e localizzazione delle dispersioni di fluido;
- monitoraggio della quantità di fluido reintegrato e della qualità di quello circolante nelle reti;
- chiamate di pronto intervento (numerosità e tipologia);
- interruzioni del servizio (cause, numerosità, utenti coinvolti e durata).

1 L’RQTT è l’allegato A alla delibera 17 dicembre 2019, 548/2019/R/tr.



CAPITOLO

8



**CICLO DEI RIFIUTI
URBANI E ASSIMILATI**

SETTORIALE

L'Autorità, nell'ambito delle competenze a essa attribuite nel settore dei rifiuti urbani dalla legge 27 dicembre 2017, n. 205, nel corso del 2022 ha proseguito il processo di costruzione del quadro regolatorio, attraverso un'impostazione innovativa, graduale e asimmetrica coerente con un assetto istituzionale multilivello e in grado di tenere conto degli elementi più significativi riscontrati nei diversi contesti.

Inoltre, nell'anno in parola si è assistito a un progressivo ampliamento delle competenze dell'Autorità nel settore dei rifiuti urbani, per effetto delle nuove attribuzioni assegnate dal legislatore nazionale in materia di definizione della componente perequativa a copertura dei costi di gestione dei rifiuti accidentalmente pescati (legge 17 maggio 2022, n. 60)¹, di standard tecnici e qualitativi delle attività di smaltimento e recupero (legge 5 agosto 2022, n. 118)², nonché di schemi tipo di bandi di gara (decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201)³.

Ai fini dello sviluppo e del completamento del quadro regolatorio del settore, anche alla luce delle recenti nuove attribuzioni, l'Autorità:

- ha presentato i primi orientamenti per la predisposizione di uno schema tipo di contratto di servizio –obbligatorio per tutte le gestioni, imperniato sul modello di gestione integrata e strutturato secondo un approccio modulare che lo renda applicabile, con gli opportuni adattamenti, anche agli affidamenti di singole fasi del servizio –, nonché per l'introduzione di sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani, con particolare riferimento al meccanismo per la gestione dei rifiuti accidentalmente pescati e per la promozione del rispetto della gerarchia dei rifiuti;
- in materia di regolazione tariffaria, ha avviato il procedimento per la definizione delle regole e delle procedure per l'aggiornamento biennale della delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif⁴, ai fini della rideterminazione delle tariffe del servizio di gestione dei rifiuti urbani per le annualità 2024 e 2025;
- ha avviato i procedimenti per la definizione degli standard tecnici e qualitativi delle attività di smaltimento e recupero, nonché di schemi tipo di bandi di gara per l'affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani.

È proseguita, inoltre, l'attività istruttoria sulle predisposizioni tariffarie proposte dagli enti territorialmente competenti (di seguito: ETC)⁵, con riferimento al secondo periodo regolatorio 2022-2025 e agli anni 2020 e 2021. Tale attività ha visto gli Uffici impegnati in un'intensa interlocuzione con gli ETC per la corretta conclusione del procedimento. In questo ambito, sono stati altresì forniti supporto e chiarimenti alle parti coinvolte in risposta alle richieste in merito agli ulteriori profili regolatori, con particolare riferimento alla qualità⁶, e sono state adottate le relative delibere di approvazione. In tale ambito, sono state altresì gestite le richieste di intervento per il superamento di casi di inerzia dei gestori, offrendo supporto e chiarimenti alle parti coinvolte.

Nei paragrafi che seguono sono illustrati gli interventi e le principali attività svolte dall'Autorità nel settore dei rifiuti urbani nell'anno oggetto di analisi, in relazione a:

- assetti locali e rapporti istituzionali;

1 Legge 17 maggio 2022, n. 60, recante "Disposizioni per il recupero dei rifiuti in mare e nelle acque interne e per la promozione dell'economia circolare (legge «SalvaMare»)».

2 Legge 5 agosto 2022, n. 118, recante "Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021".

3 Decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201, recante "Riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica".

4 Per maggiori dettagli sulla delibera 363/2021/R/rif e sul relativo allegato A (MTR-2), recante il metodo tariffario per il secondo periodo regolatorio 2022-2025, si rimanda al Capitolo 8 della *Relazione Annuale 2021*.

5 Ai sensi della regolazione tariffaria dell'Autorità, gli enti territorialmente competenti sono i soggetti istituzionali – ente di governo dell'ambito, laddove costituito e operativo, o, in caso contrario, la regione o la Provincia autonoma o altri enti competenti secondo la normativa vigente – responsabili della validazione del Piano economico-finanziario dell'ambito tariffario di competenza.

6 Si fa riferimento alla regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani introdotta dalla delibera 18 gennaio 2021, 15/2022/R/rif, e dal relativo allegato A (TORIF). Per approfondimenti, si rimanda al Capitolo 8 della *Relazione Annuale 2021*.

- regolazione tariffaria;
- regolazione degli standard tecnici e qualitativi delle attività di smaltimento e recupero;
- definizione dello schema tipo di contratto di servizio e di bando di gara.

Assetti locali e rapporti istituzionali

Monitoraggio e governance degli assetti locali

Nel corso del 2022 sono proseguite le attività finalizzate a consolidare l'interlocuzione tecnico-istituzionale con tutti i livelli territoriali di governo titolari di competenze in materia di gestione dei rifiuti urbani, attraverso il Tavolo tecnico permanente con regioni e autonomie locali, istituito con la delibera 30 luglio 2019, 333/2019/A, con la finalità di promozione di un quadro di *governance* chiaro e affidabile e del perseguimento dell'obiettivo OS.20 "Promuovere strumenti per supportare il riordino degli assetti del settore ambientale", di cui alla delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A, recante il Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità.

Come già illustrato nella precedente *Relazione Annuale*, secondo quanto previsto dalla citata delibera istitutiva, l'attività del Tavolo è finalizzata in particolare a:

- individuare e monitorare le specifiche criticità relative ai processi decisionali di programmazione, organizzazione e gestione del servizio integrato dei rifiuti urbani;
- rafforzare la cooperazione fra i soggetti territorialmente competenti, anche nella direzione di favorire un perfezionamento del processo di costituzione e/o operatività delle strutture organizzative degli enti di governo dell'ambito;
- individuare forme di confronto con le regioni e le autonomie locali nei casi in cui la richiamata normativa lo preveda espressamente;
- accompagnare la definizione delle procedure di validazione dei dati richiesti dall'Autorità, nonché delle modalità per l'elaborazione e l'adozione degli atti di pertinenza da parte dei soggetti competenti, al fine di promuovere una maggiore trasparenza, attraverso profili di terzietà;
- accompagnare la transizione, sull'intero territorio nazionale, da tassa a tariffa per lo svolgimento del servizio di gestione dei rifiuti urbani.

Nello specifico, sulla base del coordinamento tecnico assicurato dalla Divisione Ambiente, il Tavolo si è concentrato – anche al fine di acquisire utili elementi per l'azione regolatoria e in considerazione dei rilievi presentati nelle comunicazioni di taluni soggetti territoriali all'Autorità – sull'attività di monitoraggio degli assetti locali, con riferimento alle seguenti principali tematiche:

- determinazioni in materia di tariffe di accesso agli impianti di trattamento e relative trasmissioni all'Autorità, ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 7 della delibera 363/2021/R/rif (MTR-2);
- determinazione dei costi efficienti per la gestione della raccolta differenziata, del trasporto, nonché delle operazioni di cernita o di altre operazioni preliminari, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 3 agosto 2021, 364/2021/R/rif;

- definizione dei meccanismi di perequazione connessi al rispetto della gerarchia dei rifiuti e al recupero dei rifiuti accidentalmente pescati, secondo gli orientamenti espressi nel documento di consultazione 22 novembre 2022, 611/2022/R/rif;
- predisposizione di uno schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra ente affidante e gestore del servizio di gestione dei rifiuti urbani, secondo i primi orientamenti espressi nel documento di consultazione 29 novembre 2022, 643/2022/R/rif.

Nelle diverse riunioni del Tavolo sono stati approfonditi, tra l'altro, i profili legati alle diverse modalità organizzative e gestionali definite dalle amministrazioni competenti nelle diverse aree del Paese. Con riferimento a tali profili e nell'ottica di analizzare gli assetti locali del servizio e i processi decisionali di competenza territoriale, la Divisione Ambiente ha altresì accolto la richiesta delle regioni e/o delle associazioni rappresentative delle autonomie locali e degli enti di governo dell'ambito di organizzare incontri tecnici, al fine di fornire ai soggetti territoriali interessati chiarimenti in merito a eventuali dubbi applicativi sulla regolazione in materia di gestione dei rifiuti urbani.

Collaborazione con altre istituzioni

Tavolo tecnico istituzionale per il PNGR

L'art. 2, comma 1, del decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116 ha introdotto, alla parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, l'art. 198-*bis*, che prevede la predisposizione e l'approvazione, da parte del Ministero della transizione ecologica – MiTE (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica – MASE), del Programma nazionale per la gestione dei rifiuti (PNGR), in conformità alle previsioni di cui alla direttiva 2018/851/UE, precisando che il suddetto Programma determina i macro-obiettivi, i criteri e le linee strategiche cui le regioni e le province autonome devono attenersi nella elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti di cui all'art. 199 del citato decreto legislativo n. 152/2006. I contenuti del Programma sono definiti ai commi 3 e 4 del richiamato art. 198-*bis*.

Successivamente, il Piano nazionale di ripresa e resilienza, definitivamente approvato con decisione di esecuzione del Consiglio il 13 luglio 2021, ha individuato, tra le tre riforme settoriali relative all'"Economia circolare e agricoltura sostenibile" (Missione 2, Componente 1), la definizione del PNGR, rafforzandone la sua centralità per il settore dei rifiuti e fissandone il termine per l'adozione nel 30 giugno 2022 (traguardo M2C1 – 13 della riforma 1.2).

Ai fini della redazione del previsto Programma, il MiTE ha istituito, a novembre 2020, un apposito Tavolo tecnico istituzionale, ai cui lavori sono stati chiamati a partecipare l'Autorità, ISPRA, regioni e province autonome, ANCI e l'allora Ministero dello sviluppo economico, prevedendo incontri periodicamente convocati per analizzare e discutere di specifici aspetti. Nel corso di tali interlocuzioni, è emersa l'esigenza di integrare la prima proposta di PNGR – pubblicata a marzo 2022 nell'ambito della procedura di valutazione ambientale strategica (VAS) – con la descrizione della tassonomia ARERA degli impianti di trattamento dei rifiuti urbani introdotta con l'approvazione del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2) (di cui alla delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif), nonché dei relativi adempimenti richiesti alle regioni. Infatti, le attività individuate nel PNGR come necessarie per l'elaborazione dei Piani regionali, in particolare l'analisi dei flussi di produzione e

gestione dei rifiuti urbani, a supporto della pianificazione per tracciare i rifiuti e colmare i *gap* impiantistici, oltre che costituire, secondo il PNGR, uno strumento *ex ante* "essenziale per la pianificazione regionale con cui descrivere la situazione attuale, stimare il *gap* impiantistico e formulare scenari alternativi di evoluzione del sistema per tutte le tipologie di rifiuti", sono state altresì valutate come un'azione funzionale e sinergica alla ricognizione e alla classificazione degli impianti di trattamento, richieste da ARERA secondo la tassonomia che classifica gli impianti di chiusura del ciclo in integrati (gestiti dall'operatore incaricato del servizio di igiene urbana), minimi e aggiuntivi, e ai connessi adempimenti ai sensi dell'MTR-2, con specifico riferimento alla determinazione delle tariffe di accesso per il trattamento dei rifiuti conferiti.

In linea con le tempistiche indicate dal PNRR, il MiTE ha adottato i decreti di approvazione, rispettivamente, della Strategia nazionale per l'economia circolare (decreto ministeriale 24 giugno 2022, n. 259) e del Programma nazionale per la gestione dei rifiuti (decreto ministeriale 24 giugno 2022, n. 257).

Il Programma nazionale per la gestione dei rifiuti ha valenza per gli anni dal 2022 al 2028, dovendo essere aggiornato almeno ogni sei anni, fatta salva la possibilità di anticiparne la revisione a seguito di modifiche normative, organizzative e tecnologiche intervenute nello scenario nazionale e sovranazionale. Il Programma medesimo prevede, inoltre, un monitoraggio allo scopo di misurare l'andamento dell'azione pianificatoria, ossia di verificare lo stato di attuazione delle indicazioni contenute nel PNGR e valutare l'efficacia degli obiettivi conseguiti al fine di proporre azioni correttive per un eventuale adeguamento. I lavori del citato Tavolo istituzionale istituito presso il MASE, pertanto, proseguono anche nella fase di attuazione e monitoraggio del PNGR.

Contributo all'implementazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza per le linee di investimento M2C1 – I1.1 e M2C1 – I1.2

In data 28 settembre 2021, l'allora Ministro della transizione ecologica ha adottato due decreti relativi all'approvazione dei criteri di selezione dei progetti per l'assegnazione delle risorse finanziarie previste per l'attuazione degli interventi del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) in relazione alla Missione 2, "Rivoluzione verde e transizione ecologica", Componente 1, "Economia circolare e agricoltura sostenibile", funzionali a "colmare il *gap* impiantistico nel settore della gestione dei rifiuti urbani e speciali che, allo stato, ostacola lo sviluppo di filiere circolari":

- il decreto ministeriale n. 396, per la realizzazione di nuovi impianti di gestione dei rifiuti e l'ammodernamento di impianti esistenti, nell'ambito dell'investimento 1.1 (1.500.000.000 euro);
- il decreto ministeriale n. 397, per la realizzazione di progetti "faro" di economia circolare, nell'ambito dell'investimento 1.2 (600.000.000 euro);

destinando contestualmente il 60% delle risorse a interventi da realizzarsi nelle regioni del Centro e del Sud Italia e individuando la data del 30 giugno 2026 come termine ultimo per il completamento e il collaudo degli interventi oggetto delle proposte. Al fine della indizione delle procedure a evidenza pubblica, il Ministero, in data 15 ottobre 2021, ha emanato i relativi avvisi aventi a oggetto proposte per il finanziamento di interventi rientranti nelle seguenti aree tematiche, in conformità rispettivamente a:

- decreto ministeriale n. 396 (1.1 – M2C1):
 - Linea d'intervento A: miglioramento e meccanizzazione della rete di raccolta differenziata dei rifiuti urbani;

- Linea d'intervento B: ammodernamento (anche con ampliamento di impianti esistenti) e realizzazione di nuovi impianti di trattamento/riciclo dei rifiuti urbani provenienti dalla raccolta differenziata;
- Linea d'intervento C: ammodernamento (anche con ampliamento di impianti esistenti) e realizzazione di nuovi impianti innovativi di trattamento/riciclaggio per lo smaltimento di materiali assorbenti a uso personale (PAD), i fanghi di acque reflue, i rifiuti di pelletteria e i rifiuti tessili;
- decreto ministeriale n. 397 (1.2 – M2C1):
 - Linea d'intervento A: ammodernamento (anche con ampliamento di impianti esistenti) e realizzazione di nuovi impianti per il miglioramento della raccolta, della logistica e del riciclo dei rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche c.d. RAEE, comprese pale di turbine eoliche e pannelli fotovoltaici;
 - Linea d'intervento B: ammodernamento (anche con ampliamento di impianti esistenti) e realizzazione di nuovi impianti per il miglioramento della raccolta, della logistica e del riciclo dei rifiuti in carta e cartone;
 - Linea d'intervento C: realizzazione di nuovi impianti per il riciclo dei rifiuti plastici (attraverso riciclo meccanico, chimico, "Plastic Hubs"), compresi i rifiuti di plastica in mare (*marine litter*);
 - Linea d'intervento D: infrastrutturazione della raccolta delle frazioni di tessili pre-consumo e *post* consumo, ammodernamento dell'impiantistica e realizzazione di nuovi impianti di riciclo delle frazioni tessili in ottica sistemica c.d. "Textile Hubs".

Nel corso del 2022, alla luce dei citati decreti ministeriali, l'Autorità è stata chiamata a prendere parte alle due Commissioni di ammissione e di valutazione delle proposte, insieme alle altre istituzioni coinvolte (MiTE – ora MASE – ISPRA, ENEA, Conferenza delle regioni e delle province Autonome).

Con riferimento all'investimento 1.2, Missione 2, Componente 1 del PNRR (progetti "faro" di economia circolare), nel corso del secondo semestre 2022, l'Autorità ha fornito, nell'ambito della Commissione, il proprio contributo all'esame e alla valutazione, sulla base dei criteri individuati nel decreto ministeriale n. 397, di:

- 73 proposte per la linea d'intervento A;
- 76 proposte per la linea d'intervento B;
- 134 proposte per la linea d'intervento C;
- 25 proposte per la linea d'intervento D;

presentate da imprese dedite prevalentemente, ai sensi dei relativi avvisi, alla produzione di beni o di servizi, ad attività di trasporto o attività ausiliarie alle precedenti. L'attribuzione dei punteggi per la stesura della graduatoria si è basata su criteri di selezione, definiti dal citato decreto ministeriale n. 397, suddivisi in due macrocategorie differentemente ponderate: i) criteri di valutazione della proposta (peso complessivo 70%); ii) criteri di valutazione del Soggetto proponente (peso complessivo 30%). Nello specifico, i criteri di valutazione della proposta premiavano i contributi attesi in termini di:

- incremento della quantità di materia recuperata/riciclata funzionale al conseguimento dei *target* di economia circolare;
- innovazione, sostenibilità e durabilità dell'intervento attraverso l'adozione di tecnologie consolidate non obsolete anche con riferimento alla minimizzazione dell'impatto ambientale, nonché al grado di replicabilità delle proposte al fine di rafforzare lo sviluppo complessivo del settore di riferimento;
- apporto all'integrazione orizzontale e/o verticale tra imprese attraverso l'implementazione di soluzioni di rete finalizzate all'ottimizzazione della filiera di raccolta/logistica e riciclo/riutilizzo del rifiuto e potenziamento anche indiretto sui sistemi di raccolta esistenti;

nonché il grado di:

- congruità, attendibilità e fattibilità del piano finanziario, anche mediante un'analisi controfattuale;
- congruità e attendibilità del cronoprogramma dell'intervento, anche considerando lo stato di avanzamento del livello di progettazione e la presenza di eventuali autorizzazioni ambientali e/o verifiche di assoggettabilità alle stesse, per i casi previsti dalla normativa ambientale, nonché di tutte le ulteriori necessarie autorizzazioni, valorizzando altresì l'eventuale riduzione dei tempi rispetto alla scadenza fissata dal PNRR al 1° semestre 2026.

I criteri di valutazione del Soggetto proponente miravano a misurarne la capacità economico-finanziaria e tecnico-organizzativa.

Sulla base delle proposte formulate dalla Commissione di graduatoria degli interventi finanziabili per ciascuna linea di intervento, in data 29 dicembre 2022, sono stati infine adottati dal Capo Dipartimento sviluppo sostenibile del MASE i decreti dipartimentali nn. 209, 210, 211 e 212 di approvazione della graduatoria definitiva delle proposte ammesse a finanziamento. Le proposte selezionate mirano, nel complesso, a sostenere l'innovazione e il miglioramento della rete di raccolta differenziata, compresa la digitalizzazione dei processi e della logistica, e degli impianti di trattamento/riciclo nei settori produttivi individuati nel Piano d'azione per l'economia circolare varato dall'UE, con l'obiettivo specifico di contribuire al raggiungimento dei seguenti *target*:

- riciclo del 55% dei rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE);
- riciclo dell'85% nell'industria della carta e del cartone;
- riciclo del 65% dei rifiuti plastici (attraverso riciclaggio meccanico, chimico, "Plastic Hubs");
- 100% di recupero nel settore tessile, tramite "Textile Hubs".

Analogamente, con riferimento all'investimento 1.1, Missione 2, Componente 1 del PNRR ("Interventi per la raccolta differenziata e gli impianti di gestione dei rifiuti"), a partire dal secondo semestre 2022, l'Autorità ha fornito il proprio contributo, nell'ambito della Commissione all'uopo nominata, per l'esame e la valutazione, sulla base dei criteri individuati nel decreto ministeriale n. 396, di:

- 2.929 proposte per la linea d'intervento A;
- 509 proposte per la linea d'intervento B;
- 215 proposte per la linea d'intervento C;

presentate da Enti di governo d'ambito territoriale ottimale (EGATO) o, laddove questi non fossero costituiti o operativi, comuni (operanti singolarmente o nella forma associativa tra comuni), potendo avvalersi anche dei gestori incaricati del servizio rifiuti igiene urbana (e/o del servizio idrico integrato per le proposte afferenti alla linea C). L'attribuzione dei punteggi per la stesura della graduatoria si è basata su criteri di selezione, definiti dal citato decreto n. 396, che premiavano i risultati attesi in termini di, rispettivamente:

- Linea A (finanziamento massimo erogabile per ciascuna proposta pari a 1.000.000 euro):
 - impatto, sia in termini di incidenza della popolazione interessata dall'intervento rispetto alla popolazione residente nel pertinente territorio, sia in termini di incremento previsto dell'indice percentuale di raccolta differenziata al 2026 rispetto al valore 2019;
 - congruità e attendibilità del cronoprogramma dell'intervento rispetto alla capacità operativa e amministrativa di realizzare il progetto, anche considerando lo stato di avanzamento del livello di progettazione, valorizzando inoltre l'eventuale riduzione dei tempi rispetto alla scadenza fissata dal PNRR al 1° semestre 2026;

- sostenibilità e durabilità del progetto attraverso la scelta di tecnologie consolidate non obsolete, considerando altresì l’inserimento nell’ambito urbanistico e ambientale, anche attraverso l’utilizzo di sistemi automatizzati e/o di videosorveglianza mediante l’utilizzo di energie rinnovabili;
- apporto anche indiretto alla risoluzione delle infrazioni individuate dall’UE (in materia di riduzione delle discariche abusive) e sinergie con altri piani settoriali;
- congruità e attendibilità del quadro economico dell’intervento;
- Linea B e linea C (finanziamento massimo erogabile per ciascuna proposta rispettivamente pari a 40.000.000 e 10.000.000 euro):
 - impatto, sia in termini di incidenza della popolazione interessata dall’intervento rispetto alla popolazione residente non già servita da analoghi impianti di trattamento, sia in termini di tonnellate trattabili dall’impianto rispetto alla quantità di rifiuti, del medesimo genere, prodotta e non già trattata nel pertinente territorio, contribuendo efficacemente al conseguimento dei *target* di economia circolare;
 - congruità e attendibilità del cronoprogramma dell’intervento rispetto alla capacità operativa e amministrativa di realizzare il progetto, anche considerando lo stato di avanzamento del livello di progettazione, valorizzando inoltre l’eventuale riduzione dei tempi rispetto alla scadenza fissata dal PNRR al 1° semestre 2026;
 - contributo al superamento dei *gap* impiantistici e alla risoluzione, anche indiretta, delle infrazioni individuate dall’UE (in materia di riduzione delle discariche abusive), valorizzando opportunamente gli interventi localizzati in territori caratterizzati da un maggiore *deficit* impiantistico;
 - sostenibilità e durabilità del progetto attraverso la scelta di tecnologie consolidate non obsolete, caratterizzate altresì da risparmio energetico, riduzione degli scarti medi di produzione, incremento dell’efficacia di riciclaggio rispetto a impianti standard di settore, valorizzando inoltre la realizzazione delle opere su aree industriali dismesse o da riqualificare;
 - congruità e attendibilità del quadro economico dell’intervento.

Sulla base delle proposte formulate dalla Commissione di graduatoria degli interventi finanziabili per ciascuna linea di intervento, in data, rispettivamente, 2 e 21 dicembre 2022, sono stati adottati dal Capo Dipartimento sviluppo sostenibile del MASE i decreti dipartimentali nn. 198 e 206 di approvazione della graduatoria definitiva delle proposte ammesse a finanziamento per le linee di intervento B e C, mentre alla data di redazione del presente Volume risulta ancora in corso di pubblicazione la graduatoria definitiva per la linea di intervento A (in data 19 gennaio 2023 è stata pubblicata, ai fini di trasparenza amministrativa e di avvio delle procedure di verifica, una proposta di graduatoria preliminare non vincolante).

A fronte delle criticità riscontrate in termini di inadeguatezza, in relazione ai nuovi sfidanti obiettivi europei di riciclo, dei sistemi di raccolta differenziata, di carenza impiantistica per il trattamento e la valorizzazione delle frazioni organiche e di altri flussi di rifiuti e di necessità di ammodernamento degli impianti di trattamento esistenti, con persistenti divari regionali da colmare tra Nord e Centro-Sud, le proposte selezionate mirano a ridurre l’obsolescenza degli attuali sistemi di gestione dei rifiuti, principalmente attraverso il potenziamento e la meccanizzazione della rete di raccolta differenziata, anche attraverso interventi di digitalizzazione, nonché mediante la realizzazione o l’ammodernamento di impianti di trattamento e riciclo per specifiche tipologie di rifiuti.

Tariffe

Nei successivi paragrafi viene fornita una descrizione sintetica delle attività svolte dall'Autorità in materia di regolazione tariffaria, con particolare riguardo alla definizione delle modalità attuative del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2⁷), soprattutto per quanto attiene alla regolazione delle tariffe di trattamento e all'applicazione del Metodo medesimo attraverso la raccolta, l'istruttoria e l'approvazione delle predisposizioni tariffarie per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e per i servizi di trattamento oggetto di regolazione.

Aspetti applicativi del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio MTR-2

Con la determina 22 aprile 2022, 1/2022 – DRIF, e la delibera 17 gennaio 2023, 9/2023/R/rif, l'Autorità ha completato il processo di predisposizione dei provvedimenti per l'attuazione dell'MTR-2 con riferimento alla regolazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento.

Con la determina 1/2022 – DRIF l'Autorità ha, in primo luogo, precisato una serie di aspetti applicativi del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025, in coerenza con i chiarimenti forniti con la determina 4 novembre 2021, 2/2021 – DRIF⁸, relativamente a:

- le regole per la quantificazione dei costi relativi al trattamento dei flussi assoggettati a regolazione degli impianti di chiusura del ciclo "minimi" e degli impianti "intermedi", anche nei casi di avvicendamento gestionale e di entrata in funzione di impianti di nuova costituzione;
- le modalità di riconoscimento di talune specifiche voci di costo, quali gli oneri di *leasing* operativo e finanziario e gli eventuali costi di capitale e operativi, anche di natura previsionale, per la gestione *post* operativa delle discariche autorizzate;
- la possibilità di rimodulazione, nell'arco del periodo regolatorio e nel rispetto del limite annuale di crescita delle tariffe di accesso per ciascun anno, degli oneri in eccesso al medesimo limite per una specifica annualità, qualora tali costi siano validati dall'organismo competente⁹ e ritenuti dallo stesso necessari al mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario e al perseguimento di specifici obiettivi programmati.

In secondo luogo, l'Autorità ha approvato gli schemi tipo degli atti costituenti la proposta tariffaria per gli impianti di trattamento dei flussi assoggettati a regolazione, ossia il Piano economico-finanziario quadriennale, la relazione di accompagnamento e la dichiarazione di veridicità del gestore, nonché le modalità operative per la loro trasmissione tramite apposita procedura informatizzata via web, in un'area *extranet* dedicata, in modo simile a quanto già previsto per le predisposizioni relative al servizio integrato.

⁷ Si ricorda che l'MTR-2 è stato introdotto con la delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif, di cui costituisce l'allegato A.

⁸ Per maggiori dettagli sulla determina 2/2021 – DRIF si rimanda al Capitolo 8 della *Relazione Annuale* 2021.

⁹ Ai sensi della regolazione tariffaria dell'Autorità, l'organismo competente è l'ente territorialmente competente (al quale il gestore trasmette il Piano economico-finanziario ai fini della determinazione delle entrate tariffarie di riferimento), ovvero il soggetto competente, rappresentato dalla regione o da un altro ente dalla medesima individuato (al quale viene trasmesso il Piano economico-finanziario ai fini della determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo "minimi", ovvero agli impianti "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi").

Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti

Predisposizioni tariffarie relative al servizio integrato

Con riferimento al servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, nella prima metà del 2022 è proseguita l'attività di istruttoria e approvazione delle predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2020 e 2021 (anni in cui vigeva il primo metodo tariffario, MTR¹⁰), che ha interessato sia Comuni di dimensione significativa (in termini di popolazione residente), sia realtà di minori dimensioni, queste ultime prevalentemente inserite all'interno di bacini di affidamento del servizio costituiti da una pluralità di Comuni¹¹.

L'istruttoria e approvazione dei Piani economico-finanziari quadriennali relativi al periodo 2022-2025¹² ha preso avvio, invece, nella seconda parte dell'anno: come già accaduto nei due anni precedenti, infatti, nel 2022 una serie di interventi¹³ del legislatore ha posticipato il termine per l'approvazione della TARI, fissandone la scadenza, da ultimo, al 31 agosto 2022.

Per tale ragione, la trasmissione della documentazione sul portale *extranet* dell'Autorità da parte degli ETC, avviata il 12 aprile 2022¹⁴, si è distribuita tra i mesi centrali dell'anno, a partire da maggio e fino a settembre.

Nel complesso, per quanto concerne il Piano economico-finanziario per il periodo 2022-2025, l'Autorità ha ricevuto le predisposizioni tariffarie relative a 5.863 ambiti tariffari¹⁵ – di cui 5.837 comunali e 26 pluricomunali – per un totale di circa 51,6 milioni di abitanti serviti. La quota di popolazione interessata dalle suddette proposte coincide o si avvicina al 100% per le regioni Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Puglia, Toscana, Umbria, Valle d'Aosta e Veneto; si attesta appena al di sopra del 90% per Basilicata e Lombardia; sopra all'80% per Lazio, Marche, Piemonte e Sicilia. Per tutte le restanti regioni la quota di popolazione interessata è attorno al 70%, fatta eccezione per la Calabria, per cui è di poco inferiore al 50%. La Provincia autonoma di Bolzano, infine, risulta inadempiente.

La trasmissione è stata effettuata da 2.542 ETC, di cui 2.474 (97% del totale) operano per un singolo Comune, mentre i restanti 68 svolgono le relative funzioni per più Comuni; tra questi, i maggiori 20 hanno presentato proposte per 2.262 ambiti tariffari, corrispondenti al 38,5% delle predisposizioni complessivamente ricevute. In proposito si osserva una graduale entrata in operatività di taluni enti sovracomunali in specifiche aree del Paese.

10 Delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif, e relativo allegato A.

11 In proposito, si ricorda che, anche nel caso di un bacino di affidamento che interessi una pluralità di territori comunali, ciascun Comune si qualifica, ai sensi dell'MTR e dell'MTR-2, come un ambito tariffario (ambito monocomunale), fatta eccezione per il caso in cui in tutti i Comuni del bacino si applichi la medesima tariffa (ambito pluricomunale).

12 Come descritto nella precedente *Relazione Annuale* dell'Autorità, la previsione di un Piano economico-finanziario quadriennale, finalizzata a promuovere un allineamento virtuoso, nel medio periodo, dei cicli economico-finanziari con le programmazioni di competenza regionale per la gestione dei flussi e lo sviluppo delle infrastrutture ambientali, è stata una delle principali novità dell'MTR-2: il Piano 2022-2025 rappresenta, perciò, la prima predisposizione su base pluriennale operata dai gestori del ciclo integrato e dai relativi enti territorialmente competenti.

13 Con il decreto legge 30 dicembre 2021, n. 228, come modificato dal decreto legge 17 maggio 2022, n. 50 (e, in particolare, l'art. 3, comma 5-*quinquies* del decreto legge 30 dicembre 2021, n. 228, convertito dalla legge 25 febbraio 2022, n. 15, e art. 43, comma 11, del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50, convertito dalla legge 15 luglio 2022, n. 91), si prevede che, a decorrere dall'anno 2022, i Comuni – in deroga all'art. 1, comma 683, della legge 27 dicembre 2013, n. 147 – possano approvare i Piani finanziari del servizio di gestione dei rifiuti urbani, le tariffe e i regolamenti della TARI e della tariffa corrispettiva entro il 30 aprile di ciascun anno, fatte salve eventuali proroghe che posticipino i termini per l'approvazione del bilancio di previsione a una data successiva al 30 aprile; nel qual caso anche i termini per l'approvazione dei Piani economico-finanziari e delle tariffe sono posticipati. In secondo luogo, proprio alcuni provvedimenti di proroga delle scadenze per l'approvazione del bilancio di previsione, approvati nel corso dell'anno, hanno determinato la posticipazione della scadenza alla data del 31 agosto.

14 Comunicato dell'Autorità 12 aprile 2022, "Raccolta dati: Tariffa Rifiuti 2022-2025".

15 I dati riportati sono aggiornati al 6 marzo 2023.

Per 125 ambiti tariffari, ossia in poco più del 2% dei casi, il relativo ente territorialmente competente ha dichiarato di avere provveduto alla predisposizione del Piano economico-finanziario per il periodo 2022-2025 sulla base degli elementi conoscitivi a disposizione, in un'ottica di tutela degli utenti, ossia determinando le entrate tariffarie in modo da escludere incrementi dei corrispettivi all'utenza finale¹⁶.

Come premesso, l'attività di istruttoria e approvazione delle predisposizioni tariffarie svolta dall'Autorità ha riguardato, nella prima metà del 2022, i Piani economico-finanziari 2020 e 2021, per poi includere, a partire dalla seconda metà dell'anno, anche i Piani quadriennali 2022-2025. Le interlocuzioni con gli ETC sono divenute più articolate, per assicurare l'adeguata valutazione delle componenti tariffarie previste dall'MTR e dall'MTR-2. In particolare, sono di frequente stati oggetto di ulteriori approfondimenti:

- la rendicontazione e l'intercettazione degli effetti già considerati nei casi di valorizzazione, nel 2020 e (ove siano stati impiegati i relativi dati di bilancio) nel 2021, delle componenti di costo di natura previsionale previste dall'MTR, ossia i costi operativi incentivanti e le componenti COV e COS legate all'emergenza pandemica;
- la valorizzazione di componenti di costo di natura previsionale per il periodo 2022-2025, con particolare attenzione alle componenti di nuova introduzione a opera dell'MTR-2, ossia le componenti CQ, che permettono il riconoscimento anticipato degli eventuali oneri attesi per l'adeguamento agli standard definiti dal TQRIF di cui alla delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif, e le componenti CO116, a copertura degli scostamenti attesi rispetto ai costi effettivi dell'anno di riferimento, riconducibili alle novità normative introdotte con il decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116, in materia di qualificazione dei rifiuti come "rifiuti urbani" e di facoltà di uscita, per le utenze non domestiche, dal servizio pubblico di gestione dei rifiuti urbani;
- la composizione delle componenti di conguaglio RCtot;
- la stratificazione dei cespiti rilevanti per l'erogazione del servizio integrato, anche alla luce delle regole introdotte dal titolo VI dell'MTR-2 in materia di tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- il rinvio alle annualità successive, comunque entro il periodo regolatorio, delle quote di costo eccedenti il limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie in una specifica annualità, e la rimodulazione, entro o oltre il periodo regolatorio, delle componenti di conguaglio.

La tavola 8.1 sintetizza le principali informazioni sulle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità con riferimento ai tre Piani economico-finanziari 2020, 2021 e 2022-2025¹⁷: per il 2020, la quota di popolazione interessata dall'approvazione del Piano economico-finanziario per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani è pari a circa 12,5 milioni di abitanti; il corrispondente dato per il 2021 è di poco superiore a 10,5 milioni di abitanti. Infine, quasi 6 milioni di abitanti sono interessati dall'approvazione dei Piani economico-finanziari relativi a tutte le annualità del primo e del secondo periodo regolatorio.

Il numero di ambiti tariffari si avvicina a 400 per il 2020, mentre quello dei Comuni che afferiscono a tali ambiti è prossimo a 500. I corrispondenti dati per il 2021 mostrano poco più di 300 ambiti tariffari e 400 Comuni, mentre per il 2022 gli ambiti sono poco meno di 70 e i Comuni afferenti sono quasi 170.

I gestori per cui una o più predisposizioni tariffarie sono state approvate sono quasi 440 per il 2020, circa 340 per il 2021 e 80 per il 2022-2025.

¹⁶ Cfr. art. 9.3 della delibera 363/2021/R/rif.

¹⁷ I dati riportati sono aggiornati al 21 marzo 2023.

TAV. 8.1 Stato delle approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2020, 2021 e 2022-2025

ANNUALITÀ DI RIFERIMENTO DEL PEF	NUMERO ENTI TERRITORIALMENTE COMPETENTI	NUMERO AMBITI TARIFFARI	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA (MILIONI DI AB.)	NUMERO COMUNI SERVITI
2020	63	376	436	12,4	476
2021	39	303	337	10,6	403
2022	17	68	81	5,8	168
2023	17	68	79	5,8	168
2024	17	68	77	5,8	168
2025	17	68	77	5,8	168

Fonte: ARERA.

Per quanto concerne la dimensione, in termini di popolazione servita, degli ambiti tariffari oggetto di approvazione la tavola 8.2 illustra come per il 2020 e il 2021 più dell'80% degli ambiti abbia meno di 50.000 abitanti, poco meno del 15% abbia una popolazione compresa tra 50.000 abitanti e 200.000 abitanti, e meno del 5% una popolazione superiore a 200.000 abitanti. Per il 2022, le quote corrispondenti alle tre classi dimensionali sopra menzionate valgono, rispettivamente, 70%, 20% e 10%.

TAV. 8.2 Dimensione, in termini di popolazione, degli ambiti tariffari oggetto di approvazione

CLASSE DIMENSIONALE (ABITANTI)	ANNUALITÀ 2020	ANNUALITÀ 2021	ANNUALITÀ 2022-2025
Fino a 50.000	316	251	47
Da 50.001 a 200.000	48	42	14
Più di 200.000	12	10	7
TOTALE	376	303	68

Fonte: ARERA.

Predisposizioni tariffarie relative alle tariffe di accesso agli impianti di trattamento

L'Autorità ha richiesto alle regioni e alle province autonome le informazioni impiegate per l'individuazione degli impianti di chiusura del ciclo "minimi" e di quelli "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi", nonché dei relativi flussi di rifiuti oggetto di regolazione tariffaria e della classificazione degli stessi in flussi di prossimità e non. Con la medesima comunicazione, l'Autorità ha richiesto agli stessi soggetti l'indicazione dell'organismo competente alla validazione e alla trasmissione delle predisposizioni tariffarie, rappresentato proprio dalla regione, o da un altro ente dalla stessa individuato.

In 9 Regioni e una Provincia autonoma si è provveduto a deliberare sull'individuazione degli impianti "minimi" (e degli afferenti impianti "intermedi") mediante un atto formale della Giunta regionale/provinciale. Un'ulteriore Regione ha demandato la valutazione agli enti di governo dell'ambito in essa costituiti, alcuni dei quali hanno provveduto attraverso propri atti formali. Nelle altre Regioni e nella restante Provincia autonoma, l'individuazione risulta essere stata effettuata a livello tecnico, sulla base delle valutazioni e delle decisioni prese dai competenti Uffici regionali/provinciali. In caso di mancata comunicazione all'Autorità, tutti gli impianti di chiusura del ciclo (diversi da quelli gestiti dall'operatore integrato) localizzati nel territorio di pertinenza sono da intendersi qualificati come "aggiuntivi".

Con riferimento all'individuazione dell'organismo competente alla validazione delle proposte tariffarie:

- 4 Regioni hanno indicato la Regione medesima, in uno dei casi nelle more dell'entrata in operatività di un ente di governo regionale;
- una Regione ha segnalato la recente introduzione di una disciplina degli enti di governo dell'ambito, che attribuisce a tali soggetti la qualifica di organismi competenti, ma sembra trattenere temporaneamente le competenze di raccolta e validazione delle predisposizioni tariffarie;
- 8 Regioni hanno attribuito le funzioni di organismo competente a enti di governo dell'ambito già costituiti e operativi (in un caso l'operatività dell'ente d'ambito è molto recente);
- una Regione ha distribuito le competenze agli enti di governo dell'ambito e alla Regione stessa in relazione all'impianto, mentre un'altra ha stabilito che la funzione di organismo competente sia svolta dall'Autorità competente all'approvazione del progetto dell'impianto (differente secondo tipologia di impianto).

Nei restanti casi non è stata data indicazione specifica ed esaustiva in merito all'individuazione dell'organismo competente, oppure è stato comunicato di non avere ancora preso una decisione in merito.

Per quanto concerne la trasmissione all'Autorità delle predisposizioni tariffarie per il periodo 2022-2025, alla data dell'8 marzo 2023, sono pervenute 57 proposte da 11 organismi competenti, riferite prevalentemente a impianti operanti nel Nord e nel Centro del Paese. Le predisposizioni riguardano 38 impianti di chiusura del ciclo "minimi" e 19 impianti "intermedi".

Per i profili inerenti ai meccanismi di garanzia ai sensi dell'art. 9 sopra citato, si rinvia al successivo paragrafo.

Meccanismi di garanzia

Nell'ambito dell'MTR-2, l'Autorità, in continuità con il precedente periodo regolatorio, ha confermato e rafforzato, in un'ottica di tutela degli utenti, la previsione di appositi meccanismi di garanzia, per il superamento dei casi di inerzia imputabili ai gestori o all'ente territorialmente competente o all'organismo competente. Tali meccanismi sono volti a favorire l'adempimento degli obblighi regolatori e l'assunzione, da parte dei soggetti interessati, delle pertinenti determinazioni, in materia di entrate tariffarie e corrispettivi per l'utenza finale, nonché di tariffe di accesso agli impianti di trattamento, in coerenza con i criteri disposti dall'MTR-2¹⁸.

In particolare, la procedura delineata dall'art. 9 dell'MTR-2 prevede che, ove il gestore del servizio o il gestore di un impianto di chiusura del ciclo "minimo" o "intermedio" non ottemperi agli adempimenti di propria competenza, inerenti alla predisposizione del Piano economico-finanziario 2022-2025, l'ente territorialmente competente o l'organismo competente, a seconda della fattispecie ricorrente, provvedano a diffidarlo, assegnandogli un termine utile per l'invio dei dati e degli atti necessari, dandone contestuale comunicazione all'Autorità.

18 La procedura di approvazione tariffaria, delineata nell'art. 7 della delibera 363/2021/R/rif, prevede l'obbligo, in capo ai gestori del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, ovvero dei singoli servizi che lo compongono, e ai gestori di impianti di chiusura del ciclo "minimi" o "intermedi", di predisposizione, secondo tale metodologia tariffaria, del Piano economico-finanziario per il periodo 2022-2025 e di altri atti da trasmettere agli organismi competenti, i quali sono tenuti a compiere le attività di verifica e validazione dei dati e delle informazioni ricevute, ai fini della trasmissione della predisposizione tariffaria all'Autorità, competente ad approvarla.

Solo in caso di perdurante inerzia, gli organismi competenti ne informano l'Autorità, che valuta i presupposti per intimare al gestore l'adempimento agli obblighi regolatori, riservandosi comunque di procedere con l'esercizio dei poteri sanzionatori, secondo quanto stabilito dall'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Lo stesso art. 9, inoltre, per i casi di inerzia che si protraggano fino al trentesimo giorno antecedente allo scadere dei termini previsti dalla normativa vigente per l'assunzione, da parte degli organismi competenti, delle pertinenti determinazioni, ha riconosciuto agli enti territorialmente competenti/organismi competenti la facoltà di provvedere alla predisposizione del Piano economico-finanziario sulla base degli elementi conoscitivi a disposizione, in un'ottica di tutela degli utenti. In questi casi, tuttavia, sono esclusi incrementi dei corrispettivi all'utenza finale e adeguamenti degli stessi all'inflazione, nonché eventuali incrementi delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento.

Infine, per i casi di inerzia dell'organismo competente, rispetto alle determinazioni di propria competenza in ordine alla definizione del Piano economico-finanziario regolarmente trasmesso dal gestore, il citato art. 9 stabilisce che il medesimo ne dia comunicazione all'Autorità, informando contestualmente l'organismo competente. L'Autorità, ricevuta la comunicazione, provvede a diffidare quest'ultimo, riservandosi – anche in questo caso – di procedere nell'esercizio dei poteri sanzionatori, secondo quanto stabilito dall'art. 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/1995.

Sulla base delle evidenze e delle criticità emerse dall'analisi delle predisposizioni tariffarie presentate all'Autorità per il periodo regolatorio precedente, con l'MTR-2 è stata, dunque, delineata una procedura che si caratterizza per avere meglio declinato il ruolo specifico in capo all'ente territorialmente competente/organismo competente, allocando a livello territoriale la prima fase di attivazione dei meccanismi di garanzia e attribuendo all'organismo competente il compito di diffidare i gestori che siano rimasti inerti nel procedere alla predisposizione del Piano economico-finanziario 2022-2025. Solo in caso di perdurante inerzia del gestore, su segnalazione dell'organismo competente, l'Autorità può valutare di procedere con l'adozione di provvedimenti di intimazione nei confronti dei predetti gestori.

Sulla base del quadro regolatorio sopra rappresentato, l'Autorità, nel corso del 2022, ha ricevuto complessivamente 68 segnalazioni di inerzia da parte degli enti territorialmente competenti/organismi competenti, 62 delle quali riguardavano situazioni di inerzia dei gestori del servizio di gestione dei rifiuti urbani, mentre le restanti 6 avevano a oggetto l'inerzia di gestori di impianti minimi o intermedi.

La significativa riduzione rispetto al numero di richieste di intervento nell'anno 2021 (quasi del 50%) è da ricondurre, verosimilmente, da una parte alle modifiche regolatorie sopra rappresentate, dall'altra alla sempre più accresciuta conoscenza e consapevolezza da parte dei soggetti coinvolti nell'applicazione della metodologia tariffaria.

All'esito dell'attività istruttoria svolta dagli Uffici (per il cui dettaglio si rinvia al Volume "Stato dei servizi") sia sulle segnalazioni di perdurante inerzia sia sulle diffide adottate dagli enti territorialmente competenti/organismi competenti e ricevute per conoscenza, l'Autorità, individuati i gestori nei cui confronti sono stati ritenuti sussistenti i

presupposti per procedere ai sensi dell'art. 9.2 dell'MTR-2, ha adottato due provvedimenti di intimazione, di cui alla delibera 22 febbraio 2022, 70/2022/R/rif, e alla delibera 29 dicembre 2022, 744/2022/R/rif.

Sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani

In attuazione delle attribuzioni assegnate dalla legge 17 maggio 2022, n. 60¹⁹ e al fine di completare il quadro di regole per l'implementazione del meccanismo inerente alla promozione del rispetto della gerarchia dei rifiuti introdotto dalla delibera 363/2021/R/rif²⁰, nel corso del 2022 l'Autorità ha delineato i propri orientamenti in materia di sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani, finalizzati ad armonizzare gli obiettivi economico-finanziari con quelli generali di carattere sociale, ambientale e di impiego appropriato delle risorse, nonché di adeguamento infrastrutturale agli obiettivi imposti dalla normativa europea²¹.

In particolare, con l'MTR-2 l'Autorità ha introdotto le seguenti componenti perequative ambientali – da attribuire ai flussi conferiti agli impianti di chiusura del ciclo sulla base della classificazione che tali impianti assumono in ragione del livello di pressione competitiva, dell'attività di programmazione settoriale, nonché del grado di integrazione della filiera ("minimi" e "aggiuntivi")²² –:

- Csmal, da applicare ai quantitativi conferiti alle discariche o a impianti di incenerimento senza recupero di energia, quale disincentivo per chi conferisce a tali impianti;
- Crec, da applicare ai quantitativi conferiti agli impianti di compostaggio/digestione anaerobica ovvero agli impianti integrati di digestione aerobica e anaerobica, quale incentivo per chi conferisce a tali impianti;
- Cinc, da applicare – quale incentivo per chi conferisce a tali impianti – ai quantitativi conferiti agli impianti di incenerimento con recupero di energia esclusivamente alle gestioni aventi un livello di qualità ambientale delle prestazioni "avanzato", cioè nella precondizione necessaria che il recupero di energia sia preceduto da un livello di qualità della raccolta differenziata, nonché delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo, ritenuto dall'ente territorialmente competente avanzato ai sensi dell'MTR-2.

Successivamente, con la legge n. 60/2022, il legislatore nazionale ha introdotto un ulteriore meccanismo di perequazione nel settore dei rifiuti urbani, orientato per un verso al contrasto della dispersione dei rifiuti in mare, nei laghi, nei fiumi e nelle lagune, e, per un altro, alla corretta gestione degli stessi, attribuendo all'Autorità il compito di disciplinarne i criteri e le modalità di gestione.

In tale contesto, tenuto conto delle peculiarità del settore e in coerenza con l'esperienza acquisita sul tema negli altri settori regolati, con la delibera 21 giugno 2022, 271/2022/R/rif, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'attuazione delle nuove attribuzioni previste dalla citata legge n. 60/2022, evidenziando al contempo l'esigenza di un'impostazione innovativa, armonizzata e semplificata delle modalità di gestione dei meccanismi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani, volta a ridurre la platea dei soggetti coinvolti – che per effetto della parcellizza-

19 Legge 17 maggio 2022, n. 60, recante "Disposizioni per il recupero dei rifiuti in mare e nelle acque interne e per la promozione dell'economia circolare (legge «SalvaMare»)».

20 Cfr. art. 3.4 della delibera 363/2021/R/RIF.

21 Cfr. art. 1, comma 527, della legge n. 205/2017.

22 Per maggiori dettagli sull'MTR-2, si rimanda al Capitolo 8 della *Relazione Annuale* 2021.

zione del servizio risulta numerosa e poliedrica – e i flussi monetari e documentali necessari, così contribuendo anche al contenimento degli oneri di gestione di tali meccanismi.

Nell'ambito dei procedimenti sopra richiamati, con il documento per la consultazione 611/2022/R/rif l'Autorità ha quindi illustrato i propri orientamenti per l'introduzione dei sistemi di perequazione connessi al rispetto della gerarchia dei rifiuti e alla gestione dei rifiuti accidentalmente pescati.

In particolare, al fine di sensibilizzare e responsabilizzare gli utenti rispetto all'impatto ambientale delle opzioni di trattamento adottate nell'ambito della propria gestione, nonché sul tema dei rifiuti dispersi in mare, l'Autorità ha prefigurato l'introduzione di specifiche componenti perequative da applicare a tutte le utenze domestiche e non domestiche a decorrere dal 1° gennaio 2024, e nello specifico:

- a) la componente UR1 a copertura dei costi sostenuti a livello nazionale nell'anno "a-2" per la gestione dei rifiuti accidentalmente pescati;
- b) la componente UR2 (espressa in euro/utenza), relativa alla promozione del rispetto della gerarchia dei rifiuti, calcolata dal gestore della raccolta e trasporto per singolo ambito tariffario, applicando le componenti perequative ambientali ai quantitativi conferiti nell'anno "a-2" agli impianti di chiusura interessati e ripartendo il risultato tra le utenze finali della gestione.

Per quanto riguarda la quantificazione delle citate componenti perequative, l'Autorità ha proposto di:

- a) ipotizzare una prima valorizzazione della componente UR1 pari a 3 centesimi di euro/utenza per anno, da aggiornare in base agli effettivi quantitativi di rifiuti che saranno accidentalmente pescati;
- b) stimare la componente UR2 in relazione ai flussi di rifiuti urbani effettivamente conferiti (e, dunque, a consuntivo) agli impianti di chiusura del ciclo, garantendo il bilanciamento tra i versamenti posti a carico degli utenti (qualora prevalga il conferimento in discarica o presso impianti di incenerimento senza recupero di energia) e le compensazioni garantite agli utenti (ove si rilevi invece un maggiore utilizzo di impianti di compostaggio/digestione anaerobica e di incenerimento con recupero di energia aventi un livello di qualità ambientale delle prestazioni "avanzato"). Sulla base di tali ipotesi, coerentemente con la gerarchia dei rifiuti, l'Autorità ha prospettato di:
 - incentivare maggiormente il riciclo di materia organica attraverso il conferimento a impianti di compostaggio/digestione anaerobica, configurandosi come migliore opzione ambientale, fissando la componente Crec pari a cinque volte la componente Cinc;
 - dimensionare la componente Csmal nell'intorno del 10% del corrispettivo medio di conferimento in discarica, attribuendo un valore compreso fra 8 e 12 euro a tonnellata.

Tali componenti alimenteranno i rispettivi conti che saranno istituiti presso la CSEA, alla quale sarà demandata la definizione delle relative modalità operative di gestione.

Inoltre, coerentemente con l'impostazione semplificata e armonizzata prevista dalla delibera 271/2022/R/rif, l'Autorità ha prospettato di individuare nel gestore dell'attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti l'unico soggetto tenuto all'invio di dati e informazioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), anche in ragione della sua maggiore stabilità organizzativa rispetto ai gestori delle altre attività della filiera, caratterizzati invece da frequenti avvicendamenti gestionali. In aggiunta, ai fini della rendicontazione dei costi per la gestione dei rifiuti accidentalmente pescati, ove presenti, l'Autorità ha prospettato di considerare un unico gestore quale

interfaccia con l'ente territorialmente competente, anche qualora altri eventuali soggetti sostengano i costi per la gestione, ponendo in capo a tale ente la definizione delle modalità di ripartizione dei costi tra i diversi operatori coinvolti.

Infine, in tema di trasparenza documentale, l'Autorità ha prefigurato che, a decorrere dal 2024, negli avvisi di pagamento inviati agli utenti finali sia data separata evidenza delle componenti perequative applicate, specificando le finalità per cui tali componenti sono state istituite, nonché siano rese disponibili – attraverso prospetti allegati al documento di riscossione o sito internet – alcune informazioni integrative a carattere ambientale, relative alle quantità conferite ai diversi impianti di chiusura del ciclo soggetti alle componenti e al livello di raggiungimento degli obiettivi di riduzione del conferimento in discarica.

Qualità del servizio e schema di contratto tipo

Schema tipo di contratto di servizio e schema tipo di bando di gara

Con il documento per la consultazione 29 novembre 2022, 643/2022/R/rif (di seguito: documento per la consultazione 643/2022/R/rif) – che si inquadra nell'ambito del procedimento per la predisposizione di schemi tipo dei contratti di servizio avviato con la delibera 6 ottobre 2020, 362/2020/R/rif –, l'Autorità ha illustrato l'impostazione e i criteri generali per la definizione dello schema tipo di contratto di servizio quale elemento essenziale di completamento e raccordo dell'impianto regolatorio nei settori di competenza.

Gli interventi regolatori prospettati, i cui principali contenuti sono stati approfonditi anche nell'ambito del Tavolo tecnico con regioni e autonomie, con il coinvolgimento delle associazioni maggiormente rappresentative degli enti di governo dell'ambito, hanno pertanto proposto l'introduzione di uno schema imperniato sul modello di gestione integrata e strutturato secondo un approccio modulare applicabile, con gli opportuni adattamenti, anche agli affidamenti di singole fasi del servizio in coerenza con i contenuti obbligatori già previsti dall'art. 203, comma 2, del decreto legislativo n. 152/2006, e strutturato in modo da dare esplicita evidenza agli obblighi discendenti dalle disposizioni regolatorie *pro tempore* vigenti.

Più nello specifico, l'Autorità ha prospettato una struttura di schema tipo suddivisa in otto specifiche sezioni in cui devono essere riportati i seguenti principali contenuti:

- disposizioni generali, concernenti – oltre che le definizioni da richiamare nei contratti di servizio – l'oggetto, il regime giuridico scelto per la gestione del servizio, il perimetro delle attività affidate e la durata del contratto;
- corrispettivo del gestore, equilibrio economico-finanziario e tariffe agli utenti, con particolare riguardo ai criteri per la determinazione del corrispettivo e per il suo adeguamento; all'obbligo delle parti di concorrere, sulla base delle rispettive responsabilità e competenze, al perseguimento e al mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario per tutta la durata dell'affidamento, in base agli strumenti previsti dalla regolazione tariffaria *pro tempore* vigente; al regime tariffario applicato agli utenti finali del servizio e alle modalità di riconoscimento al gestore del corrispettivo allo stesso spettante;

- disposizioni in materia di qualità e trasparenza del servizio, concernenti le disposizioni regolatorie in materia di qualità e trasparenza, i Criteri ambientali minimi (CAM) per il servizio di gestione dei rifiuti urbani che il gestore è tenuto a rispettare per tutta la durata contrattuale e le eventuali linee guida, prassi di riferimento e norme tecniche di settore elaborate dall'Ente nazionale italiano in materia di unificazione (UNI);
- disposizioni in materia di controlli e in particolare di raccordo fra gli strumenti di controllo previsti dalla regolazione dell'Autorità e quelli a disposizione della parte affidante, in base alla tipologia di affidamento;
- procedura di subentro, in relazione, in particolare, alla corresponsione del valore di subentro al gestore uscente e all'obbligo di riconsegna delle opere, degli impianti e dei beni strumentali all'erogazione del servizio;
- ulteriori obblighi tra le parti, precisando gli obblighi dell'ente territorialmente competente e quelli del gestore;
- penali, sanzioni e condizioni di risoluzione, individuando, in particolare, le penali rimesse all'iniziativa dell'ente affidante, le sanzioni previste dalla normativa di settore e le procedure sanzionatorie e i sistemi di premi/penalità previsti dalla regolazione dell'Autorità;
- disposizioni finali, afferenti in particolare alla prestazione di garanzie finanziarie e assicurative, alle modalità di aggiornamento del contratto e all'indicazione degli allegati.

Gli *stakeholder* intervenuti nella consultazione – tra i quali i gestori del servizio e loro associazioni rappresentative, associazioni di enti locali, enti locali – hanno espresso un generale apprezzamento rispetto all'intervento dell'Autorità in materia di regolazione dello schema tipo di contratto di servizio, mostrando ampia condivisione degli obiettivi individuati e della struttura di schema tipo prospettata. Molti rispondenti hanno inoltre segnalato la centralità dell'avvio, in parallelo al percorso di definizione dello schema tipo di contratto di servizio, di un percorso di definizione e omogeneizzazione dei bandi di gara.

A riguardo, come noto, nell'ambito del decreto legislativo n. 201/2022, in sede di riordino della materia dei servizi pubblici locali di rilevanza economica – con la finalità di promuovere dinamiche competitive che possano assicurare la qualità dei servizi pubblici e i risultati delle gestioni nell'interesse primario dei cittadini e degli utenti –, è stata ribadita la centralità dell'azione delle Autorità nazionali di regolazione, per garantire condizioni di elevata qualità nei vari contesti. In particolare, sono state valorizzate talune delle competenze già esercitate e ampliate alcune attribuzioni, prevedendo, all'art. 7, che, negli ambiti di competenza, le medesime Autorità predispongano schemi di bandi di gara per l'affidamento del servizio.

Standard tecnici e qualitativi dell'attività di smaltimento e recupero

La legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021 (legge n. 118/2022), integrando l'art. 202 del decreto legislativo n. 152/2006, ha espressamente attribuito all'Autorità – allo scopo di favorire il superamento di alcune criticità connesse all'ampliamento del novero delle attività lungo la filiera che vengono ricomprese nella privativa senza verificare l'effettiva sussistenza di un rischio di fallimento di mercato per tali attività – il compito di definire adeguati standard tecnici e qualitativi per lo svolgimento dell'attività di smaltimento e di recupero, procedendo alla verifica in ordine ai livelli minimi di qualità e alla copertura dei costi efficienti.

L'intervento dell'Autorità si inserisce in un contesto settoriale caratterizzato dalla presenza di un elevato numero di gestori e da una varietà di relazioni ai diversi livelli di *governance*, presentandosi poliedrico nelle criticità,

nelle competenze e nelle potenzialità, in ragione di una forte frammentazione amministrativa e industriale che ha contribuito a generare accentuate differenze regionali nei livelli di qualità garantiti agli utenti, nella capacità di perseguire gli obiettivi di riciclo e nella distribuzione degli impianti per lo smaltimento e il recupero dei rifiuti urbani.

Stante il quadro delineato, dando seguito al mandato ricevuto, con la delibera 6 settembre 2022, 413/2022/R/rif, l'Autorità ha avviato un procedimento volto:

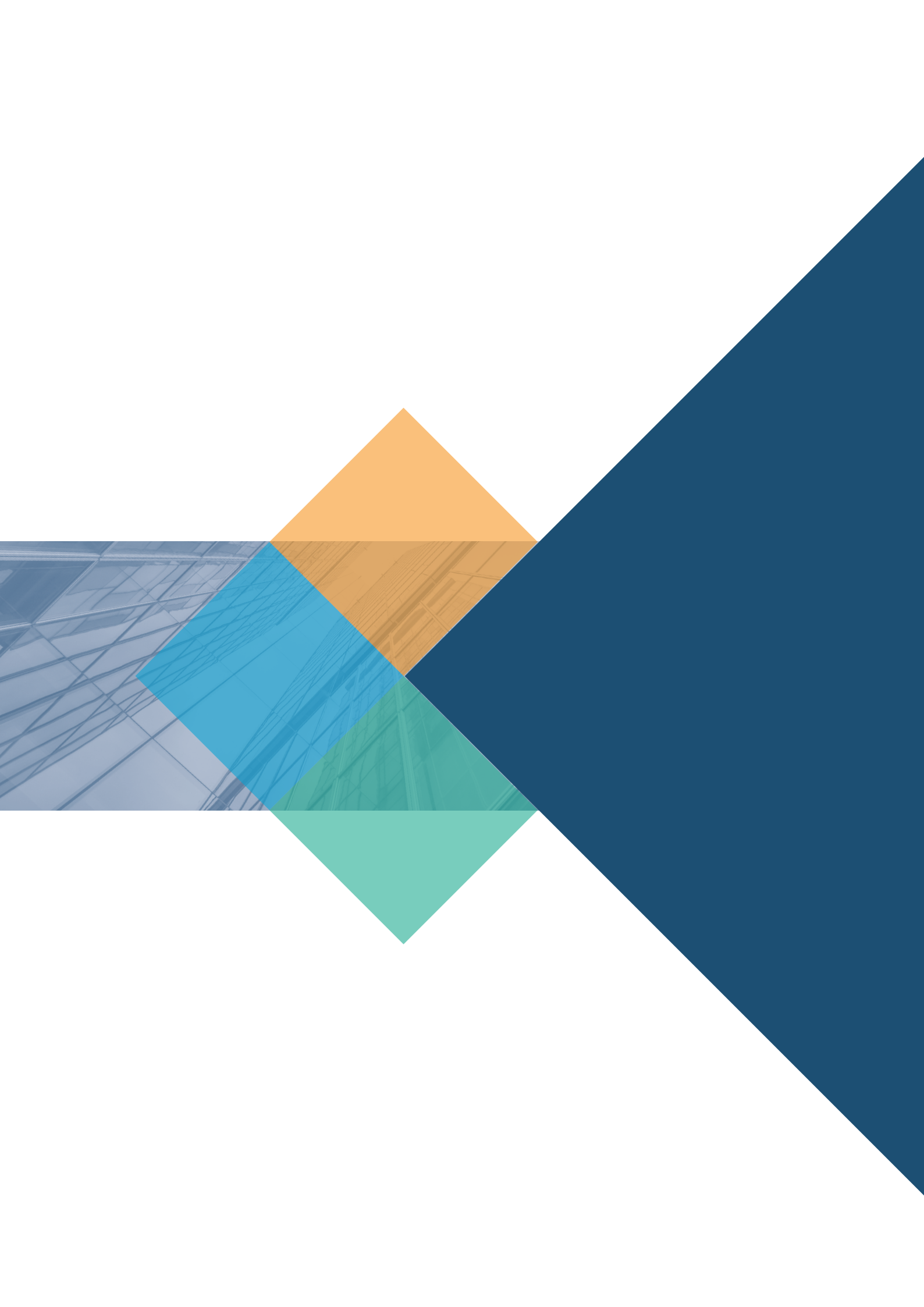
- a contribuire (nell'ambito delle funzioni e dei poteri alla medesima assegnati) al superamento delle criticità associate alla corretta delimitazione della privativa e alla definizione delle modalità più efficienti per attivare capacità di trattamento dei rifiuti, anche attraverso lo sviluppo di una infrastruttura immateriale di dati funzionale alle corrette valutazioni degli assetti del settore che – senza pregiudicare elementi di sicurezza ed, eventualmente, limitando gli impatti negativi sull'utenza finale o sulla finanza pubblica – promuovano la necessaria pressione competitiva;
- in particolare, alla definizione di adeguati standard tecnici e qualitativi per lo svolgimento dell'attività di smaltimento e di recupero, nell'ambito della quale procedere anche alla verifica in ordine ai livelli minimi di qualità e alla copertura dei costi efficienti.

Inoltre, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 364/2021/R/rif in materia di determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata, del trasporto, delle operazioni di cernita e delle altre operazioni preliminari, nel corso del 2022 l'Autorità ha organizzato specifici *focus group* a carattere tecnico finalizzati all'acquisizione dai soggetti interessati degli elementi informativi utili, in merito, tra l'altro, all'incidenza della qualità della raccolta differenziata sulla successiva fase di trattamento, in previsione del raggiungimento degli obiettivi di riciclo per filiera e, in generale, di quelli previsti a livello nazionale.

Sulla base degli approfondimenti svolti e degli elementi informativi acquisiti, allo scopo di valorizzare le sinergie delle attività già avviate nel contribuire alle finalità sopra riportate, tenuto peraltro conto della complementarità dei temi trattati – in ragione della correlazione esistente tra i livelli qualitativi minimi dei rifiuti raccolti e le *performance* di riciclo – con la delibera 27 dicembre 2022, 732/2022/R/rif, l'Autorità ha rinnovato il procedimento avviato con la delibera 413/2022/R/rif sopra richiamata, riunificando il medesimo con il procedimento di cui alla delibera 364/2021/R/rif.

Per il conseguimento di tali obiettivi, l'Autorità ha evidenziato l'esigenza di:

- definire adeguati standard tecnici per misurare e garantire adeguati livelli di qualità del materiale conferito dai convenzionati, al fine di ottimizzare le successive attività di recupero, modulando i corrispettivi riconosciuti per la raccolta differenziata in relazione al livello qualitativo del materiale conferito;
- effettuare ulteriori confronti di approfondimento con gli *stakeholder* interessati al fine di individuare standard tecnici e qualitativi adeguati;
- prevedere una tempistica implementativa in grado di tenere conto della rilevante complessità del procedimento, nonché degli evidenti profili innovativi in una materia, da sempre, rientrante in specifici ambiti negoziali (e non regolatori).



CAPITOLO

9



MERCATI *RETAIL*

INTERSETTORIALE

Servizi di tutela e di ultima istanza

Mercato elettrico: servizi di maggior tutela e di ultima istanza

Nel settore dell'energia elettrica, la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 (di seguito: legge n. 125/2007), ha istituito il servizio di maggior tutela, disciplinato dall'Autorità e destinato originariamente ai clienti domestici e alle piccole imprese connesse in bassa tensione che non scelgono un venditore nel mercato libero. A tali clienti, il servizio di maggior tutela assicura, da un lato, la continuità della fornitura (funzione di servizio universale) e, dall'altro, una qualità (contrattuale) specifica a prezzi ragionevoli; detta disciplina di prezzo ha carattere transitorio e, in forza della legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge concorrenza o legge n. 124/2017), come da ultimo modificata dal decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, convertito con legge 13 gennaio 2023, n. 6 (di seguito: decreto legge n. 176/2022), è stata superata a partire dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e dal 1° gennaio 2023 per le micro-imprese¹.

Il decreto legge 6 novembre 2021, n. 152, convertito con legge 29 dicembre 2021, n. 233 (di seguito: decreto legge n. 152/2021), ha invece previsto, per i clienti domestici di energia elettrica, che, a partire dalla richiamata scadenza di gennaio 2023, in via transitoria e nelle more dello svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele graduali, da concludersi entro il 10 gennaio 2024, questi continuino a essere riforniti in maggior tutela secondo gli indirizzi definiti con decreto del MiTE.

I clienti che si trovano senza un fornitore nel mercato libero e che non hanno diritto ad accedere alla maggior tutela, in quanto diversi dai domestici, sono riforniti, ai sensi della legge n. 124/2017, nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese, qualora siano piccole imprese titolari di punti connessi in bassa tensione ovvero micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW connesso in bassa tensione; nel servizio a tutele graduali per le micro-imprese, qualora siano micro-imprese titolari solamente di punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata fino a 15 kW connessi in bassa tensione; nei restanti casi nel servizio di salvaguardia. Tali servizi di ultima istanza sono finalizzati a garantire la sola continuità della fornitura e sono erogati da società di vendita selezionate attraverso procedure concorsuali per aree territoriali a condizioni economiche determinate in esito alle medesime procedure.

Servizio di maggior tutela: aggiornamento delle condizioni economiche – costi di approvvigionamento e commercializzazione

Fino alla data di cessazione della disciplina transitoria dei prezzi, la regolazione del servizio di maggior tutela da parte dell'Autorità avviene in ossequio ai principi di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato e di proporzionalità, individuati dalla Corte di giustizia europea².

1 Ai sensi dell'art. 2 della direttiva (UE) 944/2019 rientrano in questa categoria le imprese aventi al massimo dieci dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 2 milioni di euro.

2 Sentenza della Corte di Giustizia europea, Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

Nell'ambito dei consueti aggiornamenti trimestrali, a partire dal 1° gennaio 2017³, le condizioni economiche del servizio sono definite secondo una logica che mira a rendere sempre più coerente le caratteristiche del servizio di maggior tutela a quelle di servizio universale. Nello specifico:

- il costo di acquisto dell'energia elettrica (elemento PE del corrispettivo PED) è determinato con esclusivo riferimento al prezzo nei mercati a pronti all'ingrosso dell'energia elettrica;
- è applicata a tutti i clienti finali la logica di determinazione di tipo trimestrale per quanto riguarda il costo complessivo di approvvigionamento dell'energia elettrica (elementi PE e PD del corrispettivo PED). Pertanto, a partire dal 1° gennaio 2017, il corrispettivo PED è determinato con riferimento alla stima dei costi per l'approvvigionamento dell'energia elettrica nel trimestre oggetto di aggiornamento, ponderata con il profilo di prelievo dei clienti appartenenti a ciascuna tipologia contrattuale.

La quantificazione è poi effettuata, come in passato, tenendo conto del recupero relativo alla differenza tra la stima dei costi e la stima dei ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela nell'anno solare in cui gli aggiornamenti hanno luogo. La quantificazione del recupero prevede che la stima dei predetti importi sia recuperata nei successivi sei mesi, mediante un'aliquota unitaria il cui valore viene cumulato all'importo derivante dalla stima dei costi di acquisto e dispacciamento relativa alla quantificazione degli elementi PE e PD.

In base a quanto previsto dal Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (TIV), l'Autorità ha quindi provveduto, come di consueto, ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per la maggior tutela secondo la metodologia sopra richiamata:

- per il trimestre gennaio-marzo 2022, con la delibera 30 dicembre 2021, 638/2021/R/eel;
- per il trimestre aprile-giugno 2022, con la delibera 30 marzo 2022, 145/2022/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2022, con la delibera 30 giugno 2022, 297/2022/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2022, con la delibera 29 settembre 2022, 463/2022/R/eel.

Si segnala, altresì, che l'Autorità, nell'ambito degli interventi adottati per il contenimento degli effetti legati all'aumento dei prezzi conseguenti alla guerra tra Russia e Ucraina e al fine di mitigare quanto più possibile il significativo impatto sulla spesa dei clienti finali, ha dimensionato l'elemento PPE², relativo ai saldi di perequazione dell'anno 2021, in modo da recuperare il relativo gettito entro la fine del 2023, in luogo della fine del 2022; un'analogha misura basata sulle medesime motivazioni è stata adottata nel corso dell'aggiornamento delle condizioni economiche del quarto trimestre 2022, prevedendo che l'aliquota di recupero compresa nell'elemento PE, pur in presenza di straordinari aumenti dei prezzi dell'energia elettrica registrati nel corso del terzo trimestre, non fosse adeguata a raccogliere il dovuto nei successivi sei mesi e posticipando la raccolta dei relativi importi non recuperati, presso i clienti finali, entro la fine del 2023.

Al contempo, con la delibera 8 novembre 2022, 558/2022/R/eel, l'Autorità, in adesione alla richiesta di anticipo dei saldi di perequazione 2022 pervenuta da un'associazione rappresentativa degli esercenti la maggior tutela insieme a uno di tali esercenti, per via della rilevante esposizione finanziaria a cui gli stessi sono stati soggetti nel corso dei trimestri del 2022, ha autorizzato l'erogazione di un anticipo straordinario da corrispondere agli esercenti la maggior tutela e definito le istruzioni destinate alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: CSEA) per la quantificazione e la liquidazione di quanto spettante a ciascun esercente. L'importo totale erogato

³ In applicazione della delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel.

dalla CSEA è stato di 775 milioni di euro, pari alla migliore stima di quanto i medesimi esercenti avrebbero recuperato nel quarto trimestre nell'ipotesi in cui l'aliquota di recupero fosse stata regolarmente adeguata.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 2 del Volume 1 della presente *Relazione Annuale*.

Con riferimento ai costi di commercializzazione al dettaglio, con la delibera 30 marzo 2022, 146/2022/R/eel, sono stati aggiornati, con decorrenza 1° aprile 2022, i valori:

- della componente RCV per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela;
- del corrispettivo PCV pagato dai clienti finali in maggior tutela e commisurato ai costi di commercializzazione sostenuti da un operatore efficiente del mercato libero;
- della componente $DISP_{BT}$, a restituzione del differenziale tra quanto complessivamente pagato a titolo di corrispettivo PCV e quanto riconosciuto agli esercenti mediante le componenti RCV. Tale componente è di norma soggetta ad aggiornamento all'inizio dell'anno, ma può subire successive modifiche, in occasione degli aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela.

A seguito dell'avvio dell'erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese da parte dei soggetti selezionati a mezzo di procedura concorsuale a partire dal mese di luglio 2021, la determinazione dei predetti corrispettivi applicati dagli esercenti la maggior tutela ai clienti non domestici ha avuto a riferimento unicamente quelli di minori dimensioni e ha pertanto escluso le piccole imprese. La richiamata delibera ha poi previsto che l'aggiornamento delle predette componenti abbia luogo per il futuro con riferimento a un periodo di 12 mesi intercorrenti tra il 1° aprile e il 31 marzo dell'anno successivo; dal momento che i previgenti valori dei corrispettivi erano stati fissati avendo a riferimento un periodo di 12 mesi conclusosi al 31 dicembre 2021 ed erano stati successivamente prorogati al 31 marzo 2022, in via eccezionale, nella determinazione si è tenuto conto degli effetti del ritardato aggiornamento rispetto al 1° gennaio 2022.

Al netto di quanto sopra richiamato, l'Autorità ha sostanzialmente confermato le modalità di definizione della componente RCV già previste, per l'anno 2021, dalla delibera 29 dicembre 2020, 604/2020/R/eel, provvedendo alla quantificazione di tale componente sulla base di analisi effettuate a partire dalle informazioni messe a disposizione da un campione rappresentativo di esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria.

Nel dettaglio, è stata confermata la differenziazione delle componenti di remunerazione degli esercenti la maggior tutela, al fine di rispecchiare le differenziazioni di costo unitario dei diversi esercenti, ascrivibili alla potenziale presenza di economie di scala presumibilmente connesse con l'ottimizzazione sia dei costi fissi sia della gestione dei processi (indicato come effetto dimensione). In particolare, è stata confermata l'applicazione di tre distinte componenti: la componente RCV da riconoscere agli esercenti societariamente separati che servono un numero rilevante di clienti finali (superiore a 10 milioni); la componente RCV_{sm} per gli altri esercenti societariamente separati; e la componente RCV_j per gli esercenti non societariamente separati. Trova altresì conferma la differenziazione di ciascuna di queste componenti per tipologia di clienti finali e per zone territoriali (Centro-Nord e Centro-Sud), dipendente quest'ultima dal riconoscimento differenziato degli oneri della morosità, fenomeno che mostra andamenti differenziati sul territorio nazionale. In relazione alla quantificazione dei livelli delle singole componenti:

- per gli oneri relativi alla morosità, si è riconosciuto il livello di *unpaid ratio* a 24 mesi, differenziato per zona geografica e tipologia di clienti, determinato a partire dalle informazioni trasmesse dagli esercenti la maggior tutela e tenendo conto di una gestione efficiente del credito da parte dei singoli esercenti; nello specifico, il livello del tasso è risultato pari a:
 - 0,27% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
 - 0,72% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
 - 0,72% per i clienti di minore dimensione allacciati alla rete in bassa tensione – altri usi, zona Centro-Nord;
 - 2,01% per i clienti di minore dimensione allacciati alla rete in bassa tensione – altri usi, zona Centro-Sud;
- per gli altri costi operativi, sono stati presi a riferimento i valori di costo 2020, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche ed escludendo i costi relativi al marketing e all'acquisizione dei clienti, in quanto funzioni non inerenti all'attività di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela;
- per la remunerazione del capitale investito netto, si è effettuata la quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un esercente deve far fronte nell'ambito dell'erogazione del servizio, ed è stata utilizzata la metodologia *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), opportunamente aggiornata secondo criteri coerenti con quelli introdotti dalla delibera 614/2021/R/com per i servizi infrastrutturali e tenendo conto al contempo delle specifiche caratteristiche dell'attività di vendita; in particolare, il costo del debito è stato determinato considerando che tipicamente, rispetto alle attività infrastrutturali, le attività di vendita sono caratterizzate da debiti di durata inferiore, ciò comportando un peso diverso del debito di nuova emissione rispetto all'*embedded*; il tasso di remunerazione, espresso in termini nominali, è risultato pari al 6,2%; non sono poi stati considerati, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

In merito alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, trovano conferma i meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto all'applicazione della componente RCV, atti alla copertura di costi di morosità non inclusi nella definizione della suddetta componente e applicabili ai soli esercenti che presentino detti costi. Si tratta, in particolare, del meccanismo di riconoscimento per la compensazione della morosità legata a prelievi fraudolenti e del meccanismo di compensazione dei costi di morosità sopportati dagli esercenti la maggior tutela di minori dimensioni rispetto all'operatore dominante, per il quale il livello di costo sostenuto risente anche dell'efficientamento connesso alla propria dimensione aziendale. In aggiunta a tali meccanismi sono stati confermati il meccanismo uscita clienti, atto a compensare la mancata copertura di eventuali costi fissi, che potrebbero di norma manifestarsi nell'ipotesi di un'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela superiore ai livelli fisiologici, già considerati dall'Autorità nell'ambito dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV, e il meccanismo finalizzato a incentivare la diffusione della bolletta elettronica. In merito a tali meccanismi, la delibera 146/2022/R/eel ne ha determinato i parametri e le modalità applicative per l'anno 2021, tenendo altresì conto del fatto che gli esercenti la maggior tutela hanno erogato in via provvisoria il servizio a tutele graduali per le piccole imprese durante il primo semestre di tale anno.

La delibera 146/2022/R/eel ha altresì aggiornato il corrispettivo PCV, mantenendo la differenziazione tra le diverse tipologie di clientela già prevista in precedenza. I livelli fissati a decorrere dal 1° aprile 2022 sono stati definiti considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, un livello di *unpaid ratio* riconosciuto, definito a partire dal tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione, rilevato dai venditori sul mercato libero e conside-

rando il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari all'1,50%, differenziato per tipologie di clienti (1,15% per i clienti domestici e 2,15% per i clienti BT altri usi di minore dimensione);

- per gli altri costi operativi, i valori di costo dell'anno 2020, desumibili dai conti annuali separati inviati dagli operatori ai sensi della normativa *unbundling*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di marketing e acquisizione della clientela, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve fare fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 54 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), opportunamente aggiornata secondo criteri coerenti con quelli introdotti dalla delibera 614/2021/R/com per i servizi infrastrutturali e tenendo conto al contempo delle specifiche caratteristiche dell'attività di vendita in linea con quanto richiamato con riferimento alla componente RCV; il tasso di remunerazione, espresso in termini nominali, è risultato pari al 6,6%; non sono poi stati considerati, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Infine, con riferimento alla componente $DISP_{BT}$, la delibera 146/2022/R/eel ha fissato i nuovi valori in vigore a decorrere dal 1° aprile 2022 mantenendo la struttura già vigente costituita unicamente da una quota fissa (€/POD/anno) e la distinzione dell'aliquota applicata ai clienti domestici e ai clienti BT altri usi di minori dimensioni.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia è erogato dagli operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, svolte sulla base degli indirizzi emanati dal Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità. Per la selezione degli attuali esercenti il servizio di salvaguardia per il biennio 2023/2024, l'Autorità, con la delibera 27 settembre 2022, 454/2022/R/eel, ha sostanzialmente confermato la disciplina del servizio, con riferimento alla configurazione delle aree territoriali, alle informazioni pre-gara da mettere a disposizione degli esercenti che partecipano alle procedure, alle modalità e tempistiche di svolgimento delle procedure concorsuali.

La medesima delibera 454/2022/R/eel ha, altresì, effettuato alcune modifiche con riferimento alle condizioni di erogazione del servizio e in particolare alle condizioni di remunerazione degli esercenti prevedendo, oltre a quanto più sotto specificato, di introdurre un meccanismo di compensazione del rischio profilo degli esercenti, in analogia con quanto previsto per il servizio a tutele graduali.

Il 25 novembre 2022, l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.1 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio prescelto e il valore del parametro Ω che, sommato al valore del Prezzo unico nazionale (PUN), contribuisce alla determinazione del prezzo relativo alla componente di acquisto dell'energia elettrica per i clienti del servizio di salvaguardia di ciascuna area territoriale.

TAV. 9.1 Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	VALORE DEL PARAMETRO Ω (€/MWH)
Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige	A2A Energia Spa	29,97
Lombardia	A2A Energia Spa	15,90
Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia	A2A Energia Spa	24,97
Toscana, Marche, Sardegna	A2A Energia Spa	21,95
Lazio	Enel Energia Spa	83,91
Campania, Abruzzo, Umbria	Hera Comm Spa	97,80
Puglia, Molise, Basilicata	Enel Energia Spa	179,94
Calabria	Hera Comm Spa	123,34
Sicilia	Enel Energia Spa	202,41

Fonte: ARERA.

Con il decreto 21 ottobre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha previsto l'adozione di un meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti il servizio di salvaguardia per il mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili (cosiddetto meccanismo di reintegrazione salvaguardia). In particolare, il provvedimento ha stabilito che l'Autorità deve definire le modalità di attuazione delle procedure di recupero e di gestione del credito che gli esercenti la salvaguardia sono tenuti a implementare per accedere al meccanismo. Il meccanismo di reintegrazione salvaguardia prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi e penalità in base al livello dei crediti non riscossi rispetto al fatturato e decorso un determinato periodo di tempo dall'emissione della fattura non pagata, al fine di mantenere sul soggetto che eroga il servizio l'incentivo a una gestione efficiente del credito. In merito alle modalità di copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione, il decreto ha stabilito che essi siano posti a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, il cosiddetto corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia (di seguito: corrispettivo di reintegrazione), di cui all'art. 25-*bis* del Testo integrato delle disposizioni in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*) (TIS)⁴, applicato ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali con diritto alla salvaguardia. Su tale aspetto, l'Autorità ha da tempo ritenuto opportuno differenziare il corrispettivo da applicare ai clienti serviti in regime di salvaguardia e quello destinato agli altri clienti che, pur avendo diritto al servizio, sono serviti nel mercato libero. I criteri e le modalità applicative del meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili in essere per il periodo di esercizio della salvaguardia 2021-2022 è disciplinato dalla delibera 28 settembre 2018, 485/2018/R/eel. Con riferimento a tale esercizio, la delibera 640/2022/R/eel, coerentemente con le modalità già individuate dalla delibera 485/2018/R/eel, ha quantificato i parametri rilevanti per la determinazione dell'ammontare di reintegrazione del 2020. Per il meccanismo da applicare al periodo di esercizio della salvaguardia 2021-2022, la delibera 29 settembre 2020, 356/2020/R/eel, ha confermato tali criteri e modalità applicative. Infine, con esclusivo riferimento al periodo di esercizio della salvaguardia 2023-2024, la delibera 454/2022/R/eel ha apportato alcune modifiche al meccanismo, al fine di limitare le criticità che i partecipanti alle procedure concorsuali di assegnazione del servizio avrebbero potuto sperimentare nel quantificare correttamente l'offerta a causa delle incertezze sulla durata e sull'evolversi del contesto di prezzi elevati in cui si sono svolte le procedure

⁴ Approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (oggi ARERA) con delibera 4 agosto 2009, ARG/elt 107/09.

concorsuali, mantenendo comunque un forte incentivo alla prosecuzione delle azioni di recupero crediti anche dopo il riconoscimento degli oneri.

Servizio a tutele graduali per le piccole imprese – legge n. 124/2017

Il termine previsto dalla legge n. 124/2017 per il superamento del servizio di maggior tutela è stato oggetto, nel tempo, di successivi rinvii: al riguardo, la citata legge prevedeva la rimozione del servizio al 1° luglio 2020 e intestava all’Autorità il compito di disciplinare un servizio di salvaguardia, da assegnare tramite procedure concorsuali e da erogare a condizioni che incentivassero il passaggio dei clienti al mercato libero, rivolto ai clienti senza fornitore all’indomani del venire meno della maggior tutela.

Successivamente, la predetta legge n. 124/2017 è stata modificata dal decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito con legge 28 febbraio 2020, n. 8, che ha prorogato il termine di superamento del servizio di maggior tutela, rispettivamente al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e al 1° gennaio 2022 per i clienti domestici e le micro-imprese; tale ultima scadenza è stata da ultimo differita al 1° gennaio 2023 dalla legge 26 febbraio 2021, n. 21 per le micro-imprese e, con riferimento ai clienti domestici, il decreto legge 6 novembre 2021, n. 152 ha disposto una proroga fino a gennaio 2024; al contempo è stato previsto per i clienti non riforniti nel mercato libero un servizio di ultima istanza “a tutele graduali” (analogo a quello originariamente denominato, dalla legge n. 124/2017, “servizio di salvaguardia”), disciplinato dall’Autorità.

In attuazione delle disposizioni della citata legge n. 124/2017, l’Autorità ha adottato la delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel, con la quale ha disciplinato il servizio a tutele graduali, rivolto alle piccole imprese e alle micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW, che a partire dal 1° gennaio 2021 non risultano titolari di un contratto a condizioni di libero mercato.

In dettaglio, la delibera 491/2020/R/eel ha previsto che, in ossequio al quadro legislativo vigente, il servizio a tutele graduali sia effettuato da esercenti selezionati attraverso apposite procedure di gara; tuttavia, in ragione delle tempistiche necessarie all’organizzazione di tali gare, è stato istituito un periodo di erogazione provvisoria del servizio per il periodo 1° gennaio 2021-30 giugno 2021 all’interno del quale la fornitura è stata erogata dagli esercenti la maggior tutela a condizioni economiche definite dall’Autorità che prevedono, tra l’altro, l’applicazione di un prezzo dell’energia elettrica pari ai prezzi consuntivi del mercato all’ingrosso. Successivamente, a partire dal 1° luglio 2021, l’erogazione del servizio a tutele graduali è avvenuta ad opera degli assegnatari del servizio in esito alle gare. A tal fine, la delibera 491/2020/R/eel ha:

- individuato nove aree territoriali per l’assegnazione del servizio;
- identificato i dati che sono stati messi a disposizione dei partecipanti alle gare al fine di fornire informazioni utili per la formulazione della propria offerta, oltre che i relativi tempi di messa a disposizione;
- stabilito le tempistiche per lo svolgimento delle procedure di gara e i criteri di selezione degli esercenti;
- determinato i requisiti che gli operatori che partecipano alle gare devono dimostrare di possedere, nonché le garanzie da corrispondere;
- stabilito le cause di decadenza dall’incarico e le modalità di erogazione del servizio a tutele graduali in tali circostanze;
- definito le condizioni contrattuali (analoghe a quelle delle offerte PLACET) ed economiche applicabili ai clienti del servizio; con riguardo a queste ultime, oltre alla previsione di un prezzo dell’energia elettrica pari ai prezzi

consuntivi del mercato all'ingrosso, è stata prevista l'applicazione di un prezzo, definito sulla base degli esiti delle gare, indifferenziato a livello nazionale; a tal fine è stato introdotto un meccanismo di compensazione tra gli esercenti il servizio atto a riconoscere a ciascuno di loro l'effettivo valore della propria offerta economica così come risultante dagli esiti di gara rispetto a quanto ottenibile dall'applicazione del predetto prezzo territorialmente indifferenziato;

- individuato, in maniera analoga al servizio di salvaguardia rivolto ai clienti di maggiori dimensioni, meccanismi di reintegrazione degli esercenti relativi agli oneri non recuperabili della morosità connessi ai clienti non disalimentabili e ai casi di attivazione del servizio a seguito di fallimento del venditore/utente del dispacciamento del mercato libero;
- fissato la durata del periodo di assegnazione del servizio pari a tre anni (intercorrente dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024).

La delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel, ha previsto l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione dei crediti non recuperabili generati da clienti non disalimentabili nell'ambito del servizio a tutele gradualmente (cosiddetto meccanismo di reintegrazione tutele gradualmente). Ne definisce inoltre i criteri e le modalità incentivanti a una efficiente gestione del credito da parte degli esercenti coerentemente con l'analogo meccanismo di reintegrazione salvaguardia. Pertanto, anche il meccanismo di reintegrazione tutele gradualmente prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi e penalità a seconda del livello dei crediti non riscossi rispetto al fatturato e decorso un determinato periodo di tempo dall'emissione della fattura non pagata. In tal modo il meccanismo mantiene sul soggetto che eroga il servizio l'incentivo a una gestione efficiente del credito. Inoltre, la delibera 16 febbraio 2021, 53/2021/R/eel, ha stabilito che la copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione tutele gradualmente sia posta a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, di cui all'art. 25-ter del TIS, da valorizzare con successivo provvedimento.

Servizio a tutele gradualmente per le micro-imprese – legge n. 124/2017

La delibera 10 maggio 2022, 208/2022/R/eel (di seguito: delibera 208/2022/R/eel), ha definito la regolazione delle condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele gradualmente per le micro-imprese rivolto ai clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW e le modalità di assegnazione dello stesso attraverso procedure concorsuali, a partire dalla regolazione dell'omologo servizio destinato alle piccole imprese, ancorché con alcune distinzioni motivate dalle diverse caratteristiche (sia dimensionali che in termini di numerosità della platea) che connotano le micro-imprese.

Più in dettaglio, con riferimento alle condizioni di erogazione del servizio, la citata delibera 208/2022/R/eel ha previsto l'applicazione ai clienti ivi riforniti di condizioni contrattuali analoghe a quelle delle offerte PLACET e, con riferimento alle condizioni economiche, un pieno allineamento del prezzo dell'approvvigionamento dell'energia elettrica al valore della *commodity* nel mercato all'ingrosso, attraverso l'applicazione al cliente finale del PUN effettivamente realizzatosi (c.d. PUN *ex post*). Inoltre, nell'ambito di detto servizio è, tra l'altro, applicata una componente di prezzo a copertura dei costi di commercializzazione del servizio definita a partire dai prezzi di aggiudicazione delle gare, ma mantenendo un prezzo unico a livello nazionale.

Con riferimento alle modalità di assegnazione del servizio, è stato previsto:

- l'affidamento ad Acquirente unico del compito di gestire le procedure concorsuali e di predisporre il regolamento di gara;
- l'assegnazione per aree territoriali di numero pari a dodici;
- l'ammissione alle procedure degli operatori rispettosi di requisiti (a) di solidità economico-finanziaria, (b) gestionali e (c) di natura operativa, definiti dall'Autorità;
- un'asta iterativa ascendente simultanea la quale è reiterata fino a quando per due turni successivi non ci sia al massimo un offerente per tutte le aree territoriali ovvero al raggiungimento del numero massimo di turni di gara fissati nel regolamento di gara;
- l'applicazione di un tetto massimo al prezzo ammesso in sede di gara, non rivelato anticipatamente ai partecipanti prima delle procedure concorsuali;
- un limite massimo alle aree aggiudicabili da un singolo operatore, pari a quattro, ossia al 35% delle aree totali di erogazione del servizio;
- il ricorso a un'asta di riparazione (a turno unico) aperta a tutti i partecipanti alle procedure concorsuali che hanno formulato un'offerta economica per permettere l'assegnazione di aree per cui le aste siano andate deserte;
- l'assegnazione del servizio agli aggiudicatari per un periodo di quattro anni (intercorrente dal 1° aprile 2023 al 31 marzo 2027).

Il 16 dicembre 2022 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.2 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio e il valore del prezzo di aggiudicazione.

TAV. 9.2 *Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le micro-imprese e valore del prezzo di aggiudicazione*

AREE TERRITORIALI	AGGIUDICATARIO	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE €/POD/ANNO
1. Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Belluno, Venezia, Verona	Hera Comm	-20
2. Bologna, Modena, Piacenza, Padova, Parma, Reggio Emilia, Rovigo, Treviso, Vicenza	Sorgenia	-13
3. Abruzzo, Marche, Umbria, Forlì-Cesena, Ferrara, Ravenna, Rimini	A2a energia	15
4. Bergamo, Brescia, Cremona, Lecco, Lodi, Milano escluso comune di Milano, Mantova, Sondrio	Sorgenia	-3
5. Valle d'Aosta, Alessandria, Asti, Como, Monza-Brianza, comune di Milano, Novara, Pavia, Varese, Verbania, Vercelli	Sorgenia	-9
6. Liguria, Biella, Cuneo, Torino	agsm aim energia	9
7. Arezzo, Firenze, Latina, Prato, Rieti, Roma escluso comune di Roma, Siena, Viterbo	illumia	13
8. Molise, Frosinone, Grosseto, Livorno, Lucca, Massa-Carrara, Pisa, Pistoia, comune di Roma	A2a energia	25
9. Basilicata, Calabria, Bari, Taranto	Estra Energie	53
10. Sardegna, Caserta, Napoli escluso comune di Napoli	A2a energia	105
11. Avellino, Barletta-Andria, Benevento, Brindisi, Trani, Foggia, Lecce, comune di Napoli, Salerno	Acea Energia	75
12. Sicilia	A2a energia	53

Fonte: ARERA.

Mercato del gas: servizi di tutela, ultima istanza e default

In relazione al settore del gas naturale, la legge n. 125/2007 ha previsto che l’Autorità definisca transitoriamente prezzi di riferimento per le forniture ai clienti domestici, che le imprese di vendita, nell’ambito degli obblighi di servizio pubblico, comprendono tra le proprie offerte commerciali. Tale impianto è stato successivamente confermato dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (decreto legislativo n. 93/2011), così come modificato dal decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 che ha previsto che, per i soli clienti domestici, nell’ambito degli obblighi di servizio pubblico, l’Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento, ai sensi delle disposizioni riportate alla legge n. 125/2007. Tale disciplina transitoria di prezzo sarà superata, ai sensi della legge n. 124/2017, come da ultimo modificata dal decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, convertito con legge 13 gennaio 2023, n. 6, a partire dal 10 gennaio 2024.

Servizio di tutela: aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio – costi di approvvigionamento e di commercializzazione

In conformità al Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), di cui all’allegato A della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato, l’Autorità ha aggiornato le condizioni economiche applicate ai clienti serviti nell’ambito del servizio di tutela.

Al riguardo, si rappresenta che nel corso del 2022, in un contesto di grave crisi internazionale dovuta alla guerra tra Russia e Ucraina e alla conseguente situazione congiunturale di grave tensione, a livello nazionale ed europeo, dei mercati dell’energia, in particolare di quello del gas naturale, l’Autorità ha ridefinito la modalità di calcolo della componente $C_{MEM,t}$ al fine di fronteggiare l’eccezionale incremento dei prezzi e per consentire un maggiore allineamento della stessa all’andamento dei prezzi *spot* nel mercato all’ingrosso.

In particolare, la delibera 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas, ha definito che, a partire dal 1° ottobre 2022, la componente C_{MEM} sia determinata *ex post* pari alla media del prezzo del PSV *day ahead* rilevato da ICIS-Heren, superando la precedente modalità di calcolo trimestrale *ex ante* basata sulla somma degli elementi QT_{int} , QT_{PSV} , $P_{FOR,t}$ come precedentemente definiti.

Pertanto, il livello della componente $C_{MEM,t}$ a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all’ingrosso è stato aggiornato, sino al 30 settembre 2022, con cadenza trimestrale prima dell’inizio di ciascun trimestre, mentre a decorrere dal 1° ottobre il medesimo è stato definito con cadenza mensile all’inizio del mese successivo al mese di riferimento e pubblicato in un’apposita sezione del sito internet; sono state inoltre aggiornate anche le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.

Con riferimento agli aggiornamenti trimestrali, l’Autorità è intervenuta ad aggiornare le citate componenti:

- per il trimestre gennaio-marzo 2022, con la delibera 30 dicembre 2021, 637/2021/R/gas;
- per il trimestre aprile-giugno 2022, con la delibera 30 marzo 2022, 144/2022/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2022, con la delibera 30 giugno 2022, 296/2022/R/gas.

Si segnala, altresì, che nell'ambito degli interventi adottati dall'Autorità nell'ottica del contenimento degli effetti diretti legati all'aumento dei prezzi dovuti al contesto di grave crisi internazionale, con delibera 30 marzo 2022, 148/2022/R/gas, è stato previsto di trasferire risorse a beneficio della clientela finale di piccole dimensioni, maggiormente colpita dalle tensioni dei mercati, attribuendo, a far data dal 1° aprile 2022, un valore di segno negativo all'elemento UG_{2c} della componente aggiuntiva della tariffa di distribuzione UG_2 di cui all'art. 42.3, lettera g), del testo della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG), per gli scaglioni di consumo fino allo scaglione con valore massimo a 5.000 smc/annui.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 3 del Volume 1.

Con la delibera 30 marzo 2022, 147/2022/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dal 1° aprile 2022, i livelli della componente QVD attinente alla commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela e ha previsto che, qualora ciò si renda necessario per esigenze che dovessero emergere anche a seguito della rimozione del servizio di tutela gas, ulteriori aggiornamenti della predetta componente abbiano luogo per il futuro con riferimento a un periodo di dodici mesi intercorrenti tra il 1° aprile e il 31 marzo dell'anno successivo. Dal momento che i prevalenti valori della componente QVD erano stati fissati avendo a riferimento un periodo di dodici mesi conclusosi al 31 dicembre 2021 ed erano stati successivamente prorogati al 31 marzo 2022, in via eccezionale, nella determinazione operata con la delibera 147/2022/R/gas si è tenuto conto degli effetti del ritardato aggiornamento rispetto al 1° gennaio 2022. Per i rimanenti aspetti relativi alla determinazione di tale componente, sono stati confermati i criteri adottati per la sua definizione e la quantificazione relativa all'anno 2021.

In particolare, l'aggiornamento della componente QVD è stato effettuato sulla base dell'analisi dei dati e delle informazioni forniti da un campione di operatori di maggiori dimensioni e considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio* riconosciuto, definito a partire dal tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione e rilevato dai venditori sul mercato libero, considerando, inoltre, il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari allo 0,99%, non differenziato per tipologie di clienti;
- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2020, a disposizione dell'Autorità in virtù della disciplina *unbundling*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di *marketing* e di acquisizione della clientela, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione del gas naturale e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve fare fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 44 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), opportunamente aggiornata secondo criteri coerenti con quelli introdotti dalla delibera 614/2021/R/com per i servizi infrastrutturali e tenendo al contempo conto delle specifiche caratteristiche dell'attività di vendita; in particolare, il costo del debito è stato determinato tenendo conto del fatto che tipicamente, rispetto alle attività infrastrutturali, le attività di vendita sono caratterizzate da debiti di durata inferiore, ciò comportando un peso diverso del debito di nuova emissione rispetto all'*embedded*; il tasso di remunerazione, espresso in termini nominali, è risultato pari al 6,6%; non sono poi stati considerati, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Nell'ambito del calcolo delle condizioni economiche del servizio di tutela, con delibera 12 aprile 2022, 176/2022/R/gas, sono stati fissati i valori della componente CCR, per i periodi 1° ottobre 2022-31 marzo 2023 e 1° aprile 2023-30 settembre 2023, nonché del corrispettivo CRVOS con riferimento al periodo 1° ottobre 2022-31 marzo 2023.

Rimozione del servizio di tutela del gas naturale e regolazione dei clienti vulnerabili

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 11 ottobre 2022, 489/2022/R/com, con il documento per la consultazione 13 ottobre 2022, 494/2022/R/com, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito alla rimozione del servizio di tutela del gas naturale prevista, ai sensi della legge n. 124/2017, come successivamente modificata e integrata e in vigore al momento della pubblicazione del provvedimento, a decorrere dal 1° gennaio 2023.

In particolare, nel documento di consultazione sono illustrati:

- le modalità per la rimozione del servizio di tutela del gas naturale a decorrere dal 1° gennaio 2023 e la regolazione dei clienti vulnerabili come identificati dal decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, come convertito dalla legge 21 settembre 2022, n. 142;
- gli obblighi informativi dei venditori sulla rimozione del servizio di tutela gas e sui diritti dei clienti vulnerabili;
- gli interventi sul Codice di condotta commerciale e sul Portale Offerte, conseguenti alla rimozione delle tutele di prezzo (sia nel mercato dell'energia elettrica sia nel mercato del gas naturale).

Servizio di *default* di trasporto

Il servizio di *default* di trasporto (SdD_T), disciplinato dall'Autorità con delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, affinisce ai punti di riconsegna allacciati alla rete di trasporto ed è finalizzato a garantire il bilanciamento di tale rete in relazione ai prelievi di gas che si possono verificare presso punti di riconsegna che restano privi dell'utente di trasporto e di bilanciamento (UdB), a seguito della risoluzione del contratto di trasporto o del mancato conferimento della relativa capacità. La regolazione in materia prevede che l'impresa maggiore di trasporto, al fine di ridurre i casi di attivazione dell'SdD_T, possa organizzare e svolgere procedure ad evidenza pubblica per la selezione di uno o più venditori che si impegnino, nelle ipotesi in cui dovesse essere attivato l'SdD_T, ad assumere la qualifica di fornitori transitori (FT_T); l'Autorità ha, altresì, definito gli indirizzi applicabili alle procedure a evidenza pubblica per la loro selezione.

A partire dall'anno termico 2015/2016, l'impresa maggiore di trasporto eroga direttamente il SdD_T senza ricorrere alla selezione, tramite procedure concorsuali, di un "fornitore transitorio" (di seguito: FT_T). Pertanto, con le delibere 17 settembre 2015, 443/2015/R/gas, 29 settembre 2016, 540/2016/R/gas, 28 settembre 2017, 662/2017/R/gas, 27 settembre 2018, 486/2018/R/gas, 26 settembre 2019, 395/2019/R/gas, e 29 settembre 2020, 355/2020/R/gas, relativamente agli anni termici 2015-2016, 2016-2017, 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 e 2020-2021, l'Autorità ha stabilito delle previsioni che sono state riconfermate per ogni anno termico successivo.

Alla luce della continuità degli interventi in materia di SdD_T sopra richiamati, con la delibera 30 settembre 2021, 409/2021/R/gas, è stata confermata la disciplina contenuta nei suddetti interventi svincolandola dal singolo anno termico, ed è stato previsto che, qualora l'impresa maggiore di trasporto decida di erogare direttamente il SdD_T sulla

propria rete senza procedere all'individuazione di un FT_T , pubblici, oltre a quanto già previsto sul proprio Codice di rete, l'eventuale disponibilità a svolgere tale servizio anche presso le reti regionali delle altre imprese di trasporto.

Con la delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, art. 10, l'Autorità ha definito il meccanismo di copertura del rischio di mancato pagamento, al fine di garantire un livello adeguato e proporzionato di efficienza nella gestione dei crediti nei confronti degli utenti dell'SdDT, in coerenza coi principi di diligenza specifica e di contenimento degli oneri per il sistema, come declinati alla luce delle peculiarità del servizio di SdDT. Gli oneri derivanti da detto meccanismo sono posti a carico dell'elemento $UG3_{FT}$ della componente $UG3$ e della componente tariffaria addizionale della tariffa di trasporto $UG3_T$, di cui al comma 26.1, lettera i), della RTTG. Al fine di mitigare gli impatti dell'attuale congiuntura e della forte crescita dei prezzi del gas naturale e, di conseguenza, sulla spesa complessiva per la fornitura di gas naturale per gli utenti finali, l'Autorità ha azzerato il livello di detti corrispettivi per l'anno 2022, con la delibera 30 dicembre 2021, 637/2021/R/gas, con la delibera 30 marzo 2022, 144/2022/R/gas, con la delibera 30 giugno 2022, 296/2022/R/gas, e con la delibera 29 settembre 2022, 462/2022/R/com. Altri interventi in materia di SdD_T sono riportati nel Capitolo 4 del Volume 2, al paragrafo "Accesso al servizio di trasporto".

Servizio di fornitura di ultima istanza e servizio di default di distribuzione

Nel settore del gas naturale, sono previsti due specifici servizi di ultima istanza per i clienti finali connessi alla rete di distribuzione: il servizio di fornitura di ultima istanza (servizio FUI) e il servizio di *default* di distribuzione (servizio di *default* o FD_D). Il servizio FUI garantisce unicamente la continuità della fornitura ai clienti di minori dimensioni, tra i quali si possono annoverare i clienti domestici, i condomini uso domestico, i clienti altri usi con consumi fino a 50.000 $S(m^3)/$ anno purché non morosi, nonché le utenze relative ad attività di servizio pubblico⁵. Il servizio di *default* invece è volto a garantire il bilanciamento della rete con riferimento ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie sopra richiamate⁶. Il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, stabilisce, infatti, che l'impresa di distribuzione territorialmente competente è tenuta a garantire il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto per il periodo in cui non sia possibile la sua disalimentazione fisica, secondo le modalità e le condizioni definite dall'Autorità. In ottemperanza alle suddette previsioni, l'Autorità ha previsto l'istituzione del servizio di *default*. Negli ultimi anni l'Autorità è intervenuta con numerosi affinamenti in relazione alla disciplina applicabile ai servizi di ultima istanza e, in particolare, il servizio di *default* ha avuto pieno avvio con riferimento all'anno termico 2013-2014⁷. L'Autorità, nell'ambito del TIVG, ha disciplinato le modalità e le tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio, le procedure di subentro nelle capacità di trasporto e di distribuzione di gas naturale, nonché le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti e gli specifici meccanismi di copertura degli oneri relativi alla morosità inerenti, per il FUI, ai clienti non disalimentabili (corrispondenti ai clienti appartenenti alla tipologia utenze del servizio pubblico) e, per il FD_D , ai clienti morosi, entrambi disciplinati dal TIVG (di seguito: meccanismi di reintegrazione degli oneri della morosità o meccanismi di reintegrazione). Gli oneri di tali meccanismi di reintegrazione sono posti a carico dell'elemento $UG3_{UI}$ della componente $UG3$ della tariffa obbligatoria dei servizi di distribuzione e misura, di cui al comma 40.3, lettera h), della RTDG. Al fine di mitigare gli impatti dell'attuale congiuntura e della forte crescita

5 Rientrano nella tipologia di attività di servizio pubblico ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole, e altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza.

6 L'attivazione dell' FD_D è altresì prevista anche per i clienti che hanno diritto al servizio FUI, ma per i quali l'attivazione di questo servizio risulta impossibile (per esempio, in quanto il FUI non è stato selezionato).

7 La sentenza n. 2986/2014 del Consiglio di Stato, in accoglimento degli appelli dell'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia di annullamento della regolazione del servizio di *default*, ha infatti confermato la legittimità dell'intero assetto anche con riferimento alle previsioni che stabiliscono che le attività funzionali alla fornitura del medesimo servizio possono essere effettuate dall'impresa di distribuzione.

dei prezzi del gas naturale e, di conseguenza, sulla spesa complessiva per la fornitura di gas naturale per gli utenti finali, l'Autorità ha azzerato il livello dell'elemento $UG_{3_{Uj}}$ per l'anno 2022, con la delibera 30 dicembre 2021, 637/2021/R/gas, con la delibera 30 marzo 2022, 144/2022/R/gas, con la delibera 30 giugno 2022, 296/2022/R/gas, e con la delibera 29 settembre 2022, 462/2022/R/com.

Entrambi i servizi in questione sono erogati da operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, disciplinate dall'Autorità sulla base degli indirizzi emanati con decreto del Ministro dello sviluppo economico. Al riguardo, la delibera 6 luglio 2021, 290/2021/R/gas, pur confermando, in continuità con la precedente assegnazione dei servizi, una durata dell'assegnazione uguale sia per il FUJ che per il FD_D , ha previsto che la medesima sia fissata pari a due anni termici intercorrenti dal 1° ottobre 2021 al 30 settembre 2023: l'opportunità di prevedere la medesima durata delle assegnazioni discende dalle possibili complementarità nello svolgimento dei servizi, mentre l'assegnazione per due anni termici permette di individuare un arco temporale che, da un lato, sia sufficiente a consentire il recupero dei costi associati all'erogazione dei servizi e, dall'altro, risulti coerente con il complessivo contesto di mercato, oggetto di revisione ai sensi della legge n. 124/2017 e s.m.i. La richiamata delibera ha altresì confermato l'impianto complessivo già adottato dalla delibera 21 luglio 2020, 283/2020/R/gas, in merito a: (i) la configurazione delle aree per l'assegnazione dei servizi e la loro conseguente erogazione, in ossequio al criterio di omogeneità tra le aree di assegnazione; (ii) le condizioni economiche applicate ai clienti; (iii) le informazioni da rendere disponibili ai partecipanti alle procedure concorsuali; (iv) i meccanismi di reintegrazione degli oneri non recuperabili della morosità dei clienti che usufruiscono dei servizi in questione.

La delibera 29 luglio 2022, 372/2022/R/gas, ha da ultimo modificato le modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio FUJ e del servizio *default* (di seguito: SUJ), sostituendo, a decorrere dal 1° ottobre 2022, il riferimento alla previgente componente $C_{MEM,t}$ con la media mensile del prezzo del PSV *day ahead* rilevato da ICIS-Heren per analogia con la nuova modalità di determinazione delle condizioni del servizio di tutela gas. Inoltre, la medesima delibera ha integrato, in via straordinaria, i meccanismi di perequazione per tenere conto, nell'ambito degli stessi, anche di un'adeguata compensazione dei costi di approvvigionamento sostenuti dagli esercenti, con esclusivo riferimento ai volumi incrementali approvvigionati, per il periodo intercorrente dal 1° ottobre 2021 al 30 settembre 2022. Simile compensazione si è resa infatti necessaria in ragione della estrema volatilità e aumento dei prezzi del gas naturale nonché dell'aumento inaspettato e significativo dei clienti per cui si sono attivati i SUJ; circostanze, queste, che hanno accresciuto il rischio di approvvigionamento dei volumi incrementali in misura sproporzionata. Per ultimo, con la predetta delibera è stato definito il meccanismo di perequazione ricavi per gli esercenti i SUJ, così da garantire che i ricavi derivanti dall'erogazione del servizio siano determinati in base al parametro offerto da ciascun esercente in sede di procedura ad evidenza pubblica.

Disposizioni urgenti in materia di esercizio del servizio di *default* sulle reti di trasporto del gas naturale

Nel contesto di andamento particolarmente elevato e volatile dei prezzi del mercato all'ingrosso che ha caratterizzato ancora i primi mesi del 2022 e che ha determinato, tra le altre cose, un aumento dei casi di risoluzione dei contratti di trasporto e attivazione del servizio di *default* trasporto nei confronti di un numero elevato di Utenti della distribuzione (di seguito: UdD), l'Autorità, con la delibera 13 gennaio 2022, 3/2023/R/gas, è intervenuta sulla disciplina del servizio di *default* trasporto uniformando tempistiche e modalità di attivazione del servizio, sia nei casi di attivazione a seguito di risoluzione del contratto di trasporto, sia nei casi di attivazione per assenza di relazioni di

corrispondenza valide tra Utente del bilanciamento (di seguito: UdB) e PdR della rete di distribuzione (di seguito: relazione di corrispondenza). Inoltre, in considerazione delle diverse segnalazioni pervenute all'Autorità, relative alle possibili difficoltà, date le straordinarie condizioni di mercato, per gli UdD di trovare, nei tempi previsti dalla regolazione, UdB ai quali attribuire i prelievi dei punti di riconsegna delle reti di distribuzione, inizialmente associati agli UdB per i quali il contratto di trasporto è stato risolto, con la medesima delibera 3/2022/R/gas, l'Autorità ha previsto straordinariamente per il primo trimestre del 2022, nei casi di attivazione del servizio di *default* trasporto a seguito di risoluzione del contratto di trasporto di cui all'art. 6, comma 1, della delibera 249/2012/R/gas, un'ulteriore dilazione dei termini di presentazione della richiesta di associazione di un nuovo UdB responsabile dei prelievi di cui al comma 7.2 dell'allegato A alla delibera 155/2019/R/gas, fino al quintultimo giorno lavorativo antecedente alla fine del mese.

Strumenti a disposizione dei clienti finali

Portale Offerte luce e gas

Con la delibera 1° febbraio 2018, 51/2018/R/com, così come modificata dalla delibera 5 marzo 2019, 85/2019/R/com, l'Autorità ha adottato il Regolamento per la realizzazione e la gestione, da parte del Gestore del Sistema informativo integrato (di seguito: il Gestore del SII), di un Portale delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale (di seguito: Portale Offerte), ai sensi dell'art. 1, comma 61, della legge n. 124/2017. Il Portale Offerte contiene offerte fisse e offerte variabili di mercato libero, offerte PLACET, nonché la spesa dei servizi di tutela sia per l'energia elettrica che per il gas naturale. Si tratta di offerte rivolte ai clienti domestici, alle imprese del settore elettrico alimentate in bassa tensione, ai condomini uso domestico con consumi gas inferiori a 200.000 S(m³)/anno e alle imprese del settore gas con consumi inferiori a 200.000 S(m³)/anno.

La progettazione e l'implementazione del Portale Offerte sono incentrate a garantire la facilità di consultazione da parte dell'utente finale. Dall'avvio in operatività, avvenuto il 1° luglio 2018, il Portale è stato oggetto di monitoraggio al fine di verificare eventuali necessità di consolidamento, evoluzioni e nuove funzionalità.

Trimestralmente è svolta un'analisi di fruibilità e semplicità di consultazione del Portale Offerte, valutandone l'utilizzo sia mediante *PC-desktop* sia attraverso dispositivi mobili.

Complessivamente, dal 1° luglio 2018 al 31 dicembre 2022, il sito ha avuto un totale di 5.000.744 visite. Le pagine complessivamente visualizzate sono state 37.124.659.

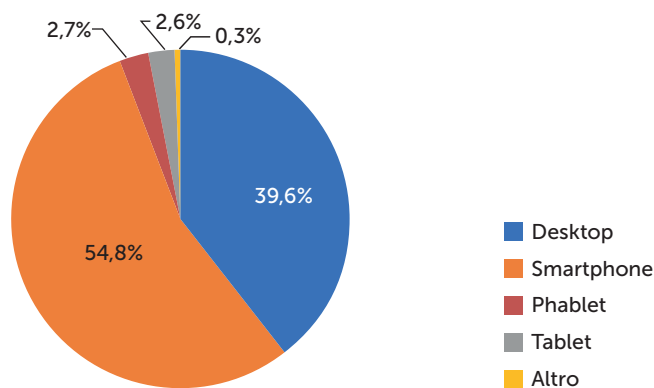
Nel quarto trimestre 2022 di attività del Portale Offerte, il Gestore del SII ha costantemente effettuato il monitoraggio:

- delle visite;
- delle URL;
- delle tipologie di referenti;
- delle tipologie di dispositivi di navigazione;
- dei *browser*;
- dei Paesi da cui sono stati effettuati accessi sul Portale.

Dal monitoraggio degli accessi risulta che per il periodo luglio-dicembre 2022 il sito ha avuto un totale di 979.543 visitatori unici (+2% rispetto allo stesso periodo del 2021). Il numero di utenti che utilizzano il Portale Offerte è pertanto aumentato sia in termini assoluti che in termini percentuali rispetto al totale delle visite. In media hanno visitato mensilmente il Portale nel secondo semestre del 2022 oltre 163 mila visitatori unici, con un picco nel mese di ottobre 2022 di oltre 227.000 utenti.

Nel quarto trimestre del 2022 la maggior parte degli utenti del Portale ha utilizzato, per la navigazione, *browser* disponibili mediante dispositivi *desktop*. Gli accessi nel quarto trimestre del 2022 sono avvenuti, infatti, per il 54,8% tramite *desktop*, percentuale in aumento rispetto al trimestre precedente quando era pari al 45%; mentre per il 40% l'accesso è avvenuto tramite *smartphone*, percentuale in diminuzione rispetto al precedente trimestre (-2,5%) (Fig. 9.1).

FIG. 9.1 Numero di visite per dispositivo alla data del 31 dicembre 2022



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Il Portale Offerte, realizzato sulla piattaforma Azure creata da Microsoft, utilizza servizi basati sul *cloud* che permettono di dimensionare con flessibilità e scalabilità e in maniera puntuale le risorse necessarie, aumentandole o diminuendole in funzione delle proprie esigenze e in qualsiasi momento. Sulla base degli elementi emersi in relazione alla complessità di calcolo della spesa, della numerosità delle offerte da gestire e della numerosità degli accessi, nel 2022 non sono stati necessari interventi di adeguamento tecnologico per il Portale Offerte.

Nel corso del 2022 è stato ulteriormente ottimizzato il *layout* delle pagine di dettaglio delle offerte pubblicate nel Portale Offerte, con il duplice obiettivo di renderlo di più facile utilizzo per l'utente e di fornirgli il maggior numero di informazioni utili. A titolo esemplificativo, nella pagina di dettaglio di ciascuna offerta è stata resa evidente la spesa, al netto e al lordo delle imposte, e sono state inserite le informazioni contenute nella scheda sintetica di cui al Codice di condotta commerciale richiamate nel paragrafo precedente.

Da ottobre 2022, a seguito di consultazione, sono state apportate al tracciato, adoperato dagli operatori per caricare le proprie offerte nel Portale, alcune modifiche finalizzate principalmente all'acquisizione di ulteriori informazioni sulle offerte nonché a rendere più agevole il processo di trasmissione dei dati su tali offerte (il nuovo tracciato, ad esempio, permette al venditore di inserire offerte con nuovi indici e con differenti periodicità di aggiornamento dell'indice per le offerte variabili).

Inoltre, sono stati effettuati degli interventi di affinamento delle modalità di calcolo della spesa delle offerte a prezzo variabile di energia elettrica e gas naturale presenti nel Portale Offerte, finalizzati a riflettere più adeguatamente

nella stima di tale spesa l'andamento dei prezzi attesi dell'energia, a fronte dell'attuale situazione di forte volatilità dei prezzi delle *commodities* energetiche. In particolare, è stato previsto l'aggiornamento su base mensile, in luogo di quello trimestrale, degli indici *forward* di energia elettrica e gas naturale adoperati per la stima della spesa delle offerte a prezzo variabile. Con specifico riferimento alla stima della spesa del servizio di tutela gas, è stata apportata una modifica alle modalità di determinazione della stessa in seguito all'eliminazione di alcune componenti del prezzo di tutela previgenti alla riforma di cui alla delibera 374/2022/R/gas e alla nuova indicizzazione al PSV.

Nel corso del 2022, sono proseguiti gli approfondimenti già iniziati nell'anno precedente, funzionali al successivo sviluppo di due ulteriori funzionalità del Portale Offerte:

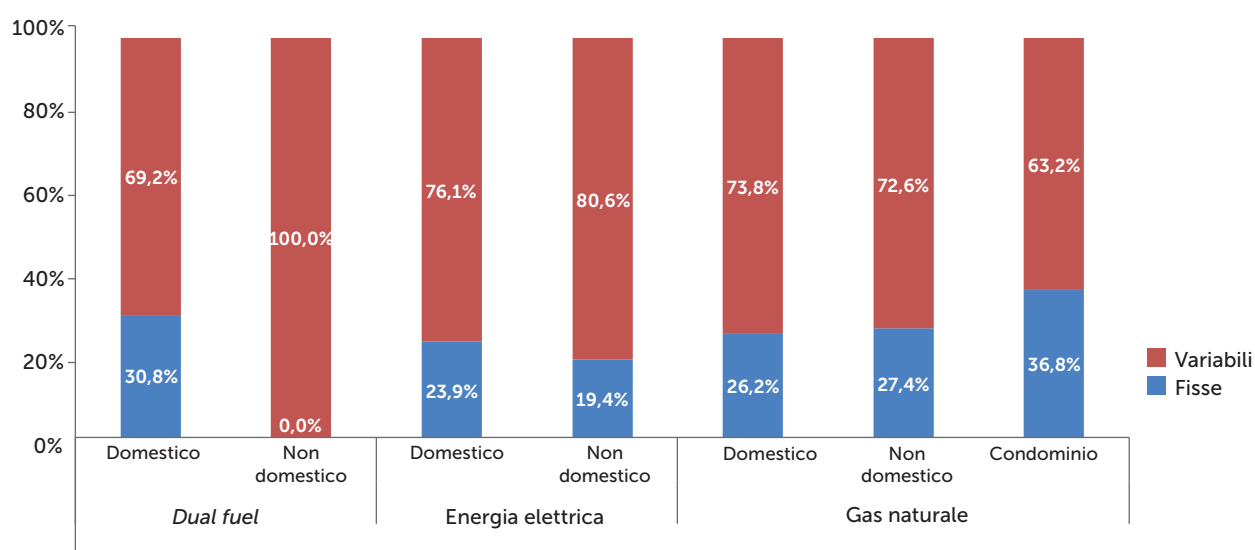
- di calcolo della spesa associato all'offerta che il cliente riceve dal proprio venditore in occasione di rinnovi contrattuali, variazioni delle condizioni economiche ed evoluzioni automatiche delle condizioni contrattuali, così da poterla confrontare con le altre offerte visualizzate in seno al Portale e valutarne l'eventuale convenienza;
- di calcolo della spesa personalizzata del cliente finale che permetterebbe all'utente del Portale Offerte di simulare la spesa annua delle offerte ivi visualizzate sulla base del profilo di consumo effettivo dell'utente, riferito agli ultimi dodici mesi.

Sempre nell'ottica di agevolare l'utilizzo del sito da parte degli utenti, sono stati integrati e arricchiti i contenuti dei video tutorial.

Dal monitoraggio del Portale Offerte di cui all'art. 33 dell'allegato A alla delibera 51/2018/R/com, si evince che, visualizzando le offerte presenti nel *database* del PO disponibili il 31 dicembre 2022, esse risultano pari a 4.160, di cui 2.074 di mercato libero, 1.844 offerte PLACET e 242 offerte senza il calcolo della stima della spesa annua.

Per il settore elettrico sono disponibili complessivamente 2.028 offerte: per il gas naturale sono 1.876, mentre le offerte *dual fuel* sono 14 (Fig. 9.2).

FIG. 9.2 Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2022, distinte per tipologia di cliente finale, commodity e tipologia di prezzo



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Come riportato nella figura 9.2 per il settore elettrico, il 24% delle offerte rivolte ai clienti domestici è a prezzo fisso, mentre per i clienti non domestici tale percentuale si attesta al 20%; quindi, le offerte disponibili per entrambe le tipologie di clienti sono prevalentemente a prezzo variabile. Per il settore del gas naturale per il quarto quadrimestre si è registrata analoga situazione: il 74% delle offerte domestiche è a prezzo variabile.

Mensilmente viene effettuato il monitoraggio dei prezzi delle offerte presenti nel Portale Offerte sia per il settore dell'energia elettrica sia per il settore del gas naturale.

Le rilevazioni mensili sono pubblicate, con cadenza mensile, nel sito dell'Autorità (www.arera.it/it/dati/monitoraggio_retail.htm).

I grafici riportano, a partire da dicembre 2019, il numero di offerte che i clienti finali, domestici e non domestici, possono scegliere, consultando il Portale Offerte dell'Autorità, per approvvigionarsi di energia elettrica e gas naturale. Oltre ai numeri totali di offerte disponibili, è riportata la distinzione tra offerte PLACET e altre offerte del mercato libero e tra offerte a prezzo fisso e offerte a prezzo variabile.

I grafici, inoltre, analizzano la spesa annua che un cliente avrebbe potuto sostenere scegliendo tra le offerte mensilmente disponibili nel Portale Offerte per l'utente tipo domestico per il settore elettrico⁸ e l'utente tipo domestico gas⁹; si illustra la disponibilità mensile:

- delle offerte disponibili più convenienti della maggior tutela, in numero e in percentuale rispetto al totale delle offerte di mercato libero pubblicate sul Portale Offerte;
- del massimo risparmio disponibile rispetto alla spesa annua prevista per la maggior tutela, in euro e in percentuale rispetto alla spesa di maggior tutela.

I dati sono distinti tra offerte a prezzo variabile e offerte a prezzo fisso per entrambe le *commodity*.

Offerte PLACET

L'aumento della comprensione delle offerte commerciali da parte dei clienti finali, che è anche un presupposto per la loro partecipazione attiva al mercato, è una delle misure fondamentali rispetto all'obiettivo di addivenire a un assetto in cui il mercato libero costituisca la modalità normale di approvvigionamento anche per i clienti di piccola dimensione, funzione attualmente assicurata dai servizi di tutela di energia elettrica e di gas naturale nei mercati *retail*.

In coerenza con tale quadro, l'Autorità ha, quindi, promosso interventi mirati ad aumentare la consapevolezza dei clienti finali e la trasparenza delle condizioni contrattuali, al fine di consentire la più ampia partecipazione dei medesimi clienti a un mercato concorrenziale.

Con la delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com, in particolare, l'Autorità ha introdotto, sia per il settore dell'energia elettrica sia per quello del gas naturale, la disciplina delle offerte a Prezzo libero a condizioni equiparate di

⁸ Si considera cliente domestico residente a Milano con consumo di 2.700 kWh/y e 3kW di potenza.

⁹ Si considera cliente domestico sito a Milano con 1.400 Smc di consumo annuo – uso cottura, riscaldamento e acqua calda – e misuratore classe < G6.

tutela (di seguito: offerte PLACET), finalizzata a facilitare scelte consapevoli e informate da parte dei clienti finali di piccole dimensioni, segnatamente, attraverso il miglioramento della loro capacità di valutazione delle offerte commerciali presenti sul mercato libero; simile obiettivo è soddisfatto mediante l'individuazione di strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori (differenziate solo nel livello di prezzo) e segregabili da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore.

La disciplina delle offerte PLACET si applica ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 S(m³).

Alla data del 31 dicembre 2022 risultano presenti nel Portale Offerte 1.844 offerte PLACET, come di seguito dettagliate (Tav. 9.3).

TAV. 9.3 *Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2022, distinte per tipologia di cliente finale e per commodity*

	COMMODITY	TIPO CLIENTE	TIPO OFFERTA	N.	SUB-TOTALE PER TIPOLOGIA DI CLIENTE	SUB-TOTALE PER TIPOLOGIA DI COMMODITY
OFFERTE PLACET	Energia elettrica	Domestico	fissa	180	400	799
			variabile	220		
		Non domestico	fissa	180	399	
			variabile	219		
	Gas naturale	Domestico	fissa	174	375	1.045
			variabile	201		
		Non domestico	fissa	174	368	
			variabile	194		
		Condominio	fissa	141	302	
		Condominio	variabile	161		
TOTALE OFFERTE						1.844

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Portale Consumi

Il Portale dei consumi di energia elettrica e di gas naturale (cosiddetto Portale Consumi) è il sito internet istituzionale ove i consumatori possono accedere ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari, ovvero ai dati di consumo storici e alle principali informazioni tecniche e contrattuali. È operativo dal 1° luglio 2019 – data del suo primo *go-live* – coerentemente con le tempistiche indicate dalla normativa di riferimento.

Come previsto dalla delibera 25 giugno 2019, 270/2019/R/com, con cui l'Autorità ha approvato il Regolamento di funzionamento del Portale, recante i criteri generali, i principi tecnici e il modello organizzativo, e ha incaricato il Gestore del SII del suo sviluppo in conformità, il Portale Consumi è concepito come un progetto a più

fasi attuative. Pertanto, sin dalla sua istituzione, è stato oggetto di continue evoluzioni finalizzate sia a verificarne e migliorarne le *performance* sia a implementarne le specifiche; nel corso del 2022 sono state ulteriormente sviluppate e perfezionate funzionalità relative alla reportistica personalizzabile dal cliente, alla tipologia di clienti che possono accedervi e alla esportabilità dei dati nonché approfondimenti in merito alle evoluzioni del quadro normativo italiano e comunitario, al fine di consentire l'accesso dei dati a parti terze autorizzate dai clienti finali. Per maggiori dettagli relativi alla funzionalità e ai contenuti del Portale Consumi e alle successive implementazioni già disponibili, sia dell'area privata sia dell'area pubblica, si rimanda anche alle precedenti *Relazioni Annuali*.

Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo

Con la delibera 10 novembre 2017, 746/2017/R/com, come modificata dalla delibera 21 maggio 2019, 197/2019/R/com, l'Autorità ha stabilito che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela del gas, a partire dal 1° gennaio 2018 e fino al superamento delle tutele di prezzo come definito dalla specifica normativa, dovessero inviare ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa, con contenuto definito dall'Autorità, in merito al superamento delle tutele di prezzo.

Per l'anno solare 2022, l'Autorità ha continuato a definire e a comunicare ai venditori, con cadenza semestrale, il contenuto delle informative da riportare in fattura. Le comunicazioni incluse nelle fatture emesse nel primo e nel secondo semestre del 2022 hanno informato il cliente finale che cambiare contratto o fornitore è semplice e gratuito ed è assicurata la garanzia della continuità del servizio; hanno, altresì, fornito gli elementi che dovrebbero sollecitare il cliente a usufruire degli strumenti dell'Autorità volti a effettuare una scelta informata e consapevole, come il Portale Offerte luce e gas e le offerte PLACET.

A partire dal 1° gennaio 2023, ai sensi della delibera 10 maggio 2022, 209/2022/R/com, che modifica, tra l'altro, l'allegato A alla delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com, sia i venditori di mercato libero sia gli esercenti i servizi di tutela per le forniture di energia elettrica e gas naturale sono invece tenuti a riportare all'interno di ciascuna bolletta, con separata e adeguata evidenza, il seguente messaggio: *"Per scoprire se ci sono altre offerte più adatte alle tue esigenze, per conoscere meglio le tue abitudini di consumo, i tuoi consumi storici e per confrontare il tuo consumo nello stesso periodo degli anni precedenti e per ricevere informazioni o conoscere i tuoi diritti, consulta www.arera.it/consumatori".*

L'Autorità ha, quindi, confermato che l'obbligo informativo a valere sugli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito della tutela gas, con riferimento ai clienti forniti in maggior tutela e ai clienti serviti in tutela gas, di cui alla delibera 746/2017/R/com, a decorrere dal 1° gennaio 2023 e fino al pieno superamento delle tutele di prezzo previsto entro gennaio 2024, sia da considerarsi assolto con il previsto inserimento in bolletta della comunicazione introdotta dalla delibera 209/2022/R/com.

Inoltre, nell'ambito delle disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele gradualmente per le micro-imprese del settore dell'energia elettrica di cui alla legge n. 124/2017, l'Autorità ha previsto che l'esercente la maggior tutela uscente nel periodo intercorrente da luglio 2022 a marzo 2023 allegghi, ad almeno due bollette, di cui la seconda inviata al cliente nel periodo tra la data di pubblicazione degli esiti delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a

tutele graduali per le micro-imprese e la fine del mese precedente all'attivazione di detto servizio, in un foglio separato (ovvero, nel caso di bolletta in formato dematerializzato, in file separato oppure all'interno del file della bolletta nella prima pagina del documento), un'informativa con testo standardizzato definito dall'Autorità e che riporti, nella bolletta sintetica di chiusura del cliente finale, ai sensi dell'art. 10, comma 3, dell'allegato A alla delibera 501/2014/R/com, un messaggio anch'esso definito dall'Autorità, finalizzato a renderlo edotto del cambio di fornitore.

Rafforzamento e adeguamento del Codice di condotta commerciale

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 22 marzo 2022, 121/2022/R/eel, per l'implementazione, tra l'altro, delle disposizioni inerenti ai diritti contrattuali dei clienti finali di energia elettrica di cui ai commi 5 e 7 dell'art. 7 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, con la delibera 28 giugno 2022, 289/2022/R/com, l'Autorità ha approvato i primi interventi di adeguamento del Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali (di seguito, semplicemente, Codice di condotta commerciale)¹⁰. Il Codice di condotta commerciale definisce, in accordo con le previsioni del Codice del consumo¹¹ e delle direttive comunitarie in materia energetica, le regole di comportamento che i venditori di energia elettrica e/o di gas naturale (compresi i loro incaricati a qualunque titolo) devono osservare nei rapporti commerciali con i clienti finali (clienti domestici e clienti non domestici di piccole dimensioni). In particolare, la citata delibera 289/2022/R/com ha adeguato alle previsioni del decreto legislativo n. 210/2021 gli obblighi informativi del Codice di condotta commerciale, con riferimento alle offerte di energia elettrica, in materia di modalità e termini di pagamento delle bollette e di obblighi di servizio pubblico universale dei venditori. Inoltre, la delibera 289/2022/R/com ha disposto l'aggiornamento mensile della stima della spesa annua delle offerte a prezzo variabile e dei servizi di tutela presente nelle Schede di confrontabilità per le forniture di energia elettrica e gas naturale di cui agli allegati 1, 2 e 3 del Codice medesimo.

Nell'ottica di rafforzare ulteriormente l'informazione e l'*empowerment* dei clienti finali, con il documento per la consultazione 6 dicembre 2022, 668/2022/R/com, l'Autorità ha delineato gli orientamenti in merito all'aggiornamento ed efficientamento del Codice di condotta commerciale con riferimento agli obblighi informativi:

- in materia di oneri di recesso anticipato dei clienti finali di energia elettrica nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con la delibera 121/2022/R/eel;
- in caso di rinnovo delle condizioni economiche nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con la delibera 197/2019/R/com.

Inoltre, in vista della completa apertura dei mercati *retail* e al fine di intercettarne il dinamismo tecnologico e commerciale, con il documento per la consultazione 668/2022/R/com, l'Autorità ha effettuato una prima disamina finalizzata a individuare, anche tenendo conto delle esperienze internazionali in materia, la necessità di interventi regolatori relativamente agli obblighi informativi in materia di contratti con prezzo dinamico dell'energia elettrica, offerte di mercato libero con strutture di prezzo non convenzionali (le offerte non ricomprese nelle categorie di offerta a prezzo fisso e offerta a prezzo variabile come definite nel Codice di condotta commerciale), servizi e prodotti aggiuntivi e offerte con disponibilità di energia rinnovabile.

¹⁰ Allegato A alla delibera 28 giugno 2018, 366/2018/R/com.

¹¹ Decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206.

Aggiornamento della Bolletta 2.0

Facendo seguito al documento per la consultazione 14 dicembre 2021, 579/2021/R/com, con la delibera 209/2022/R/com l'Autorità ha concluso il primo gruppo di interventi di aggiornamento e revisione della regolazione della Bolletta 2.0, finalizzati a integrare il contenuto informativo della bolletta sintetica con elementi funzionali alla maggiore consapevolezza, alla riscontrabilità e alla confrontabilità, operando al contempo in sinergia con gli interventi già disciplinati in vista del superamento delle tutele di prezzo. Al fine di razionalizzare le azioni di aggiornamento della bolletta in un intervento quanto più possibile organico, con la medesima delibera, l'Autorità ha disposto altresì l'implementazione di un primo sottoinsieme di prescrizioni in tema di bollette di cui al decreto legislativo n. 210/2021 di recepimento della direttiva (UE) 944/2019. In particolare, l'Autorità ha definito le seguenti innovazioni relative alla bolletta sintetica che dovevano essere implementate entro la prima bolletta emessa successivamente alla data del 1° gennaio 2023:

- l'indicazione del Codice offerta, per tutte le offerte nel mercato libero, corrispondente al Codice offerta abbinato correntemente nel Registro centrale ufficiale (RCU) alla fornitura in corso;
- l'inserimento della spesa annua sostenuta, indistintamente per tutti i clienti e le tipologie di contratto (mercato libero e servizi di tutela), dopo un anno di fornitura. Tale elemento informativo corrisponde alla sommatoria della spesa riportata nelle ultime dodici mensilità, ricomprendendo solo quanto dovuto per la fornitura propriamente detta di energia elettrica o di gas naturale (scorporando gli importi relativi al "Canone di abbonamento alla televisione per uso privato" e gli importi relativi alle voci "Altre partite", quali eventuali indennizzi e/o importi per servizi o prodotti aggiuntivi a titolo oneroso previsti nell'offerta), ed è aggiornata in ciascuna bolletta;
- la revisione del criterio di determinazione del consumo annuo sostenuto per tutti i clienti finali;
- la definizione dell'obbligo per i venditori del mercato libero di dare evidenza distinta delle voci di spesa "oneri di sistema" e "trasporto e gestione del contatore", in analogia con quanto già disposto per i regimi di tutela, anche al fine di aumentare la trasparenza e l'omogeneità nell'esposizione delle voci di spesa stesse.

Con riferimento al primo sottoinsieme di misure definite dall'Autorità previste in attuazione al decreto legislativo n. 210/2021, a seguito del secondo incontro del Tavolo tecnico con le associazioni rappresentative dei consumatori domestici, delle piccole e medie imprese e delle associazioni rappresentative degli operatori in merito alle ipotesi di modifica della regolazione della Bolletta 2.0, istituito dall'Autorità con la delibera 8 giugno 2022, 242/2022/R/com, e organizzato in data 30 marzo 2022, con la medesima delibera 209/2022/R/com l'Autorità ha altresì disposto l'indicazione nella bolletta sintetica dei seguenti elementi:

- l'eventuale scadenza del contratto o l'indicazione che lo stesso sia a tempo indeterminato;
- almeno una delle modalità di attivazione del Servizio conciliazione dell'Autorità e di eventuali altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, ai quali il venditore medesimo si impegna a partecipare per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione da parte del cliente finale e la cui procedura sia gratuita;
- il link all'apposita pagina creata dall'Autorità presso il proprio sito internet, www.arera.it/consumatori, tramite il quale il cliente finale potrà accedere in maniera congiunta ai tre servizi sviluppati a suo vantaggio: il Portale Offerte, per avere informazioni sulla possibilità di ottenere vantaggi tramite passaggio ad altro fornitore e per conoscere strumenti di confronto dei prezzi; lo Sportello per il consumatore energia e ambiente, per ottenere informazioni sulla risoluzione delle controversie e sulla pubblicazione delle offerte vigenti sul mercato di ven-

dita al dettaglio di energia elettrica e gas; infine, il Portale Consumi, per i confronti, sotto forma di grafico, tra il consumo attuale di energia elettrica del cliente finale con il consumo del cliente finale nello stesso periodo dell'anno precedente, nonché per l'accesso alle informazioni complementari sui consumi storici. L'intervento è stato studiato per razionalizzare e minimizzare le informazioni ulteriori derivanti dall'applicazione del decreto legislativo n. 21/2021.

Con la delibera 29 novembre, 637/2022/R/com, facendo seguito al documento per la consultazione 23 settembre 2022, 441/2022/R/com, l'Autorità ha inoltre disposto l'ulteriore revisione della regolazione della Bolletta 2.0 finalizzata ad aumentare ulteriormente la trasparenza delle bollette dei clienti finali dell'energia elettrica, incrementare la reperibilità del documento Elementi di dettaglio (ED) e definire nuove misure volte alla razionalizzazione e sistematizzazione delle comunicazioni dell'Autorità. Nello specifico, con l'intervento in parola l'Autorità ha disposto:

- la revisione della regolazione in tema di messa a disposizione degli ED ai clienti finali volta ad ampliare la reperibilità degli ED attraverso l'obbligo di messa a disposizione di questi ultimi in formato digitale per tutti i clienti finali mediante un canale digitale individuato dal venditore, a integrazione delle modalità definite dalla vigente regolazione. Come misura complementare, l'Autorità ha previsto, inoltre, un apposito messaggio informativo da inserire all'interno della bolletta sintetica allo scopo di rendere il cliente finale edotto circa le modalità di messa a disposizione degli ED;
- in ragione dell'importanza che riveste la Guida alla lettura, l'inserimento di un messaggio informativo che illustra le modalità per prendere visione della Guida all'interno della bolletta sintetica;
- l'introduzione dell'obbligo di riportare negli ED gli importi fatturati a copertura degli oneri generali di sistema (di seguito anche: OGdS) disaggregati nelle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} in coerenza con la struttura tariffaria definita per ciascuna delle tipologie di contratto definite ai sensi della delibera 28 giugno 2017, 481/2017/R/com. In particolare, gli ED, oltre a riportare l'indicazione dei prezzi unitari e le quantità cui sono applicati relativamente all'importo complessivo, dovranno riportare anche la disaggregazione di tali importi, nelle singole componenti tariffarie a copertura degli OGdS relativamente al settore dell'energia elettrica, che saranno indicate negli ED come "componente A_{SOS} a copertura dei costi per il sostegno delle fonti rinnovabili e da cogenerazione" e "componente A_{RIM} a copertura di altri oneri relativi ad attività di interesse generale";
- l'introduzione di criteri che permettano una maggiore sistematizzazione delle comunicazioni dell'Autorità. In particolare, ha previsto l'obbligo in capo al venditore di predisporre all'interno della bolletta sintetica un apposito "spazio riservato alle comunicazioni dell'Autorità di regolazione energia reti e ambiente" in cui saranno ricomprese esclusivamente le comunicazioni definite dall'Autorità. Al fine di agevolare l'attività degli esercenti e dei venditori nell'includere comunicazioni sempre aggiornate, utili e rilevanti in ciascuna bolletta per tutti i clienti finali, queste comunicazioni saranno, inoltre, riportate nell'apposito registro reso pubblico mediante il sito della medesima Autorità;
- l'adeguamento della regolazione della Bolletta 2.0 in tema di lettura ricondotta. Al fine di rendere univocamente noto al cliente finale l'eventuale utilizzo della lettura ricondotta, l'Autorità ha, dunque, introdotto la definizione di lettura ricondotta nella regolazione della Bolletta 2.0, nonché nel Glossario, anche al fine di prevedere che queste tipologie di letture possano concorrere, insieme alle letture rilevate e alle autoletture, alla formazione dei consumi effettivi.

Queste previsioni sono applicabili per tutti i clienti finali non oltre la prima bolletta emessa successivamente alla data del 1° aprile 2023, a eccezione delle previsioni in tema di sistematizzazione delle comunicazioni dell'Autorità e di lettura ricondotta applicabili dal 1° luglio 2023.

L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio del gas

I clienti finali connessi alle reti di distribuzione locale di gas o alle reti di trasporto usufruiscono di una copertura assicurativa contro i rischi (infortuni, incendio e responsabilità civile verso terzi) derivanti dall'uso del gas a valle del punto di riconsegna (PdR)¹². L'assicurazione è disciplinata dal 2004 dall'Autorità, che ne ha affidato la gestione, in qualità di contraente per conto dei clienti finali assicurati, al Comitato italiano gas (CIG). Nel corso del 2022 ha operato, per il secondo anno, la settima polizza assicurativa, relativa al quadriennio 2021-2024, disciplinata dalla delibera 19 maggio 2020, 167/2020/R/gas. Le prime quattro polizze, che hanno coperto il periodo ottobre 2004-dicembre 2013, si ritengono cessate, poiché risultano ormai prescritti i diritti di eventuali danneggiati che non abbiano sottoposto in tempo utile richiesta di risarcimento o indennizzo. Per le prime tre polizze (periodo ottobre 2004-settembre 2010) risulta, inoltre, azzerato il numero di pratiche ancora aperte (e, di conseguenza, il valore delle relative provviste di riserva), mentre, per la quarta polizza, rimane aperta la sola gestione di cinque pratiche con provvista di riserva non ancora chiuse in via definitiva.

Dal 1° ottobre 2004, data di attivazione della prima polizza assicurativa, al 31 dicembre 2022, sono state ricevute 961 denunce di sinistro (di cui 33 coperte dalla settima polizza), relative a 628 diversi sinistri (20 coperti dalla settima polizza), che hanno comportato complessivamente l'apertura di 2.091 pratiche di indennizzo/risarcimento (80 coperte dalla settima polizza). Nello stesso periodo, risultano effettuati pagamenti, da parte delle imprese assicuratrici, per 56,1 milioni di euro, di cui 54,8 milioni per 699 pratiche chiuse con pagamenti e la restante quota, pari a circa 1,3 milioni, per pratiche ancora aperte. Al 31 dicembre 2022 risultano poste complessivamente a riserva provviste per circa 9 milioni di euro, a fronte di 238 pratiche ancora aperte con provvista di riserva, mentre risultano 1.154 pratiche chiuse senza pagamenti o in *stand by* senza provviste di riserva.

Per quanto riguarda il 2022, sono state aperte in corso d'anno 68 pratiche di indennizzo/risarcimento, delle quali 45 con provvista di riserva, mentre risultano 10 pratiche chiuse in corso d'anno con pagamenti. Con riferimento all'insieme delle pratiche gestite, nel corso del 2022 sono stati pagati importi per oltre 2,1 milioni di euro, e il saldo netto delle riserve ha registrato una riduzione pari a circa 2,3 milioni di euro.

Considerando la sola settima polizza, al 31 dicembre 2022 l'esposizione complessiva era pari a 4 milioni di euro, di cui 910.000 euro per pagamenti e la restante parte per riserve, e risultava generata per il 52% dalla sezione infortuni, per il 28% dalla sezione responsabilità civile e per il restante 20% dalla sezione incendio.

I costi dell'assicurazione sono coperti mediante un apposito corrispettivo, applicato in bolletta una volta all'anno ai titolari di punti di riconsegna assicurati. Per l'anno 2022 il corrispettivo non ha subito variazioni rispetto al valore degli anni precedenti, pari a 45 c€/anno per punto di riconsegna assicurato; tale valore potrà essere aggiornato dall'Autorità con cadenza annuale, in relazione alle disponibilità del Conto assicurazione gestito dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e alle relative esigenze di gettito.

¹² L'assicurazione copre tutti i PdR relativi alle utenze domestiche e ai condomini con uso domestico, come definiti dal Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), e i PdR relativi ad attività di servizio pubblico e a utenze per usi diversi, come definiti dal medesimo TIVG, dotati di misuratori di classe non superiore a G25. Sono esclusi i PdR di gas naturale con utilizzo del gas per autotrazione.

Elenco dei venditori di energia elettrica

Come dettagliato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, con la delibera 16 novembre 2017, 762/2017/II/eel, l'Autorità ha approvato la propria proposta al Ministro dello sviluppo economico in merito ai criteri, alle modalità e ai requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione all'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali, come previsto dall'art. 1, comma 80, della legge n. 124/2017 (di seguito: legge concorrenza).

Nel periodo in esame, tenendo conto della proposta dell'Autorità e di alcune modifiche normative nel frattempo intervenute, con il decreto del Ministro della transizione ecologica (che ha nel frattempo assorbito le competenze in materia in precedenza delegate al Ministro dello sviluppo economico) 25 agosto 2022, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana il 2 novembre 2022, è stato adottato il "Regolamento recante criteri, modalità e requisiti per l'iscrizione nell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica" (di seguito: Regolamento). Più in particolare, il Regolamento prevede, tra l'altro:

- che *"l'iscrizione e la permanenza nell'Elenco venditori costituiscono titolo abilitativo per lo svolgimento delle attività di vendita nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica per le imprese che siano dirette controparti commerciali dei clienti finali nell'ambito dei contratti di fornitura di energia elettrica"* (art. 2, comma 3);
- *"le condizioni, i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione, la permanenza e l'esclusione dei soggetti iscritti nell'Elenco venditori"* e ha disciplinato *"il procedimento per l'esclusione degli iscritti dal medesimo Elenco venditori"* (art. 2, comma 2);
- le modalità per l'iscrizione all'Elenco (art. 6) nonché la permanenza (art. 7) e l'esclusione (art. 8) delle imprese.

Per quanto riguarda le disposizioni di prima attuazione, il Regolamento ha altresì previsto che *"le imprese di vendita che alla data di entrata in vigore del [...] regolamento risultano accreditate in qualità di controparti commerciali dei clienti finali nel SII sono provvisoriamente iscritte nell'Elenco venditori"* e che *"con provvedimento dell'Autorità, da adottare entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore [...] siano] definite le procedure per assicurare il flusso delle informazioni da parte del Gestore del SII ai fini dell'iscrizione provvisoria nell'Elenco venditori"*.

A tale fine, con la delibera 15 novembre 2022, 585/2022/R/eel, l'Autorità ha definito le disposizioni finalizzate a consentire il primo popolamento dell'Elenco e l'iscrizione provvisoria delle imprese di vendita dell'energia elettrica che sono risultate accreditate in qualità di controparti commerciali nel SII alla data del 17 novembre 2022, corrispondente alla data di entrata in vigore del regolamento, richiedendo al Gestore del SII la trasmissione al Ministero della transizione ecologica delle informazioni presenti nell'RCU necessarie all'identificazione. Alle imprese iscritte provvisoriamente all'elenco è successivamente richiesto l'onere di attestare il rispetto dei requisiti previsti dal Regolamento, entro i termini previsti dallo stesso.

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Morosità e disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario, inizialmente introdotta per il settore elettrico con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, e successivamente sostituita dal Testo integrato del sistema indennitario (TISIND, di seguito: disciplina a regime del sistema indennitario), allegato approvato con la delibera 3 agosto 2017, 593/2017/R/com, in vigore per entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, persegue la finalità di garantire, all'esercente la vendita uscente, un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi quattro mesi precedenti alla data di *switching* del cliente finale moroso (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale 2015*). Tale indennizzo, pari – al massimo – alla stima della spesa di quattro mesi di erogazione della fornitura, è posto a carico del cliente finale moroso attraverso l'applicazione di un corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione, il corrispettivo C^{MOR}. Ai sensi della delibera 26 luglio 2018, 406/2018/R/com, la suddetta disciplina a regime del sistema indennitario, basata sulla piena implementazione dei relativi processi all'interno del SII, è entrata in vigore a partire dal 1° dicembre 2018, con riferimento al settore elettrico, e a partire dal 1° giugno 2019, con riferimento al settore del gas naturale.

Nel settore elettrico, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel luglio 2011 fino a dicembre 2022, gli esercenti la vendita uscenti hanno correttamente emesso oltre 1,7 milioni di richieste di indennizzo per corrispettivi C^{MOR} totali di 578,8 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 750,2 milioni di euro. Nel settore del gas, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel giugno 2019 fino a dicembre 2022, gli esercenti la vendita uscenti hanno correttamente emesso più di 391.000 richieste di indennizzo per corrispettivi C^{MOR} totali di 113,9 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 137,3 milioni di euro. Nel corso del 2022 gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi per 12,9 milioni di euro in media al mese nel settore elettrico e per 4,2 milioni di euro in media al mese nel settore del gas.

Nonostante il lungo periodo intercorso tra la data di *switching* e l'applicazione del corrispettivo C^{MOR} da parte dell'esercente la vendita entrante al cliente finale inadempiente (periodo compreso tra i 7 e i 19 mesi, durante i quali gli esercenti la vendita uscenti avrebbero dovuto incassare i propri crediti dai clienti finali tramite i canali standard di riscossione), dall'entrata in vigore del sistema indennitario gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre gli oneri del mancato pagamento, relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo, del 77% nel settore elettrico e dell'83% nel settore del gas.

Le attività di monitoraggio hanno anche avuto a oggetto il comportamento dei clienti che utilizzano ripetutamente lo *switching*, al fine di non pagare le fatture relative agli ultimi mesi della fornitura. I risultati di tali analisi sono evidenziati nella tavola e nel grafico seguenti.

TAV. 9.4 Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo

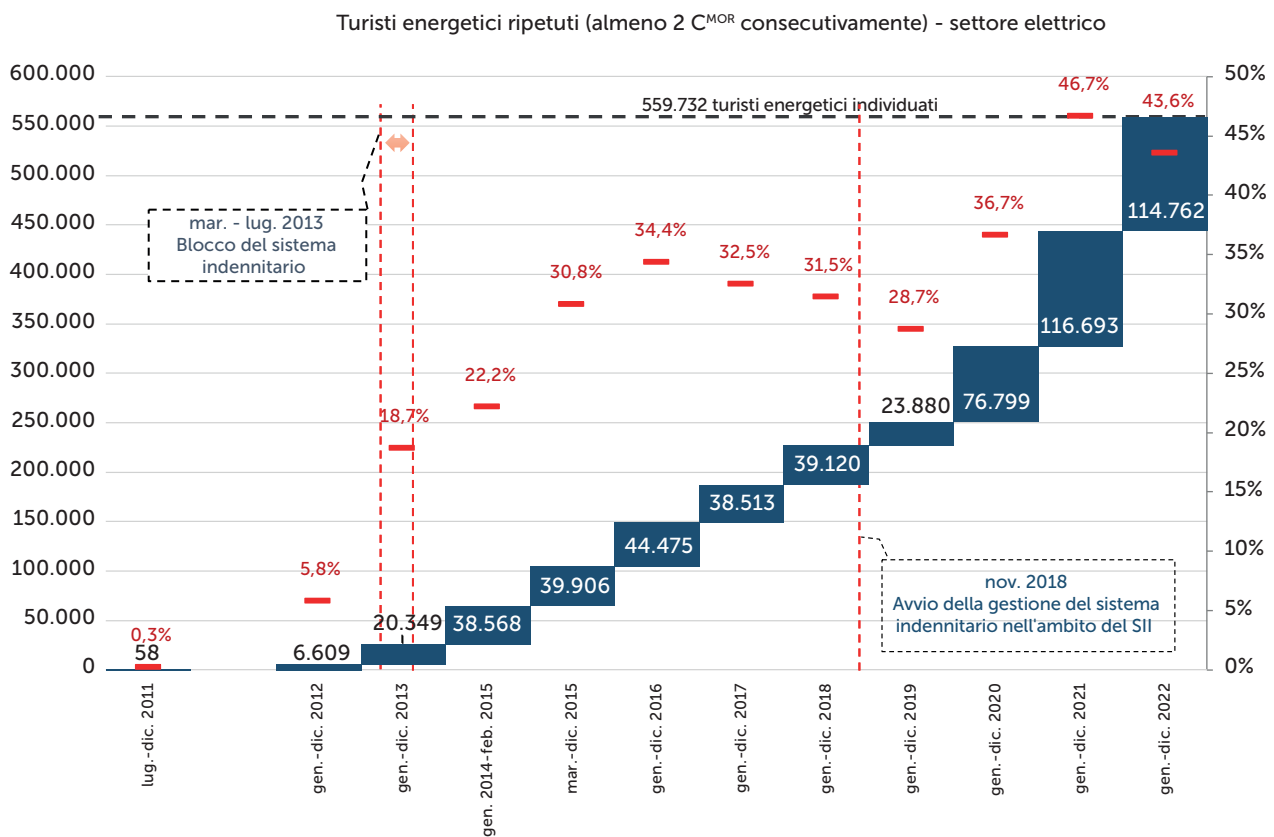
SETTORE ELETTRICO	LUG. - DIC. 2011 ^(B)	GEN. - DIC. 2012 ^(B)	GEN. - DIC. 2013 ^{(B) (C)}	GEN. 2014 - FEB. 2015 ^(B)	MAR. - DIC. 2015	GEN. - DIC. 2016	GEN. - DIC. 2017	GEN. - DIC. 2018 ^(D)	GEN. - DIC. 2019	GEN. - DIC. 2020	GEN. - DIC. 2021	GEN. - DIC. 2022
Nel periodo analizzato	0,3%	5,8%	18,7% ^(A)	22,2%	30,8%	34,4%	32,5%	31,5%	28,7%	36,7%	46,7%	43,6%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%	22,1%	23,7%	24,7%	25,1%	27,1%	30,4%	32,4%

SETTORE DEL GAS	GIU. - DIC. 2019 ^(E)	GEN. - DIC. 2020	GEN. - DIC. 2021	GEN. - DIC. 2022
Nel periodo analizzato	3,6%	29,0%	39,6%	39,1%
Cumulate	3,6%	19,3%	27,9%	31,2%

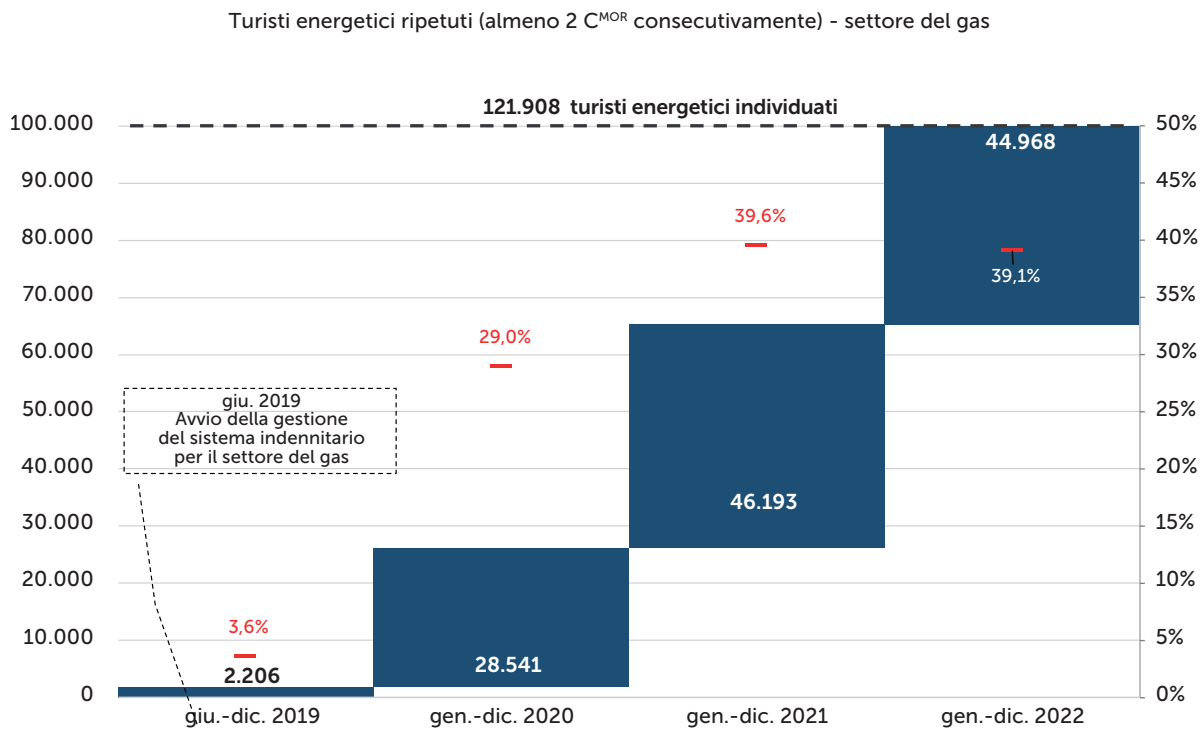
- (A) Dati nel periodo marzo-dicembre 2013 al netto delle richieste di indennizzo relative a punti di prelievo il cui titolare ha effettuato una voltura in seguito alla prima richiesta di indennizzo in modo da non essere più rintracciato. Fenomeno invece incluso negli altri trimestri. Tale differenza, tuttavia, non incide l'andamento della serie storica in quanto ha un peso poco rilevante rispetto al totale delle richieste di indennizzo del trimestre (la cui media dei mesi precedenti è pari allo 0,1%).
- (B) Dati al lordo delle richieste di indennizzo in seguito annullate, per errore, a febbraio 2015. Tale fenomeno, tuttavia, non incide l'andamento della serie storica in quanto del tutto trascurabile rispetto al totale delle richieste di indennizzo.
- (C) Sistema non operativo nel periodo marzo-luglio 2013.
- (D) A novembre 2018 è stata avviata la gestione del sistema indennitario nell'ambito del SII ai sensi della delibera 406/2018/R/com.
- (E) Il sistema indennitario entra in operatività nel settore del gas a partire da giugno 2019.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 9.3 Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 9.4 Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore del gas

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

L'analisi degli indennizzi riconosciuti mostra come, tra gennaio e dicembre 2022, le richieste di indennizzo relative a clienti finali che già ne avevano ricevute rappresentino nel settore elettrico il 43,6%, dei nuovi indennizzi riconosciuti nello stesso periodo: il valore più alto dall'entrata in operatività del Sistema indennitario. Nel settore del gas, tale percentuale, per il periodo gennaio-dicembre 2022, è pari al 39,1%.

Il gestore del SII, su richiesta e in coordinamento con l'Autorità, continua a realizzare delle attività periodiche di verifica e controllo, sia a tappeto sia a campione, volte a monitorare costantemente il corretto funzionamento del sistema, a verificare la corretta applicazione della relativa disciplina e a individuare aree di miglioramento del suo funzionamento.

Meccanismi di riconoscimento degli oneri generali di sistema e possibili evoluzioni delle modalità di riscossione

Le tipiche modalità di riscossione degli oneri generali di sistema (OGdS, da qui in poi) prevedono che questi siano fatturati dalle imprese distributrici agli utenti del trasporto come maggiorazioni dei corrispettivi per il servizio di trasporto; a loro volta i venditori fatturano i medesimi OGdS ai clienti finali e questi ultimi li pagano ai venditori. I venditori, indipendentemente dall'ammontare incassato dai clienti finali, sono tenuti a versare ai distributori il totale degli OGdS che gli stessi distributori hanno loro fatturato, potendo poi partecipare a uno specifico meccanismo di riconoscimento degli OGdS versati ma non riscossi dai clienti finali; le imprese distributrici sono a loro volta tenute a versare alla CSEA l'ammontare totale degli OGdS fatturati ai venditori, indipendentemente

dall'ammontare che incassano da questi, potendo poi partecipare a uno specifico meccanismo di reintegro degli OGdS versati ma non riscossi dai venditori.

L'art. 33-ter del decreto legge 31 maggio 2021, n. 77, convertito in legge 29 luglio 2021, n. 108, ha previsto che: *"1. Su proposta dell'Autorità, con decreto dei Ministri dell'economia e delle finanze e della transizione ecologica, sono rideterminate le modalità di riscossione degli oneri generali di sistema, prevedendo che, anche avvalendosi di un soggetto terzo che possieda caratteristiche di terzietà e indipendenza, le partite finanziarie relative agli oneri possano essere destinate alla CSEA senza entrare nella disponibilità dei venditori. 2. L'attuazione delle previsioni si provvede senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica"*.

L'Autorità, al fine di addivenire a una soluzione condivisa, ha convocato un incontro a cui hanno partecipato le associazioni rappresentative degli operatori, dei clienti finali domestici e delle imprese, nonché Acquirente unico e CSEA.

Successivamente, anche in considerazione delle osservazioni pervenute in esito all'incontro, l'Autorità ha formulato con la delibera 17 maggio 2022, 216/2022/R/eel, la proposta ai Ministri dell'economia e delle finanze e della transizione ecologica, per la rideterminazione delle modalità di riscossione degli oneri generali di sistema.

La proposta dell'Autorità prevede che l'impresa distributrice non fatturi più gli OGdS nelle fatture di trasporto ma si limiti in una prima fase a calcolare l'importo dovuto a copertura degli OGdS di pertinenza per ciascun punto di prelievo dandone comunicazione al venditore e ad Acquirente unico. A regime il calcolo degli OGdS e la successiva comunicazione ai venditori sarà invece effettuata direttamente da Acquirente unico. Il venditore rimane quindi l'unico soggetto a fatturare gli OGdS. Affinché gli OGdS non rientrino nelle disponibilità del venditore, nonostante sia quest'ultimo a fatturarli, è necessario che i venditori individuino e adottino specifici sistemi di pagamento che consentano, a fronte di un unico pagamento da parte del cliente finale, di suddividere l'importo tra quota OGdS e quota fornitura e destinando le quote rispettivamente alla CSEA e al venditore, in qualità di rispettivi beneficiari.

Con tale proposta l'Autorità ha perseguito i seguenti obiettivi:

- garantire l'effettività e tempestività del gettito degli OGdS;
- confermare le attuali modalità di gestione del rapporto con il cliente finale che vede nel venditore l'unico soggetto con cui si deve interfacciare, limitando quindi la revisione dei rapporti e degli accordi già in essere tra il cliente finale e il venditore con specifico riferimento alle modalità di pagamento della bolletta messe a disposizione al cliente finale dal venditore;
- garantire la possibilità al cliente della scelta tra una pluralità di strumenti e di canali di pagamento;
- mantenere in capo ai venditori il compito di perseguire il credito, anche con riferimento alla quota relativa agli OGdS, in caso di inadempimento nei pagamenti da parte del cliente finale.

Riconoscimento alle imprese distributrici degli oneri generali versati e non riscossi dagli utenti del trasporto

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 3 marzo 2017, 109/2017/R/eel, di ottemperanza alle sentenze del TAR Lombardia nn. 237, 238, 243 e 244 del 2017 in tema di garanzie per l'esazione degli OGdS, come

riportato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, l'Autorità ha in primo luogo istituito, con la delibera 1° febbraio 2018, 50/2018/R/eel, un meccanismo volto alla reintegrazione alle imprese distributrici dei crediti relativi agli OGdS non riscossi dagli utenti del servizio di trasporto e successivamente, con la delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, ha delineato i principi per un intervento regolatorio in tema di reintegro anche dei crediti non riscossi dalle imprese distributrici in relazione al mancato incasso degli oneri di rete (di seguito anche: OdR) da affiancarsi al meccanismo di cui alla delibera 50/2018/R/eel. Tale intervento ha quindi trovato concretizzazione nella delibera 17 novembre 2020, 461/2020/R/eel, con cui sono state definite le modalità di funzionamento del meccanismo volto al reintegro alle imprese distributrici degli OdR non riscossi tra il 2016 e il 2019, rinviando a un successivo provvedimento la definizione di una procedura a regime, in modo da favorire un coordinamento operativo con le disposizioni della delibera 50/2018/R/eel.

Con il documento per la consultazione 14 settembre 2021, 380/2021/R/eel, l'Autorità ha quindi illustrato i propri orientamenti in merito all'introduzione di un tale apposito meccanismo che coordinasse la reintegrazione alle imprese distributrici di energia elettrica dei crediti non riscossi e altrimenti non recuperabili per oneri generali di sistema e per oneri di rete.

In esito a tale consultazione, con la delibera 22 marzo 2022, 119/2022/R/eel, l'Autorità ha quindi introdotto tale meccanismo di regime, per sostituire sia quello di cui alla delibera 50/2018/R/eel per il riconoscimento dei crediti non riscossi inerenti agli oneri generali di sistema, sia quello provvisorio della delibera 461/2020/R/eel, e dare piena attuazione alla delibera 568/2019/R/eel per il riconoscimento dei crediti inerenti agli oneri di rete. Grazie a una gestione unitaria del reintegro degli OGdS e degli OdR è possibile massimizzare l'efficienza complessiva, armonizzando e sistematizzando i processi di computo da parte delle imprese distributrici e minimizzando l'onere gestionale delle stesse imprese distributrici e della CSEA, soggetto incaricato della gestione del meccanismo. Il meccanismo, la cui partecipazione è facoltativa, è organizzato in sessioni annuali ed è quindi volto al riconoscimento di un'adeguata compensazione degli OGdS già versati alla CSEA e al GSE e dei crediti afferenti ai servizi di rete rispetto all'eventuale mancato incasso da parte delle imprese distributrici presso gli utenti del trasporto inadempienti, incentivando al contempo l'efficiente gestione del credito da parte delle medesime imprese distributrici.

Sono oggetto del meccanismo i soli crediti non recuperabili relativi a contratti di trasporto risolti per inadempimento da almeno 6 mesi e a fatture scadute da almeno dodici mesi al 31 dicembre precedente alla presentazione dell'istanza. Con riferimento ai crediti per OdR, in quanto parte del rischio d'impresa caratteristico dell'attività di distribuzione, l'Autorità ha inoltre previsto che possa essere recuperata quella parte di crediti che supera una soglia dimensionale parametrata al ricavo ammesso e con l'applicazione di una franchigia del 10%.

Infine, in coerenza con le finalità generali del meccanismo, l'Autorità ha posto in essere misure volte a incentivare la conclusione di accordi transattivi, di ristrutturazione del debito e di cessione del credito efficienti, prevedendo che la quota del credito rinunciata nell'ambito di tali accordi possa essere oggetto di reintegro, in percentuale tanto maggiore quanto più alta è la quota di crediti recuperati e senza che sia applicata la franchigia del 10% alla quota parte rinunciata afferente agli OdR.

Aggiornamenti del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica

L'Autorità, con la delibera 7 luglio 2020, 261/2020/R/eel, ha dato mandato al Direttore della Direzione Mercati *Retail* e Tutele dei Consumatori di Energia di valutare l'opportunità di introdurre con proprie determinazioni l'obbligo in capo alle imprese distributrici di mettere a disposizione mensilmente a ciascun utente del trasporto un documento recante l'elenco delle fatture di trasporto emesse e la relativa data di scadenza dei termini di pagamento. Anche in considerazione del decreto del Ministro della transizione ecologica 5 maggio 2022, poi riadottato con decreto del Ministro della transizione ecologica 22 agosto 2022 che individua tra i requisiti necessari ai fini dell'ammissione e della permanenza nell'Elenco venditori elettricità, tra gli altri, un indicatore relativo alla puntualità dei pagamenti da parte delle imprese di vendita nei confronti delle imprese distributrici, il Direttore della Direzione Mercati *Retail* e Tutele dei Consumatori di Energia ha stabilito, con la determina 8 agosto 2022, 5/2022-DMRT, che le imprese distributrici siano obbligate a mettere a disposizione di ciascun utente del trasporto, con cadenza almeno mensile ed entro il termine di ogni mese, un documento recante l'elenco delle fatture di trasporto emesse nel mese corredato di tutte le informazioni necessarie. Tale intervento si è reso necessario al fine di ridurre le cause che potrebbero dar luogo a involontari ritardi di pagamento da parte degli utenti del trasporto.

Attuazione delle misure correlate al credito d'imposta per l'energia elettrica e il gas naturale

In considerazione del livello della spesa energetica, nel corso del 2022 sono intervenute molteplici disposizioni normative che hanno introdotto la possibilità per le imprese di usufruire di un credito d'imposta, al verificarsi di determinate condizioni, parametrato rispetto all'aumento del costo della spesa energetica rispetto al medesimo periodo dell'anno 2019.

In particolare:

- il decreto legge 21 marzo 2022, n. 21 (di seguito decreto legge n. 21/2022) ha introdotto disposizioni relative al credito d'imposta con riferimento al prezzo pagato dalle imprese nel secondo trimestre 2022 per parte della fornitura di energia elettrica e gas naturale. Con riferimento a detto periodo, il credito d'imposta era usufruibile, relativamente alla fornitura di energia elettrica, per le imprese dotate di contatori di energia elettrica di potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW diverse dalle imprese a forte consumo di energia elettrica e, relativamente alla fornitura di gas naturale, per le imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale e per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici. Condizione di accesso al credito d'imposta, relativamente alla fornitura di energia, era che il prezzo medio della componente energetica del primo trimestre 2022 pagata dall'impresa avesse subito un incremento del costo per kWh superiore al 30% rispetto al prezzo medio del primo trimestre 2019 mentre, per il gas naturale, la condizione di accesso risultava già verificata nei fatti per tutte le imprese;
- il decreto legge 9 agosto 2022, n. 115 (DL Aiuti-*bis*) ha introdotto, tra le altre, disposizioni relative al credito d'imposta con riferimento al terzo trimestre del 2022 del medesimo tenore di quelle disposte dal decreto

legge n. 21/2022. Anche per il terzo trimestre 2022, il credito d'imposta era usufruibile, relativamente alla fornitura di energia elettrica, per le imprese con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW diverse dalle imprese a forte consumo di energia elettrica e, relativamente alla fornitura di gas naturale, per le imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale e per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici. Condizione di accesso al credito d'imposta, relativamente alla fornitura di energia, era che il prezzo medio della componente energetica del secondo trimestre 2022 pagata dall'impresa avesse subito un incremento del costo per kWh superiore al 30% rispetto al prezzo medio del secondo trimestre 2019 mentre, per il gas naturale, la condizione di accesso risultava già verificata nei fatti per tutte le imprese;

- il decreto legge 23 settembre 2022, n. 144 (DL Aiuti-*ter*) ha introdotto, tra le altre, disposizioni relative al credito d'imposta con riferimento ai mesi di ottobre e novembre 2022, ma con specifiche peculiarità relativamente alla fornitura di energia elettrica rispetto alle disposizioni di cui al decreto legge n. 21/2022 e di cui al DL Aiuti-*bis*; il decreto legge 18 novembre 2022, n. 176 (DL Aiuti-*quater*) ha introdotto disposizioni analoghe a quelle del DL Aiuti-*ter*, estendendole con riferimento al mese di dicembre 2022. Per i mesi di ottobre, novembre e dicembre 2022, il credito d'imposta era usufruibile, relativamente alla fornitura di energia elettrica, per le imprese con potenza disponibile pari o superiore a 4,5 kW diverse dalle imprese a forte consumo di energia elettrica e, relativamente alla fornitura di gas naturale, per le imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale e per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici. Condizione di accesso al credito d'imposta, relativamente alla fornitura di energia, era che il prezzo medio della componente energetica del secondo trimestre 2022 pagata dall'impresa avesse subito un incremento del costo per kWh superiore al 30% rispetto al prezzo medio del secondo trimestre 2019 mentre, per il gas naturale, la condizione di accesso risultava già verificata nei fatti per tutte le imprese.

Inoltre, il decreto legge 17 maggio 2022, n. 50 (DL Aiuti), il DL Aiuti-*bis*, il DL Aiuti-*ter* e il DL Aiuti-*quater* hanno disposto che l'Autorità, entro dieci giorni dalla data di entrata in vigore delle relative leggi di conversione, definisse il contenuto della comunicazione, riportante il calcolo dell'incremento di costo della componente energetica e l'ammontare del credito d'imposta per i periodi previsti dalle disposizioni normative, che il venditore deve inviare su richiesta del cliente finale. Inoltre, le medesime norme di legge hanno disposto che l'Autorità definisse le sanzioni in caso di mancata ottemperanza alla comunicazione da parte del venditore.

Con le delibere 373/2022/R/com, 474/2022/R/com e 669/2022/R/com, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni previste nel DL Aiuti, nel DL Aiuti-*bis*, nel DL Aiuti-*ter* e nel DL Aiuti-*quater* sulle comunicazioni il cui obbligo è stato posto in capo ai venditori in tema di credito d'imposta definendo:

- gli elementi minimi della comunicazione che il venditore di energia elettrica e il venditore di gas naturale sono tenuti a inviare al cliente richiedente in tema di credito d'imposta;
- che le comunicazioni tra venditori e imprese avvengano per il tramite di posta elettronica certificata ovvero con altre modalità con caratteristica di tracciabilità individuate dal venditore;
- le sanzioni applicabili nei casi di inottemperanza agli obblighi di comunicazione fissando il limite edittale massimo delle sanzioni nel 2% del fatturato realizzato dal venditore nell'ultimo esercizio chiuso prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio o, in mancanza, dell'ultimo fatturato disponibile, nonché la possibilità di svolgere visite ispettive al fine di verificare il livello di inottemperanza.

Primi orientamenti in merito alla riforma del processo di cambio fornitore in 24 ore nel settore elettrico

Processo di cambio fornitore nel settore elettrico

Il “*Clean Energy Package*” ha posto il consumatore di energia al centro del mercato, tra le altre cose, rafforzando il suo diritto di esercizio della libera scelta del fornitore, con un deciso accorciamento dei tempi di *switching* al fine di permettergli di cogliere le opportunità di offerte commerciali più vantaggiose presenti sul mercato. In Italia, il decreto legislativo n. 210/2021 ha recepito nell’ordinamento nazionale la direttiva europea 244/2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica, declinando all’art. 7 il diritto per i clienti finali a cambiare fornitore.

Garantire il funzionamento efficiente del mercato è un obiettivo primario dell’Autorità e in tale ambito si inseriscono i primi orientamenti delineati nel documento per la consultazione 705/2022/R/eel, che perseguono l’obiettivo OS23 del Quadro Strategico 2022-2025 adottato dall’Autorità, per la promozione di un funzionamento efficiente e partecipato dei mercati *retail*, attraverso la riduzione delle tempistiche di cambio fornitore.

In particolare, nel documento per la consultazione 705/2022/R/eel, a seguito di una breve disamina delle caratteristiche rilevanti delle attuali modalità di gestione del processo di cambio fornitore e del servizio di *pre-check* a esso finalizzato, sono illustrati i primi orientamenti dell’Autorità in relazione agli aspetti di innovazione che si intendono apportare al processo di *switching*, con la finalità di adeguarlo al contesto evoluto del mercato *retail* dell’energia e al fine di assicurare il raggiungimento dell’obiettivo di eseguire il processo di cambio fornitore in “24 ore”, al più tardi a far data dal 1° gennaio 2026, come previsto dal decreto legislativo n. 210/2021.

Raccolta e messa a disposizione della misura nel settore del gas naturale

Come riportato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, nell’ambito del procedimento avviato con la delibera 23 ottobre 2018, 529/2018/R/gas, per l’adozione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas, sono state progressivamente trattate varie tematiche, affrontate mediante più documenti per la consultazione e incontri tecnici con gli operatori.

Con particolare riferimento agli *smart meter* gas (dei quali, con la delibera 7 dicembre 2013, 631/2013/R/gas, erano state da tempo definite le direttive per la messa in servizio e i requisiti funzionali minimi tra cui la telelettura e la telegestione), con il documento per la consultazione 22 giugno 2021, 263/2021/R/gas, l’Autorità ha inteso, da ultimo, condividere i propri orientamenti in merito alla valutazione degli interventi riferiti alle regole relative al servizio di misura (messa in servizio, frequenza di raccolta e granularità temporale dei dati di misura, frequenza di messa a disposizione agli operatori) e al sistema degli indennizzi nei confronti dei clienti finali e dei venditori.

Nel periodo in esame, in esito alla consultazione di cui sopra, con la delibera 21 giugno 2022, 269/2022/R/gas, l’Autorità ha quindi ridefinito gli *output* attesi e le *performance* del servizio di misura erogato per mezzo di *smart meter* nel settore del gas naturale, al fine di definire una regolazione specifica volta ad aumentare significativamente la disponibilità di dati effettivi di consumo in tempi precisi e rilevanti, sia a favore del cliente finale sia del sistema, portando a compimento gli intendimenti per cui era stato deciso il *roll-out* della tecnologia *smart* anche per il settore del gas naturale.

Più in particolare, tra le altre disposizioni, è stato previsto, per gli *smart meter*:

- la messa in servizio entro 90 giorni dall’installazione, termine dopo il quale non è più possibile riferirsi alla regolazione, meno prestazionale, prevista per i misuratori tradizionali;
- la raccolta mensile della misura di fine mese con dettaglio giornaliero, ritenuta essenziale per lo svolgersi dei processi di sistema, di fatturazione e di relazione con il cliente finale;
- la possibilità, per i soli *smart meter* di classe G4/G6, in subordine e in particolare nel caso di indisponibilità del dato di fine mese, di raccogliere la misura dei primi tre giorni del mese successivo (anziché quella di fine mese), senza dettaglio giornaliero;
- la messa a disposizione al SII entro il settimo giorno del mese dei dati di misura raccolti;
- la convergenza con il settore elettrico per quanto riguarda la fatturazione al cliente finale, uniformandone la frequenza, tenendo conto della disponibilità mensile delle letture per tutti gli *smart meter* e superando la distinzione derivante dalla tipologia di misuratore installato;
- il riconoscimento di un indennizzo al cliente finale per reiterata mancata disponibilità della misura effettiva di fine mese (o dei primi tre giorni del mese successivo) per gli *smart meter* con consumi annui fino a 5.000 Smc pari a dieci euro. L’indennizzo è erogato nel caso in cui tale mancata disponibilità della misura sia riscontrata per tre o sei mesi consecutivi, rispettivamente per punti con consumo annuo tra 500 e 5.000 Smc o inferiore a 500 Smc;
- al fine di tenere conto delle difficoltà nel perseguire gli obiettivi di raccolta della misura, il riconoscimento alle imprese di distribuzione di parte degli indennizzi erogati ai clienti mediante l’integrazione dell’ammontare di perequazione e l’introduzione della componente C_{IND} , definita, al netto di un parametro incentivante (pari a 0,8), pari al minimo tra gli indennizzi effettivamente erogati ai clienti finali e un valore di riferimento degli indennizzi ai clienti finali per ciascuna impresa. Tale valore di riferimento è pari a due indennizzi annui e tiene conto del numero di *smart meter* installato da ciascuna impresa e di un tasso fisiologico IF di insuccesso della telelettura, determinato sulla base dei dati richiesti dagli uffici ad associazioni degli operatori;
- l’introduzione di un sistema di indennizzi, la cui gestione è stata centralizzata nel SII, basato sull’individuazione di obiettivi minimi, in termini di *performance* relative all’attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura che ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a raggiungere nei confronti di ciascun utente della distribuzione, con riferimento alla tempistica e alla qualità dei dati messi a disposizione, per i PDR misurati su base mensile con dettaglio giornaliero (dotati di *smart meter* con calibro \geq G10).

In previsione, infine, delle attività necessarie al fine dell’erogazione della componente C_{IND} di nuova introduzione, gli uffici dell’Autorità hanno convocato in data 20 dicembre 2022 un Tavolo tecnico con le associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione, al fine di condividere alcuni orientamenti in merito alle modalità di raccolta dei dati necessari, nonché al fine di valutare eventuali aggiornamenti dei tassi fisiologici di insuccesso di riferimento o del coefficiente incentivante e tenere conto del miglioramento progressivo tecnologico e delle *performance* del servizio di misura. Nella *Relazione Annuale* del prossimo anno si darà conto del provvedimento adottato in esito a tale Tavolo tecnico.

Conclusione delle misure connesse all'emergenza epidemiologica da Covid-19

Nell'ambito degli interventi adottati per fare fronte alle criticità emerse a seguito dell'insorgere dell'emergenza sanitaria, l'Autorità, dato il protrarsi del periodo di emergenza, ha esteso per ulteriori dodici mesi, con la delibera 2 marzo 2021, 81/2021/R/com, le misure introdotte con la delibera 30 giugno 2020, 248/2020/R/com, volte alla gestione della garanzia del *rating* nei contratti di trasporto dell'energia elettrica e di distribuzione del gas naturale nei casi di *downgrade* correlati alla situazione emergenziale da Covid-19; tali misure prevedevano che fosse temporaneamente ammesso il livello di *rating* immediatamente inferiore al livello minimo tipicamente ammesso dai codici di rete dei rispettivi settori nei casi di *downgrade* verificatisi nel periodo di vigenza della medesima delibera.

Al termine dello stato di emergenza, il 31 marzo 2022, sono sorte alcune criticità nell'applicazione delle deroghe disposte dalle delibere 248/2020/R/com e 81/2021/R/com. In particolare, dal momento che l'aggiornamento dei giudizi di *rating* è tipicamente effettuato dalle agenzie con cadenza orientativamente annuale, da un lato, alcuni utenti del trasporto e della distribuzione, per cui il rinnovo del giudizio è avvenuto con poco anticipo rispetto alla data del 31 marzo 2022, avrebbero potuto continuare a godere delle deroghe alla disciplina delle garanzie per un periodo di dodici mesi a partire dalla data di conferma del giudizio anteriore al 31 marzo 2022, mentre, dall'altra parte, gli utenti per cui il giudizio di *rating* è stato aggiornato in un momento immediatamente successivo alla data di estinzione del periodo emergenziale, si sarebbe esaurita istantaneamente la possibilità di usufruire di tali deroghe.

L'Autorità è quindi intervenuta con la delibera 10 maggio 2022, 210/2022/R/com, al fine di garantire la parità di trattamento a tutti gli utenti del trasporto dell'energia elettrica e della distribuzione del gas naturale indipendentemente dal momento in cui il giudizio è stato emesso, disponendo che, qualora al termine dei dodici mesi successivi al *downgrade* del giudizio di *rating* da parte dell'agenzia di *rating* emittente previsti dalla delibera 81/2021/R/com, anche se successivi al termine del periodo dello stato di emergenza, la stessa agenzia confermi il giudizio già emesso, l'utente possa continuare ad avvalersi di tale giudizio nei contratti di trasporto di energia elettrica e di distribuzione del gas naturale, fino allo scadere dei dodici mesi successivi al termine del medesimo stato di emergenza, ovverosia fino al 31 marzo 2023.

Sistema informativo integrato

Codice offerta nel Registro centrale ufficiale (RCU)

Standardizzazione del Codice offerta nei settori energia elettrica e gas e obblighi informativi

Tra gli interventi disposti dalla legge n. 124/2017 a supporto dello sviluppo della concorrenzialità del mercato *retail* è previsto che l'Autorità disponga la realizzazione e la gestione da parte del Gestore del SII di un portale informatico per la raccolta e la pubblicazione in modalità *open data* delle offerte: il Portale Offerte (di seguito

anche: PO). Con la delibera 51/2018/R/com, l'Autorità ha dato attuazione alla predetta disposizione legislativa, adottando il Regolamento per la realizzazione e gestione del Portale Offerte (di seguito: Regolamento), il quale prevede che debbano essere trasmesse al Gestore del SII per la pubblicazione nel PO tutte le offerte rivolte alla generalità dei clienti di piccole dimensioni contestualmente alla loro commercializzazione. In tale ambito, ai fini di indentificare in modo univoco ciascuna offerta commerciale presente in ogni momento nel PO, è prevista l'indicazione di un codice identificativo, di seguito indicato come Codice offerta. Con la delibera 29 marzo 2022, 135/2022/R/com, l'Autorità ha confermato gli orientamenti in merito alla standardizzazione del Codice offerta, delineati nell'ambito del documento per la consultazione 567/2021/R/com, in particolare prevedendo che i codici offerta vengano strutturati in modo tale da contenere informazioni sintetiche su alcune delle caratteristiche dell'offerta, che possano essere individuabili in maniera sistematica e utilizzabili in elaborazioni funzionali a raccogliere informazioni anche a livello aggregato sulle caratteristiche delle offerte sottoscritte dai clienti. Inoltre, in coerenza con la principale funzione del Codice offerta volta a permettere al cliente di rintracciare facilmente le informazioni relative all'offerta che intende sottoscrivere, in modo da poterla comparare con altre offerte presenti nel PO, la medesima delibera 135/2022/R/com ha disposto degli obblighi di comunicazione al PO delle informazioni relative alle offerte rinegoziate, oggetto di variazione unilaterale o soggette a evoluzione automatica delle condizioni contrattuali, per permettere al cliente finale di effettuare la predetta comparazione anche in relazione alle offerte le cui condizioni contrattuali siano rinegoziate o variate in seguito a un'evoluzione automatica. Parallelamente, al fine di fornire al cliente finale un'informazione coerente sia durante la fase precontrattuale sia durante la fase contrattuale, qualora il cliente volesse confrontare l'offerta presentata dal venditore oppure l'offerta già sottoscritta, sono stati aggiornati coerentemente gli obblighi informativi in capo al venditore di cui al Codice di condotta commerciale. La delibera 135/2022/R/com ha, inoltre, confermato l'associazione del Codice offerta a tutti i punti di prelievo e di riconsegna nell'RCU con riferimento a tutte le nuove offerte sottoscritte, anche quelle non soggette all'obbligo di comunicazione nel PO, in quanto anche in questi casi il Codice offerta è presente nella Scheda sintetica fornita al cliente e funzionale a dare maggiore consistenza alle analisi a supporto delle attività di monitoraggio svolte dall'Autorità. Coerentemente, sono stati confermati gli obblighi di comunicazione al SII del Codice offerta, riferito al contratto sottoscritto dal cliente finale, in fase di richiesta *switching*, voltura o nuova attivazione, nonché in esito a rinegoziazioni, variazioni unilaterali del contratto o evoluzione automatica delle condizioni contrattuali. Successivamente, con la delibera 14 giugno 2022, 258/2022/R/com, sono stati aggiornati i termini inizialmente previsti per l'applicazione delle disposizioni di cui alla delibera 135/2022/R/com, in considerazione di segnalazioni pervenute che hanno messo in evidenza esigenze specifiche degli operatori con riferimento ad aspetti implementativi del Codice offerta standard particolarmente critici, soprattutto con riferimento ai risvolti di utilizzo del medesimo nei processi informativi aziendali, in luogo del codice liberamente definito dal venditore. Pertanto, la delibera 258/2022/R/com ha previsto che il Codice offerta standard debba essere utilizzato a decorrere dal 1° ottobre 2022 per il settore dell'energia elettrica e dal 1° gennaio 2023 per il settore del gas naturale.

Centralizzazione delle richieste di prestazioni tecniche

Centralizzazione della richiesta di sospensione della fornitura per morosità e successiva riattivazione nel settore elettrico

Nell'ambito del percorso delineato dall'Autorità in merito alla progressiva implementazione nel SII dei processi prettamente commerciali e delle prestazioni attinenti ad attività più tecniche, funzionali alla gestione delle forniture di energia elettrica, con il documento per la consultazione 290/2022/R/eel l'Autorità ha delineato i propri orientamenti in linea con l'obiettivo OS23 del Quadro Strategico 2022-2025 per la promozione di un funzionamento efficiente e partecipato dei mercati *retail*, attraverso la revisione dei processi commerciali. L'esecuzione di prestazioni quali l'attivazione (o riattivazione), la disattivazione, la sospensione della fornitura per morosità e la successiva riattivazione (di seguito anche: prestazioni tecniche-commerciali) non può prescindere da un'attività tecnica svolta dall'impresa distributrice; tuttavia, la gestione delle richieste di prestazione e dei relativi esiti di avvenuta esecuzione può trovare un'ottimizzazione, in termini di efficienza, uniformità e trasparenza, nel passaggio a un sistema di scambi informativi centralizzato nell'ambito del SII. I principali vantaggi della centralizzazione consistono nel garantire un'interfaccia unica e terza rispetto alle parti per la gestione delle richieste delle citate prestazioni tecniche-commerciali e una standardizzazione completa dei flussi informativi, maggiore trasparenza e tempestività nell'aggiornamento dei dati nell'RCU. Al documento per la consultazione 290/2022/R/eel sono pervenute osservazioni generalmente in linea con quanto prospettato nel documento, tuttavia, anche nel rispetto delle peculiarità di ciascuna prestazione, è stata evidenziata l'opportunità di prevedere un percorso implementativo maggiormente scaglionato, procedendo prioritariamente con la centralizzazione della prestazione di sospensione della fornitura per morosità per raggiungere anche la finalità di efficientare il processo di *switching*, come illustrato nel medesimo documento per la consultazione 290/2022/R/eel. Pertanto, successivamente, in esito anche agli esiti di un incontro del Gruppo di lavoro dedicato alla definizione dei flussi informativi standard tra gli operatori, l'Autorità ha approvato la delibera 29 novembre 2022, 638/2022/R/eel, con cui ha confermato gli orientamenti delineati nel documento per la consultazione 290/2022/R/eel, procedendo con la centralizzazione nel SII della prestazione di sospensione della fornitura per morosità e di successiva riattivazione, secondo il modello innovativo di gestione delineato, con applicazione a partire dal 1° dicembre 2023.

Meccanismi dei Titoli di efficienza energetica (TEE)

Determinazione del contributo tariffario dei TEE

Come riportato nella scorsa *Relazione Annuale*, con il decreto del Ministro della transizione ecologica 21 maggio 2021 (di seguito: decreto MiTE 21 maggio 2021) sono stati definiti, tra l'altro, nuovi obiettivi di risparmio energetico da conseguire da parte dei distributori soggetti agli obblighi sino all'anno d'obbligo 2024, modificando il disposto allora vigente del decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

Nell'ambito delle competenze assegnate all'Autorità, con la delibera 28 giugno 2022, 292/2022/R/efr, sono stati determinati i valori del contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2021, ai sensi delle regole per la determinazione del contributo tariffario di cui alla previgente delibera 14 luglio 2020, 270/2020/R/efr (al riguardo si rimanda alla *Relazione Annuale* dell'anno 2021), risultate rispondenti anche a quanto successivamente disposto dal decreto MiTE 21 maggio 2021.

In considerazione dei risultati degli scambi di TEE avvenuti nel periodo di riferimento (17 luglio 2021-31 maggio 2022, date corrispondenti all'inizio e al termine dell'anno d'obbligo 2021) sul mercato e tramite accordi bilaterali, nonché delle quantità di TEE complessivamente presenti sui conti proprietà e nella disponibilità degli operatori alla medesima data del termine dell'anno d'obbligo 2021 e dell'obiettivo specifico aggiornato, con la delibera 292/2022/R/efr sono stati disposti:

- il valore del contributo tariffario unitario pari a 250,00 €/TEE;
- il valore del corrispettivo addizionale unitario pari a 3,44 €/TEE.

Il valore del corrispettivo addizionale unitario è, in particolare, correlato all'effettiva disponibilità di TEE per ottemperare agli obiettivi, ovvero la differenza tra:

- l'obiettivo specifico aggiornato per l'anno d'obbligo 2021, pari a 3.539.301 TEE;
- la somma della quantità di TEE complessivamente presente sui conti proprietà e nella disponibilità degli operatori alla data del termine dell'anno d'obbligo 2021, pari a 1.978.496 TEE, e dei TEE annullati nella sessione di acconto del novembre 2021, pari a 308.590 TEE.

Esso è erogabile ai sensi delle regole per la determinazione del contributo tariffario dal momento che la media, ponderata per le relative quantità, dei prezzi medi dei titoli scambiati sul mercato in ciascuna sessione nel periodo compreso tra l'inizio e il termine dell'anno d'obbligo 2021 è risultata maggiore del valore di 250,00 €/TEE.

Attività assegnate all'Autorità

Nel periodo in esame, nella presente *Relazione Annuale*, oltre a quanto già illustrato, è stato necessario provvedere all'individuazione dei distributori di energia elettrica o gas soggetti agli obblighi di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2022 e alla ripartizione tra essi degli obiettivi definiti dal decreto MiTE 21 maggio 2021.

Analogamente all'anno precedente, è stato ritenuto opportuno facilitare le modalità di raccolta dei dati adottate in passato, riducendo così gli oneri in capo ai soggetti regolati, procedendo, anziché con una raccolta dati *ad hoc*, sulla base del numero di clienti allacciati alle reti e dei quantitativi di energia elettrica e di gas distribuiti già comunicati all'Autorità nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, condotta ai sensi della legge istitutiva, prevedendo che gli operatori potessero fare pervenire eventuali rettifiche dei dati dagli stessi già trasmessi e riportati nello stesso comunicato. Con la determina del direttore della Direzione Mercati Retail e Tutele del Consumatore di Energia 7/2022, in esito al comunicato e decorso il tempo previsto, sono stati quindi determinati i distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi e i corrispondenti valori quantitativi.

Monitoraggio *retail*

Il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha stabilito che l'Autorità effettui il monitoraggio dei mercati al dettaglio, con riferimento ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Tale attività è stata avviata dall'Autorità, per entrambi i settori, con riferimento al mercato della vendita alla clientela di massa, con il Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale (TIMR). Per l'anno 2021, il Rapporto 11 ottobre 2022, 490/2022/I/com (Rapporto 2021), illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendo ove possibile l'evoluzione dei fenomeni rilevanti a partire dal primo anno di monitoraggio, ovvero il 2012. Coerentemente con i Rapporti precedenti, il Rapporto 2021 analizza i dati raccolti in materia di:

- dinamiche concorrenziali;
- offerte e prezzi;
- qualità del servizio di vendita;
- qualità della fatturazione;
- morosità.

All'interno di ciascuna area tematica i risultati sono analizzati, ove necessario, separatamente per settore e tipologia di cliente, tenuto conto della disomogeneità nei livelli di maturità e concorrenzialità raggiunti tra i vari segmenti di clientela.

Il Rapporto è redatto dall'Autorità nell'ambito dell'attività di regolare e sistematica osservazione delle condizioni di funzionamento del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale.

Tutti i contenuti presenti nel Rapporto 2021 e nei precedenti Rapporti, dati e analisi del monitoraggio *retail*, unitamente a nuovi indicatori in corso di definizione, sono pubblicati sulla pagina web del monitoraggio *retail* del sito dell'Autorità.

Molti dati afferenti ai punti serviti e ai cambi fornitore dei clienti che in precedenza erano trasmessi dagli operatori sono stati trasmessi dal Gestore del SII, che, tramite l'Ufficio del monitoraggio *retail*, ha supportato l'elaborazione di detti dati. La trasmissione dei dati da parte di soggetti differenti implica anche che gruppi di dati siano resi disponibili con frequenze e tempestività disomogenee tra loro. Ne consegue che, nonostante per alcuni fenomeni sia possibile pubblicare informazioni molto recenti sulla pagina web del monitoraggio *retail*, il rapporto annuale di monitoraggio analizza in maniera completa e coerente tutti i fenomeni monitorati relativi a un medesimo anno, appena si rendano tutti disponibili.

I risultati dell'attività di monitoraggio *retail* per l'anno 2021, in primo luogo, confermano per i clienti MT altri usi del settore elettrico l'assenza di specifiche criticità rilevanti. La concentrazione si riduce rispetto ai già non elevati valori rilevati in precedenza. La dinamicità dei clienti è sostenuta. Pertanto, per tale anno il funzionamento del mercato, per i clienti MT altri usi, non richiede interventi regolatori specifici.

Per i clienti BT altri usi le evidenze circa le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita mostrano alcuni incoraggianti segnali di vivacità, ma anche altri aspetti di attenzione. Tali segnali sono meritevoli

di verifica nell'attività di monitoraggio a venire, anche al fine di poterne trovare conferma con ulteriori riscontri, soprattutto in merito all'evoluzione della concentrazione e alla dinamicità dei clienti finali.

Per i clienti domestici del settore elettrico e i domestici e condomini del settore del gas, nonostante i miglioramenti emersi, permangono nel 2021 le criticità che storicamente caratterizzano tali segmenti. Queste suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento, anche regolatorio, alla completa liberalizzazione del mercato. In dettaglio, attenzione va posta in primo luogo agli alti livelli di concentrazione, al permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi di tutela e a un non ancora sufficiente livello di capacizzazione del cliente "medio" di tali tipologie nell'agire convenientemente nel mercato.

Per entrambi i settori, gli elementi sopra riportati, relativi alla configurazione dei mercati e alla difficoltà dei clienti finali a orientarsi tra le offerte presenti nel libero mercato, devono essere tenuti in opportuna considerazione nel percorso di completa liberalizzazione previsto dalla legge n. 124/2017, che prevede la rimozione dei regimi di tutela, come illustrato nei paragrafi introduttivi del presente Capitolo. Ciò al fine di evitare che nel prossimo contesto di totale liberalizzazione i clienti non riescano a cogliere completamente l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero.

Infine, ricordiamo che il sistema di monitoraggio *retail* continua a evolversi in modo da sfruttare le potenzialità del SII in maniera sempre più ampia e completa, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 7 maggio 2019, 173/2019/A, finalizzato a:

- ampliare e aggiornare i fenomeni monitorati, anche in ragione degli importanti cambiamenti che si stanno attuando nei mercati *retail* dell'energia e del gas naturale;
- incrementare il dettaglio delle informazioni disponibili;
- definire nuove modalità di pubblicazione e reportistica, che consentano maggiore tempestività e fruibilità dei dati monitorati, nell'ambito delle quali rientra lo sviluppo e l'accrescimento della pagina web del sito dell'Autorità dedicata al monitoraggio *retail*; su tale pagina sono pubblicati grafici e infografiche in formato *open data*, aggiornati anche a date più recenti e con un dettaglio differente da quanto contenuto nei Rapporti annuali. I grafici e le infografiche del monitoraggio *retail*, infatti, sono aggiornati nel corso dell'anno, man mano che i dati si rendono disponibili;
- alleggerire gli oneri informativi a carico degli operatori;
- coerentemente, riorganizzare le attività e le strutture preposte al monitoraggio *retail*, in considerazione della crescente importanza e significatività delle informazioni rinvenienti dal SII, anche in modo da sfruttare il potenziale informativo del SII, riducendo gli oneri informativi per gli operatori, anche circa dati e informazioni funzionali allo svolgimento di ulteriori attività istituzionali dell'Autorità.

Inoltre, si rafforza l'utilizzo dei dati estratti dal SII anche nell'ambito di attività di *enforcement* della regolazione.

In aggiunta al Rapporto annuale di monitoraggio *retail*, ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 2, comma 6, del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 31 dicembre 2020, recante "*Prime modalità per favorire l'ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell'energia elettrica e del gas*" (di seguito: decreto ministeriale 31 dicembre 2020), l'Autorità è tenuta a trasmettere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica (ex Ministro della transizione ecologica o Ministro dello sviluppo economico, e di seguito: MASE) e alle

Commissioni parlamentari competenti un Rapporto di monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas, con particolare riguardo ai seguenti aspetti:

- azioni di cambio di fornitore, a livello nazionale e regionale;
- evoluzione del comportamento dei clienti finali, con l'esposizione dei risultati della nuova indagine demoscopica svoltasi tra febbraio e aprile 2022, indirizzata ai clienti domestici e non domestici a livello nazionale, finalizzata a rilevare e misurare i comportamenti, le percezioni e le scelte dei medesimi clienti finali nel mercato liberalizzato dell'energia elettrica e del gas;
- andamento dei prezzi offerti ai clienti finali, con l'analisi delle offerte disponibili sul Portale Offerte, la spesa annua che alcuni clienti tipo otterrebbero consultando il Portale Offerte in ciascun mese dell'anno, nonché approfondimenti effettuati su un campione di clienti usciti dal servizio di maggior tutela tra luglio 2020 e dicembre 2022;
- trasparenza e pubblicità delle offerte e dei servizi connessi, in merito agli specifici controlli relativi alle offerte pubblicate nel Portale Offerte che l'Autorità effettua, anche attraverso il Gestore del SII;
- valutazione circa l'introduzione di misure regolatorie volte a rafforzare l'efficacia degli strumenti per la confrontabilità delle offerte.

Ai sensi del medesimo decreto, il Rapporto di monitoraggio deve essere elaborato utilizzando le informazioni provenienti dal SII ogni sei mesi a decorrere dal 1° luglio 2021 e fino al 31 dicembre 2022 (di seguito: successivi aggiornamenti del Rapporto di monitoraggio al MASE) ed è trasmesso al MASE e alle Commissioni parlamentari competenti.

In data 27 luglio 2021, 1° febbraio 2022 e 31 gennaio 2023, l'Autorità ha inviato i rapporti di monitoraggio al MASE, rispettivamente Rapporto 327/2021/I/com, 37/2022/I/com e 30/2023/I/com. Le analisi ivi contenute si concentrano sui clienti aventi diritto alla maggior tutela nel settore elettrico, domestici e altri usi connessi in bassa tensione, e al servizio di tutela nel settore del gas naturale, domestici e condominio uso domestico con consumo fino a 200.000 S(m³)/anno.

Servizi di contatto delle aziende di vendita di energia elettrica e di gas

I *call center* commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e gas rappresentano un importante canale per i clienti che necessitano di un contatto immediato con il proprio fornitore di energia. Le disposizioni regolatorie in vigore relative ai *call center* permettono di monitorare la qualità del servizio e assicurano una tutela di base ai clienti finali. In generale, i servizi telefonici costituiscono un elemento centrale della qualità complessiva dei servizi di vendita e di *customer care* degli operatori elettrici e gas che si confrontano in un mercato concorrenziale.

Ai venditori è lasciata ampia libertà sulle scelte organizzative del servizio, in modo che ciascun operatore possa modularlo in funzione delle esigenze della propria clientela, nel rispetto degli obblighi minimi e degli standard generali per i servizi telefonici validi per tutti i venditori.

Per i venditori che servono meno di 10.000 clienti e con almeno l'85% dei clienti serviti in tre comuni limitrofi (art. 2, comma 2.4, del vigente Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale – TIQV) è prevista una disciplina semplificata, considerato che in questi casi il cliente entra in contatto diretto con il venditore tramite gli sportelli presenti sul territorio.

I risultati aggregati delle analisi dei dati sulla qualità dei servizi telefonici trasmessi annualmente dai venditori di maggiori dimensioni sono riportati nel Capitolo 2 del Volume 1, nell'ambito del paragrafo dedicato alla qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e gas.

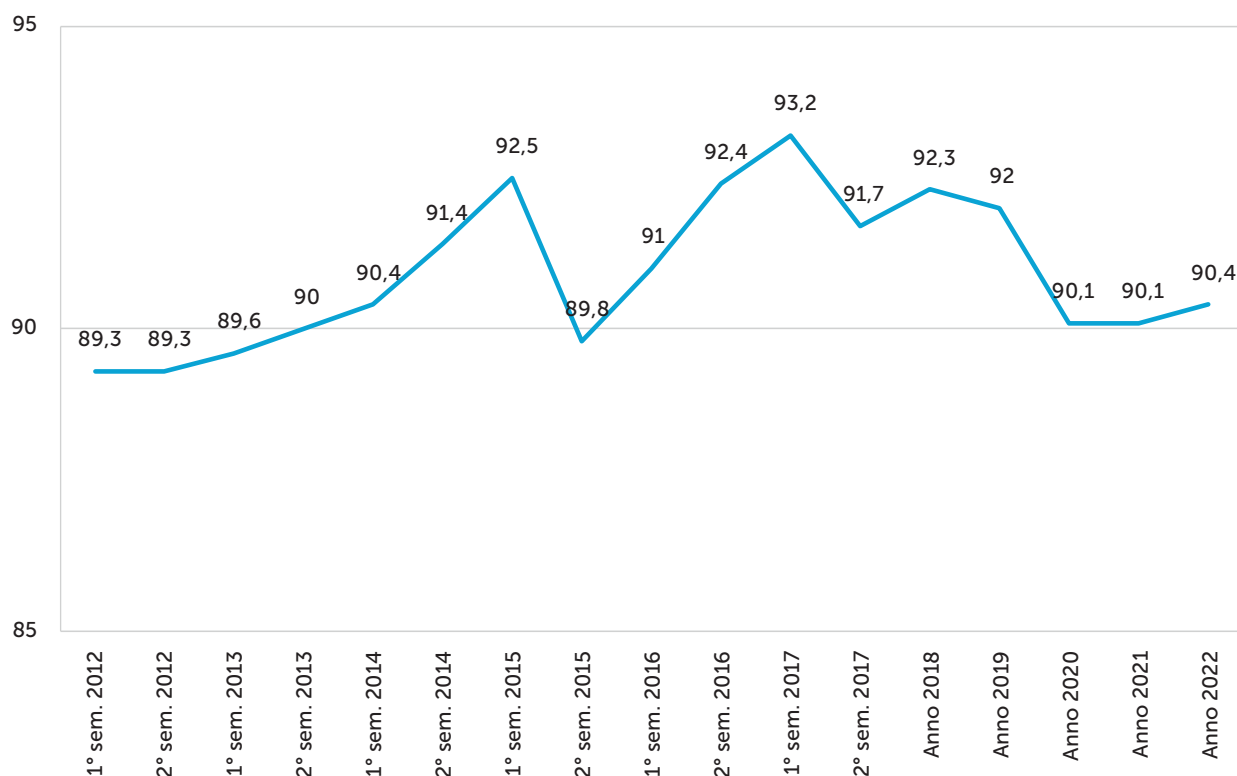
Il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici risulta più incisivo sulle aziende di maggiori dimensioni (con più di 50.000 clienti), che, oltre a dovere documentare il rispetto degli obblighi di servizio e degli standard generali, partecipano annualmente anche a un'indagine di soddisfazione di *call back* rivolta ai clienti che hanno effettivamente usufruito del servizio telefonico.

L'indagine ha l'obiettivo di acquisire direttamente dai clienti che hanno chiamato i *call center* una valutazione del loro grado di soddisfazione in relazione ai fattori di qualità del servizio e un giudizio complessivo in relazione alla chiamata effettuata.

L'indagine relativa all'anno 2022 (le cui istruzioni operative sono state approvate con la determina del Direttore della Direzione *Advocacy* Consumatori e Utenti dell'Autorità 15 settembre 2022, n. 6) ha coinvolto 28 imprese di vendita (imprese con più di 50.000 clienti e che ricevono, in media, almeno 400 chiamate al giorno), che rappresentano 49 milioni di clienti elettrici e gas, rispetto a un totale di 51 aziende, che trasmettono i dati TIQV, per 52 milioni di clienti elettrici e gas. Nell'ambito dell'indagine sono state effettuate 16.749 interviste telefoniche.

L'Indice di soddisfazione complessivo (ICS) (Fig. 9.5) risultato dall'indagine effettuata nel 2022 è in miglioramento rispetto all'anno precedente, registrando un valore pari a 90,4. Il livello, che si attesta su valori elevati dell'indice, è indicativo della capacità delle aziende di erogare un servizio di qualità in linea con le aspettative dei clienti finali che, nell'ambito di una generale soddisfazione, premia la capacità delle aziende di risolvere rapidamente i problemi, la chiarezza delle risposte e la cortesia degli operatori.

FIG. 9.5 *Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2012-2022)*



Fonte: ARERA, indagini sulla qualità dei call center.

Per quanto riguarda i motivi delle chiamate ai *call center*, dall'indagine emerge che nel 47,1% dei casi si tratta di richieste di informazioni, nel 30,2% di richieste relative a una particolare pratica, nel 18,7% di chiamate volte a risolvere un problema e nel 4% di chiamate relative a un reclamo. Il 76,5% degli intervistati è riuscito a parlare con un operatore al primo tentativo, mentre il 23,5% è stato intervistato per una chiamata successiva alla prima.

Il dato relativo ai clienti che si sono rivolti a un *call center* e hanno ottenuto l'informazione richiesta alla prima telefonata risulta stabile (79,4% vs 79,5% nel 2021); il 20,6% dei clienti ha dovuto telefonare più volte per ottenere una risposta conclusiva e, tra questi, il 31,6% (rispetto al 30,6% nel 2021) ha dichiarato di avere ottenuto risposte poco coerenti.

La capacità di risolvere il problema (34,4%), la chiarezza delle risposte fornite (23,7%) e la cortesia degli operatori (13,3%) risultano essere i fattori che, a giudizio dei clienti, rivestono un'importanza maggiore per valutare la qualità del servizio fornito dal *call center* (Tav. 9.5).

TAV. 9.5 Fattori di qualità del servizio telefonico: importanza e insoddisfazione (2022)

FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO TELEFONICO	PESO 2022	INSODDISFAZIONE %
Capacità di risolvere rapidamente il problema	34,4	12,2
Chiarezza delle risposte	23,7	7,3
Cortesia dell'operatore	13,3	3
Tempo per trovare la linea libera	13,2	8
Semplicità del sistema di risposte automatiche	8,6	8,3
Tempo di attesa per parlare con l'operatore	6,8	7,9

Fonte: ARERA, indagine di soddisfazione sulla qualità dei servizi telefonici.

La capacità di risolvere il problema (12,2%), la semplicità del sistema di risposte automatiche (8,3%), il tempo di attesa per parlare con un operatore (7,9%) e la chiarezza delle risposte (7,3%) sono i fattori che hanno raccolto il maggiore grado di insoddisfazione nel giudizio da parte dei clienti e, dunque, sono i profili sui quali i venditori devono investire maggiormente per venire incontro alle esigenze dei clienti e accrescere il grado di gradimento.

Per completare il quadro dei servizi di *customer care*, il TIQV richiede ai venditori informazioni facoltative sulla disponibilità di una o più modalità di contatto ulteriori rispetto al servizio telefonico, che consentano al cliente finale di ottenere informazioni o gestire pratiche.

Per l'anno 2022, su un totale di 51 aziende che hanno trasmesso i dati, 34 hanno dichiarato di mettere a disposizione dei clienti, oltre a un *call center*, anche sportelli territoriali e "sportelli virtuali", questi ultimi accessibili via internet tramite PC o *smartphone*; attraverso questi canali i clienti possono reperire informazioni sul proprio contratto, gestire le proprie pratiche, effettuare pagamenti. 27 aziende hanno sviluppato e messo a disposizione servizi attraverso applicazioni specifiche per *smartphone* (app, servizi *social*, ecc.).

In linea generale, anche l'indagine relativa all'anno 2022 conferma lo sviluppo e l'implementazione di servizi di contatto complementari al *call center*, che permettono ai clienti di ottenere informazioni e di gestire pratiche anche in orari e giorni in cui gli operatori dei servizi telefonici non sono disponibili.

Misure straordinarie per l'aumento dei prezzi delle materie prime

L'Autorità, con la delibera 31 maggio 2022, 241/2022/R/com, ha prorogato al 30 giugno 2022 le disposizioni in materia di rateizzazione per i clienti domestici di cui alla delibera 30 dicembre 2021, 636/2021/R/com, in attuazione di quanto previsto dall'art. 6-bis del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, convertito con modifiche in legge 20 maggio 2022, n. 51.

Con la delibera 636/2021/R/com, l'Autorità aveva definito, in attuazione della legge 30 dicembre 2021, 234 (legge di bilancio 2022), le modalità per la rateizzazione degli importi relativi alle fatture emesse nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2022 e il 30 aprile 2022 che tutti i venditori (sia dei servizi di tutela sia del mercato libero)

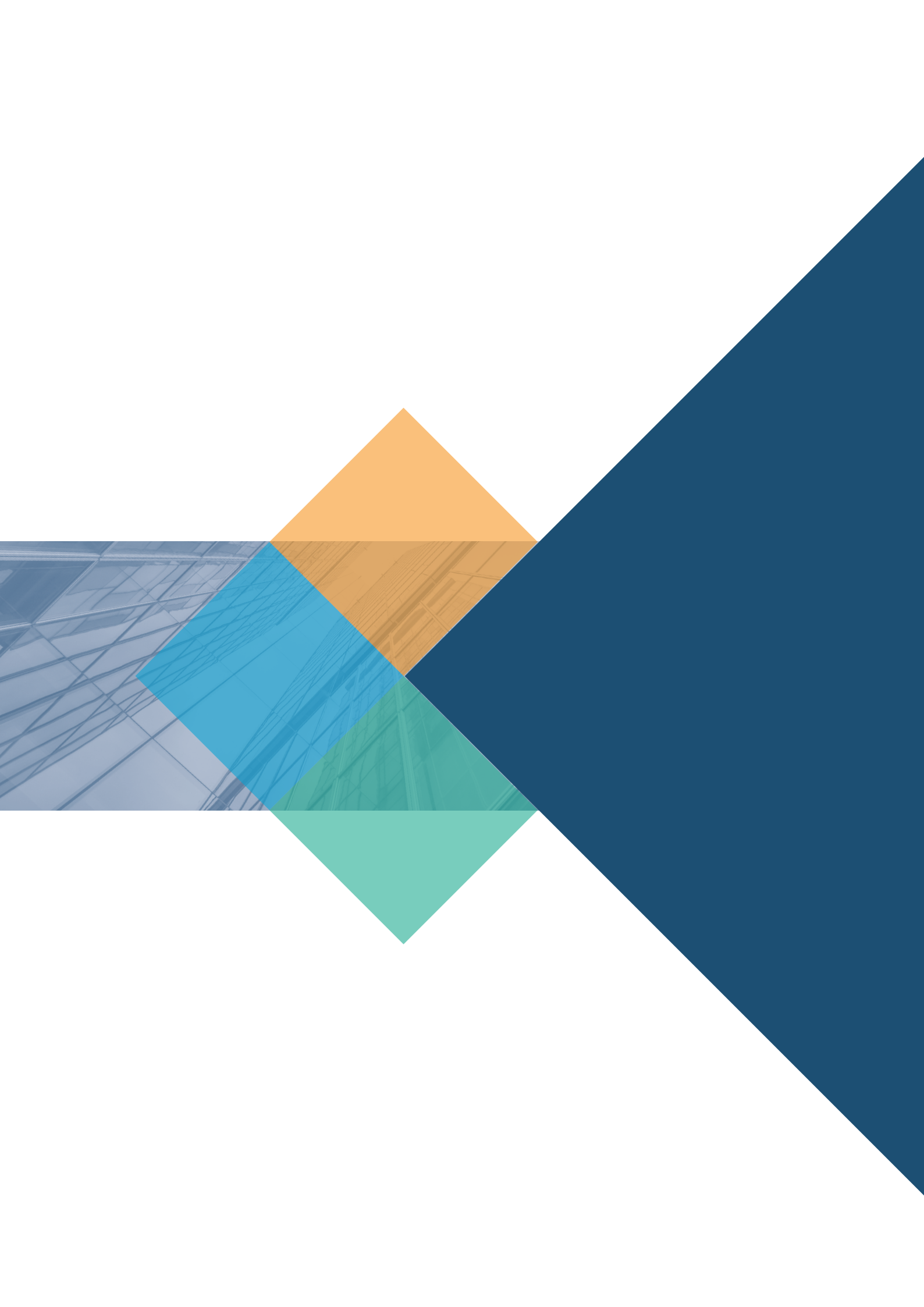
erano tenuti a offrire ai clienti domestici di energia elettrica e gas naturale che fossero risultati inadempienti al pagamento delle fatture emesse in tale periodo.

Per effetto dell'avvenuta proroga, è stato esteso, fino al 30 giugno 2022, l'obbligo per i venditori, prima di eseguire le procedure di sospensione della fornitura di energia elettrica e gas naturale, di offrire al cliente finale inadempiente, in una comunicazione di sollecito di pagamento, se effettuata, e in ogni caso nella comunicazione di costituzione in mora, un piano di rateizzazione, senza applicazione di interessi, che prevedesse:

- una periodicità di rateizzazione pari a quella di fatturazione ordinariamente applicata al cliente finale, con un numero di rate complessivamente pari al numero di fatture emesse, di norma, in 10 mesi e ciascuna di valore non inferiore a 50 euro;
- una prima rata di valore pari al 50% dell'importo oggetto del piano di rateizzazione e quelle successive di ammontare costante.

Inoltre, era prevista la facoltà, per il venditore, di negoziare un diverso accordo, per meglio rispondere alle esigenze del cliente, nei limiti di quanto previsto dalla legge di bilancio 2022.

La prorogata delibera 636/2021/R/com, inoltre, definisce le modalità per l'erogazione ai venditori dell'anticipo degli importi oggetto di rateizzazione eccedenti il 3% dell'importo delle fatture emesse nei confronti della totalità dei clienti finali domestici da ciascuno serviti entro il mese successivo alla proposta al cliente finale del piano di rateizzazione. Sono altresì definite le modalità e le tempistiche per la restituzione da parte dei venditori degli importi erogati entro le scadenze della legge di bilancio 2022, che prevede il versamento di almeno il 70% degli importi anticipati entro il 31 dicembre 2022 e la quota restante entro il 31 dicembre 2023.



CAPITOLO

10















**TUTELA
DEI CONSUMATORI**

INTERSETTORIALE

Richieste di informazioni, reclami e controversie di clienti e utenti finali

Nel 2022, lo Sportello per il consumatore energia e ambiente (Sportello) e il Servizio conciliazione, gestiti per conto dell’Autorità, in avalimento, da Acquirente unico, hanno fatto registrare un deciso aumento di volumi in ingresso, come si evince dalla successiva tavola 10.1, per gran parte degli specifici servizi e attività relativi al sistema di tutele per l’*empowerment* e la risoluzione delle controversie dei clienti e utenti finali dei settori regolati (sistema di tutele). In particolare, si segnalano fin d’ora, per tutti i settori di competenza, le oltre 1.250.000 chiamate al *call center* pervenute in orario di servizio (circa il doppio delle chiamate registrate nel 2021) e le oltre 57.000 richieste scritte di informazioni (erano state circa 20.000 nel 2021), mentre, per i soli settori energetici, rilevano le oltre 22.500 richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (nel 2021 erano poco più di 11.000). Il Servizio conciliazione, invece, ha fatto registrare circa 4.000 domande in più da un anno all’altro. Per una corretta lettura dei dati – che saranno come di consueto esposti nel dettaglio nei successivi paragrafi del presente Capitolo – giova anche segnalare, infine, che, a causa dell’attacco *hacker* che ha interessato i sistemi informatici del gruppo GSE, il portale telematico dello Sportello non è stato raggiungibile nel mese di settembre; fermo restando il funzionamento del *call center*, lo Sportello, nel periodo sopra citato, ha continuato a operare regolarmente attraverso PEC e posta elettronica e i carichi pendenti, una volta ripristinati i suddetti sistemi, sono stati smaltiti entro la fine del 2022, riducendo al minimo l’impatto sulle specifiche esigenze di tutela dei clienti e utenti finali.

TAV. 10.1 Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio conciliazione per i settori energia elettrica, gas, idrico, telecalore e rifiuti (2022)

ATTIVITÀ E SETTORI		ANNO 2022	
Livello base	Chiamate al <i>call center</i> 800166654 (pervenute in orario di servizio)		1.203.877
			50.441
	Richieste scritte di informazioni		55.422
			2.288
	Richieste di attivazione di procedure speciali informative		41.958
	Reclami di secondo livello reindirizzati con informativa sulle conciliazioni		2.278
		277	
Secondo livello	Domande al Servizio conciliazione	 (conciliazione obbligatoria)	21.102
		 (conciliazione facoltativa)	3.237
	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive		22.583
	Reclami di secondo livello		7.390
Gestione transitoria delle comunicazioni nel settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati			212

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente e Servizio conciliazione.

Al fine di assicurare, senza soluzione di continuità, lo svolgimento delle attività sopra elencate da parte di Acquirente unico in avalimento, con delibera 20 dicembre 2022, 694/2022/E/com, l'Autorità ha approvato un apposito progetto triennale 2023-2025, in coerenza con la normativa primaria in tema di avalimento (e, in specie, con l'art. 27, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99), con il disciplinare di avalimento del gruppo GSE per il triennio 2023-2025, approvato con delibera 29 novembre 2022, 620/2022/A, nonché con gli obiettivi, posti nel vigente Quadro strategico, di accrescimento della *“capacità dei consumatori – domestici e non domestici – di prendere decisioni e di utilizzare gli strumenti adeguati finalizzati a gestire le eventuali problematiche e potenziali controversie facendo leva sul binomio informazione + risoluzione delle controversie”* e di rafforzamento dei servizi offerti dallo Sportello mediante la loro declinazione *“[...] in «3D»: Diffusione capillare sul territorio, Disintermediazione in una logica di semplificazione delle procedure e Digitalizzazione in linea con la decisa accelerazione digitale del Paese, garantendo al contempo la piena fruibilità degli strumenti medesimi anche per i consumatori a rischio di esclusione digitale, attraverso modalità di accesso semplificate, assistite e dedicate [...]”*.

Sotto il profilo dell'attività di *enforcement* – in tema di obblighi imposti agli operatori e ai gestori nell'ambito dei provvedimenti che disciplinano il sistema di tutele –, con la delibera 2 agosto 2022, 379/2022/E/com, l'Autorità ha intimato a 4 operatori dei settori energetici l'adempimento dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dinanzi al Servizio conciliazione dell'Autorità, di cui all'art. 9, comma 9.4, del Testo integrato conciliazione – TICO (allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com), previa abilitazione alla piattaforma telematica del Servizio medesimo, se non già effettuata. Con la delibera 12 aprile 2022, 169/2022/E/com, invece, l'Autorità ha intimato a 52 operatori e a 75 gestori l'adempimento dell'obbligo di fornire riscontro alle richieste di informazioni, rimaste inevase, trasmesse dallo Sportello, nell'ambito della gestione delle procedure speciali risolutive per i settori energetici e dei reclami di seconda istanza per il settore idrico, di cui, rispettivamente, alle delibere 14 luglio 2016, 383/2016/E/com, e 1° febbraio 2018, 55/2018/E/idr.

Per quanto concerne l'ulteriore evoluzione digitale dei servizi in argomento, in attuazione della pertinente normativa primaria (e, in particolare, dell'art. 64, comma 2-*quater*, del decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82 – CAD), si segnala che, dal 30 novembre 2022, il portale dello Sportello è accessibile ai clienti e utenti finali o loro delegati esclusivamente mediante SPID o carta d'identità elettronica (CIE), con conseguente dismissione delle credenziali *username* e *password*.

Guardando, infine, alle procedure complementari al Servizio conciliazione per la risoluzione extragiudiziale delle controversie – previste nel TICO per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione nei settori energetici –, nel 2022 sono stati iscritti due ulteriori organismi nell'Elenco ADR istituito dall'Autorità ai sensi del titolo II-*bis*, parte V, del Codice del consumo ed è stato cancellato un organismo su richiesta di quest'ultimo, per un totale, a fine 2022, di 30 organismi iscritti (inclusi il Servizio conciliazione e 7 organismi di conciliazione paritetica). Gli organismi ADR hanno ricevuto, nel 2022, 1.327 domande di conciliazione.

Relativamente, invece, alle procedure svolte dalle Camere di commercio aderenti alla convenzione fra Autorità e Unioncamere (47 Camere aderenti alla data di elaborazione del presente Capitolo), si segnala che tale convenzione è stata rinnovata a fine 2022, al fine di dare continuità alla collaborazione in essere, nel rispetto dell'art. 2, comma 24, lett. b), della legge 14 novembre 1995, n. 481 e del TICO. Nel nuovo testo sono stati effettuati interventi puntuali su aspetti specifici, anche alla luce dell'esperienza accumulata nelle attività oggetto della medesima convenzione, con particolare riferimento alla definizione dei criteri di competenza territoriale per l'individuazione delle Camere di commercio e di un tariffario ridotto e semplificato per gli attivanti.

Reclami e prestazioni di qualità commerciale

Con il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV), allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com, l'Autorità ha disciplinato le attività correlate ai reclami e alle richieste scritte di informazioni, alle richieste scritte di rettifica di fatturazione, alle rettifiche di doppia fatturazione e al servizio telefonico commerciale.

Le principali prestazioni commerciali sono soggette a standard specifici e generali, che devono essere rispettati sia dai venditori del mercato libero che dagli esercenti dei servizi regolati di tutela. Nel caso in cui i venditori non rispettino gli standard specifici, i clienti hanno diritto a indennizzi automatici, la cui entità cresce al crescere del ritardo con cui viene effettuata la prestazione, qualora la causa del mancato rispetto dipenda dai venditori stessi. Inoltre, i venditori hanno la facoltà di prevedere standard di qualità ulteriori rispetto a quelli stabiliti dall'Autorità.

Al fine di controllare l'esecuzione delle prestazioni, tutti i venditori di energia elettrica e gas sono tenuti ad adempiere a obblighi di comunicazione dei dati. Questo consente di verificare le modalità di applicazione del TIQV, il grado di rispetto degli indicatori e degli standard di qualità e i tempi medi di effettuazione delle diverse prestazioni. I dati trasmessi dai venditori includono le informazioni sul numero dei casi in cui gli standard non sono stati rispettati per cause imputabili al venditore, a terzi o per cause di forza maggiore e la corretta erogazione degli indennizzi ai clienti.

In considerazione del protrarsi fino a marzo dello stato di emergenza nazionale legato alla pandemia, alcuni venditori hanno manifestato difficoltà a trasmettere i dati di qualità commerciale della vendita entro i termini previsti e hanno trasmesso i dati in tempi successivi. Inoltre, sono giunte numerose richieste di rettifica dei dati già trasmessi fino alla metà del mese di settembre. Poiché le elaborazioni degli indicatori aziendali, introdotti con la delibera 5 dicembre 2018, 623/2018/R/com, ai fini dell'analisi comparativa prevista dall'art. 36, comma 36.4, del TIQV, richiedono la disponibilità e la completezza dei dati aziendali, sono state effettuate analisi a livello aggregato, inserite nel Rapporto di monitoraggio *retail* (Rapporto di aggiornamento 31 gennaio 2023, 30/2023/I/com) pubblicato sul sito internet dell'Autorità.

I dati di qualità commerciale della vendita relativi al 2022 sono stati trasmessi da 565 operatori, che rappresentano oltre 53,7 milioni di clienti elettrici e clienti gas.

Sono 539 le imprese di vendita che hanno dichiarato di avere fornito nell'anno almeno un cliente finale e hanno comunicato di avere complessivamente ricevuto 540.882 reclami (in aumento del 14,3% rispetto ai 473.146 dell'anno precedente), di cui il 62,5% è riconducibile a clienti del settore elettrico, il 31% a clienti del settore del gas e il 6,5% a clienti *dual fuel*.

Per quanto riguarda i principali argomenti oggetto di reclamo da parte dei clienti dei settori elettrico e gas, il 40,4% riguarda la fatturazione, il 16,7% il mercato, il 16,1% i contratti, l'8,3% la morosità e la sospensione della fornitura. Questi quattro argomenti rappresentano l'81,5% dei reclami complessivamente ricevuti dagli operatori che hanno comunicato i dati. A seguire, la misura (6,4%), connessioni, lavori e qualità tecnica della fornitura (5,5%), la qualità commerciale (2,2%), il bonus sociale (1,2%). Infine, altri argomenti non classificabili nei precedenti rappresentano il 3,1%, mentre lo 0,1% dei reclami riguarda argomenti che esulano dalle competenze dei venditori (canone tv, ecc.).

Le richieste di informazioni scritte sono risultate, nell'anno, 506.612 (in aumento del 14,8% rispetto all'anno precedente). Il 61,8% è attribuibile al settore elettrico, il 28,1% al settore gas e il 10,1% ai clienti *dual fuel*.

Per quanto concerne i principali argomenti oggetto di richieste di informazioni da parte dei clienti dei settori energetici, il 43,7% ha riguardato la fatturazione, il 18,7% i contratti, il 10,1% il mercato, il 5,4% le connessioni, i lavori e la qualità tecnica della fornitura. Questi quattro argomenti rappresentano il 77,9% delle richieste di informazione complessivamente ricevute dagli operatori che hanno comunicato i dati. A seguire, il 3,6% riguarda la morosità e la sospensione della fornitura, il 3,3% il bonus sociale, l'1,9% la qualità commerciale, l'1,4% la misura; altri argomenti non classificabili nei precedenti rappresentano l'11,4% delle richieste, mentre lo 0,5% riguarda argomenti che esulano dalle competenze dei venditori (canone tv, ecc.).

Per quanto riguarda le altre prestazioni di qualità commerciale sottoposte a regolazione, nel 2022 sono state registrate 25.613 rettifiche di fatturazione, in aumento del 22,4% rispetto all'anno precedente, e 1.147 rettifiche di doppia fatturazione, in netta diminuzione (-25,3%) rispetto allo scorso anno. Entrambe le tipologie di richiesta risultano molto contenute rispetto alla totalità delle fatture emesse ai clienti nell'anno.

Analizzando i dati per tipo di mercato, si rileva che il 73,7% dei reclami, l'81,7% delle rettifiche di fatturazione, il 75,9% delle rettifiche di doppia fatturazione e l'80,9% delle richieste di informazioni si riferiscono a clienti del mercato libero.

Il numero di indennizzi pagati nell'anno ai clienti per le diverse prestazioni ammonta a 45.842, per un importo complessivo di oltre 1,8 milioni di euro. Il ritardo nella risposta ai reclami rappresenta il 96,2% del totale degli indennizzi pagati, mentre il ritardo per le rettifiche di fatturazione e il ritardo per rettifiche di doppia fatturazione rappresentano, rispettivamente, il 3% e lo 0,8% del totale degli indennizzi corrisposti ai clienti.

Per ulteriori elementi di dettaglio sui dati suesposti, si rinvia ai paragrafi "Qualità commerciale del servizio di vendita dell'energia elettrica" e "Qualità commerciale del servizio di vendita del gas" dei Capitoli 2 e 3 del Volume 1 della presente *Relazione Annuale*.

Oltre all'analisi dei dati trasmessi dai venditori, ogni anno l'Autorità effettua un'indagine di *customer satisfaction* sulla qualità delle risposte ai reclami scritti e alle richieste di informazioni, prevista dall'art. 38 del TIQV, intervistando i clienti che sono risultati destinatari di una risposta scritta. L'indagine ha l'obiettivo di acquisire, direttamente dai clienti destinatari di una risposta scritta dal venditore, un giudizio di soddisfazione sui diversi fattori di qualità.

Con la determina 21 giugno 2022, 3/2022 – DACU, sono state approvate le istruzioni per l'indagine per l'anno 2022. Nell'indagine sono state coinvolte 21 imprese, che rappresentano circa 45,14 milioni di clienti (contabilizzando insieme clienti elettrici e gas), pari all'83,83% dei clienti complessivi. Sono state effettuate 9.600 interviste CATI (interviste telefoniche) e CAWI (interviste via web) per l'indagine sulla qualità delle risposte ai reclami e 1.500 interviste per la qualità delle risposte alle richieste di informazioni.

Per quanto riguarda l'indagine reclami, il 60,1% dei clienti intervistati si è dichiarato complessivamente soddisfatto della risposta ricevuta, mentre il 39,9% è insoddisfatto. Di questi, il 17,1% degli insoddisfatti ha affermato di essere gravemente insoddisfatto. Analizzando nel dettaglio, i più soddisfatti risultano essere i delegati professionisti,

soddisfatti al 65,2%, seguiti dai clienti titolari di contratto, soddisfatti al 61,4%, mentre i meno soddisfatti risultano essere i delegati non professionali (figli, parenti, amici del titolare), soddisfatti al 53,0%.

Analizzando i dati per tipologia di mercato, i clienti del mercato libero totalizzano livelli di soddisfazione leggermente inferiori alla media (58,4%), mentre percentuali più elevate sono state riscontrate per i clienti del mercato tutelato (67,1%).

Se si analizzano i risultati, considerando se il reclamo sia stato risolto o meno, i clienti che hanno trovato risoluzione sono stati soddisfatti del trattamento nel 90,1% dei casi, mentre coloro che non hanno risolto il problema mediante il reclamo giudicano soddisfacente il trattamento nel 30,6% dei casi. A tale proposito si rileva che il 43,0% del campione con il reclamo non ha risolto il problema.

Vi è da rilevare che, prima di presentare il reclamo scritto, il 44,3% dei clienti si era rivolto al *call center* aziendale, il 16,6% aveva precedentemente presentato un reclamo, il 16,1% aveva provato con altri canali dell'azienda, il 6,3% si era rivolto ad altri punti di contatto aziendali fisici, il 4,8% ha dichiarato di essersi rivolto a una associazione dei consumatori, mentre il 3,4% si è rivolto allo Sportello per il consumatore energia e ambiente e il 2,8% a un legale di fiducia o a un commercialista. I clienti intervistati, pertanto, sono arrivati a presentare reclamo scritto generalmente reduci da più contatti e passaggi o da precedenti reclami.

Per quanto riguarda i motivi di reclamo, nel 48,8% dei casi il cliente intervistato ha dichiarato problemi inerenti alla fatturazione; a seguire rilevano le vicende contrattuali (29,5%), i temi del mercato (11,8%), della misura (9,3%) e della morosità e sospensione della fornitura (6,8%); qualità commerciale e tecnica incidono rispettivamente per il 6,1% e il 5,1%.

Nel dettaglio, ai clienti intervistati è stato chiesto di valutare, con una scala semantica a tre risposte (adeguato, migliore o peggiore rispetto alle proprie aspettative), otto fattori di qualità della risposta e, nella misura in cui il giudizio espresso era di insoddisfazione (peggiore), sono state proposte alcune domande ulteriori, per cercare di individuare con più precisione il livello di gravità.

TAV. 10.2 *Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione 2022 (valori %)*

FATTORI	PESO 2022	INSODDISFAZIONE %
Chiarezza sui tempi in cui il problema è stato o verrà risolto	16,2	40,3
Motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo	15,8	38,3
Comprensibilità e chiarezza del linguaggio	15,1	19,1
Completezza delle indicazioni sulle modalità in cui verrà risolto il reclamo	14,9	38,4
Precisione e completezza dei riferimenti ai motivi del reclamo	10,9	31,5
Chiara indicazione di un referente aziendale per chiarimenti	10,8	34,9
Precisione e completezza dei riferimenti relativi all'utenza	10,6	26,3
Documentazione allegata	5,8	24,3

Fonte: ARERA, Indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazione.

I fattori su cui si concentra in maniera rilevante l'insoddisfazione sono (Tav. 10.2): la chiarezza sui tempi in cui il problema è stato o verrà risolto (40,3% di insoddisfatti), la completezza delle indicazioni sulle modalità in cui verrà risolto il reclamo (38,4% di insoddisfatti), le motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo (38,3% di insoddisfatti), la chiara indicazione di un referente aziendale per eventuali ulteriori chiarimenti (34,9% di insoddisfatti).

L'indice di soddisfazione complessiva (ICS) per il 2022, per l'intero campione di indagine, è pari a 67,0 su 100; valore che risulta inferiore (-1,5) rispetto a quello rilevato nel 2021 (68,5).

L'indagine di soddisfazione sulla qualità delle risposte alle richieste di informazioni scritte, invece, evidenzia un livello di soddisfazione complessiva decisamente più alto, con un ICS di 86,3 (+1,2 rispetto all'anno precedente).

In questo caso, i clienti ritengono che il principale fattore di qualità della risposta sia costituito dalla sua risolutività; risultato coerente con il fatto che il 73,7% degli intervistati ha dichiarato che il motivo dell'invio della richiesta scritta era di ottenere informazioni specifiche per risolvere un problema.

Le indagini sono state anche l'occasione per verificare la conoscenza, da parte dei clienti, di alcune caratteristiche del servizio. Il 19,8% dei clienti che hanno presentato reclamo era al corrente dell'esistenza di uno standard specifico e quindi di indennizzi associati a una risposta tardiva; il 38,5% di chi ha presentato una richiesta di informazioni non era a conoscenza dell'esistenza di standard specifici e generali; il 39,2% ne aveva sentito parlare ma non era in grado di descriverli; il 22,3% ha dichiarato invece di conoscere gli standard ed è stato in grado di citare quelli associati alla tempestività di risposta ai reclami.

L'indagine di soddisfazione sulla qualità della risposta alle richieste di informazioni è stata effettuata anche per verificare se possano essere presenti inesattezze, da parte dei venditori, nella classificazione delle domande ricevute in richieste di informazioni o in reclami. Sotto questo profilo, dei 1.927 clienti che hanno accettato di essere intervistati dopo essere stati contattati, perché presenti nelle liste predisposte dai venditori per l'indagine, all'inizio dell'intervista, 427 (pari al 22,2% del totale) hanno dichiarato di avere inoltrato un reclamo e non una richiesta di informazioni ed è stato di conseguenza sottoposto loro il questionario relativo all'indagine reclami.

Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali

Call center

Come evidenziato nella tavola 10.3, il *call center* dello Sportello, nel 2022, ha ricevuto 1.254.318 chiamate in orario di servizio (+ 99% rispetto al 2021). Considerando le 240.101 chiamate abbandonate dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore, quelle effettivamente gestite ammontano a 1.014.308 (quasi il doppio rispetto a quelle del 2021). Il tempo medio di conversazione è pari a 238 secondi, in lieve diminuzione rispetto ai 241 secondi del 2021.

TAV. 10.3 Chiamate pervenute al call center dello Sportello (2022)

	TOTALE PERVENUTE	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTA DELL'OPERATORE	CHIAMATE FUORI ORARIO	DURATA MEDIA CONVERSAZIONE (SECONDI)
			TOTALI	DI CUI CON OPERATORE	DI CUI CON RISPONDITORI AUTOMATICI			
TOTALE 2022	1.472.275	1.254.318	1.014.308	1.014.308	-	240.101	217.957	238

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Le chiamate, nel 2022, sono state effettuate nell'80% dei casi da rete mobile (+ 5 p.p. rispetto al 2021), come indicato nella tavola 10.4; il restante 20% delle chiamate è stato effettuato da rete fissa.

TAV. 10.4 Distribuzione chiamate pervenute al call center dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (*) (2022)

2022	
Rete fissa	20%
Rete mobile	80%

(*) In e fuori orario di servizio.

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Anche nel 2022, il 96% delle chiamate pervenute al *call center* in orario di servizio ha interessato i settori elettrico e gas. Sotto il profilo degli argomenti di tali chiamate, individuati sulla base della voce dell'albero fonico selezionata dal chiamante, con riferimento ai settori energetici e idrico, si confermano i primi tre argomenti del 2021 (Tav. 10.5): il 68% delle chiamate ha riguardato il bonus sociale (653.315 per l'energia e 37.653 per l'idrico) – presuntivamente in ragione della centralità dello stesso nel contesto di crisi dei prezzi dell'energia e sulla scia del progressivo consolidamento del meccanismo di riconoscimento automatico del bonus per disagio economico –, il 13% le modalità di risoluzione delle controversie a disposizione di clienti e utenti finali (132.975 per l'energia e 2.063 per l'idrico) e il 7% le pratiche in gestione presso lo Sportello (64.030 per l'energia e 1.520 per l'idrico).

TAV. 10.5 Principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello per servizio selezionato dal chiamante (2022)

SERVIZIO	2022					
	ELETTRICO E GAS		IDRICO		TOTALE	
Bonus sociale	653.315	67%	37.653	90%	690.968	68%
Modalità di risoluzione delle controversie	132.975	14%	2.063	5%	135.038	13%
Diritti e regolazione	49.652	5%	417	1%	50.069	5%
Pratiche presso lo Sportello	64.030	7%	1.520	3%	65.550	7%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	40.411	4%	-	-	40.411	4%
Servizio a tutele gradualità	32.019	3%	-	-	32.019	3%
% TOTALE BONUS		67%		90%		68%
% TOTALE ALTRI ARGOMENTI		33%		10%		32%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e CContact.

Completano il quadro di dettaglio 204 chiamate gestite per il settore rifiuti e 49 chiamate gestite per il settore telecalore, tutte afferenti alla voce "diritti e regolazione".

Ancora con riferimento ai contenuti delle chiamate gestite, si ricorda che, nel corso della singola conversazione telefonica, il cliente o utente finale potrebbe porre più di un quesito e gli argomenti affrontati con l'operatore del *call center*, dunque, nonché i settori di riferimento, potrebbero essere differenti fra loro, anche rispetto al tasto dell'albero fonico selezionato in origine dal chiamante. È stata pertanto elaborata la tavola 10.6, al fine di dare contezza, in valori percentuali, dell'effettivo contenuto di ciascuna chiamata e dei relativi settori interessati (energia elettrica, gas, idrico). Nel 2022, sulla base di tale rilevazione, si conferma come primo argomento il bonus sociale (65%); a seguire, diversamente da quanto esposto nella tavola 10.5, gli argomenti "diritti e regolazione" (19%) e "modalità di risoluzione controversie" (8%); il che potrebbe fare concludere, al netto dei quesiti su argomenti specifici come il bonus sociale, per una diffusa necessità di informazione, da parte dei clienti e utenti finali, sui propri diritti previsti dalla normativa e dalla regolazione e su come azionare gli stessi mediante gli strumenti extragiudiziali e/o i servizi dello Sportello.

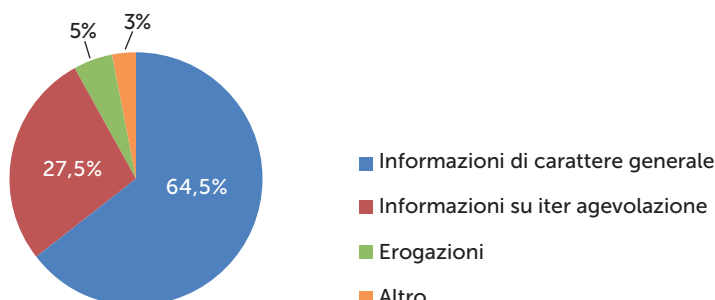
Nel 2022, infine, in 11.895 casi (circa 6.000 in meno rispetto al medesimo dato del 2021) sono state fornite informazioni sul superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici, sia su richiesta specifica che nel corso di una conversazione su tematiche connesse.

TAV. 10.6 *Principali argomenti dei quesiti ricevuti dal call center dello Sportello (2022)*

SERVIZIO	2022		
	ELETTRICO E GAS	IDRICO	TOTALE
Bonus sociale	64%	87%	65%
Modalità di risoluzione delle controversie	8%	4%	8%
Diritti e regolazione	20%	5%	19%
Pratiche presso lo Sportello	6%	3%	6%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	1%	-	1%
Servizio a tutele gradualì	1%	-	1%
% TOTALE BONUS	64%	87%	65%
% TOTALE ALTRI ARGOMENTI	36%	13%	35%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati CContact.

Come sopra evidenziato, il bonus sociale ha rappresentato, anche nel 2022, il principale argomento delle chiamate gestite dal *call center* dello Sportello. Dalla successiva figura 10.1, si evincono, più nel dettaglio, i principali sub-argomenti di tali chiamate, per i settori energetico e idrico, le cui variazioni rispetto al 2021 sembrano potersi riconnettere al suddetto graduale consolidamento dell'automatismo del bonus per disagio economico e, dunque, all'operatività di tale meccanismo: nel 64,5% dei casi (+15,5 p.p. rispetto al 2021), i clienti e gli utenti finali hanno richiesto informazioni di carattere generale (requisiti per l'accesso all'agevolazione, durata, importo, ecc.); nel 27,5% delle chiamate (-15,5 p.p. rispetto al 2021) sono state richieste informazioni in merito all'iter di riconoscimento dell'agevolazione, anche a seguito di domanda (bonus per disagio fisico) o presentazione della DSU (bonus per disagio economico); mentre il 5% di tali chiamate (-1 p.p. rispetto al 2021) ha riguardato le "erogazioni" (ossia le modalità di riscossione del bonus, i bonifici domiciliati, l'entità dell'importo ricevuto, ecc.).

FIG. 10.1 Focus dei principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello in tema bonus (2022)

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e CContact.

Nel 2022 è stato confermato anche il servizio di *call back* con riferimento alle chiamate dei clienti o utenti finali che, non avendo potuto parlare con un operatore, hanno rilasciato il consenso a essere richiamati. Il ricontatto, come nel 2021, è avvenuto, di norma, nel corso delle successive 24 ore lavorative, compatibilmente con la disponibilità degli operatori legata ai volumi di chiamate in ingresso. Nel 2022, è stato tentato il ricontatto di 21.271 chiamanti (circa 18.000 chiamate in più rispetto al 2021), con i seguenti esiti: nel 65% dei casi sono stati forniti i chiarimenti e le informazioni necessari; per una quota pari al 28% il chiamante non ha risposto all'operatore del *call center*; nel 3% dei casi il consumatore ha dichiarato il venire meno del motivo del contatto; infine, il restante 4% è riconducibile ai clienti o utenti finali che avevano già ricontattato, con successo, lo Sportello.

Gli argomenti oggetto delle chiamate gestite mediante *call back* (già compresi nella rilevazione di cui alla tavola 10.6) sono riportati nella tavola 10.7.

TAV. 10.7 Principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello mediante *call back* (2022)

Bonus sociale	30%
Modalità di risoluzione delle controversie	1%
Informazioni sulla regolazione	66%
Pratiche presso lo Sportello	1%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	1%
Servizio a tutele gradualì	1%
TOTALE	100%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Anche in ragione del significativo incremento annuo delle chiamate pervenute e tenuto conto di quanto sopra specificato a proposito della molteplicità di quesiti posti nella singola conversazione, il tempo medio di attesa per parlare con un operatore del *call center*, nel 2022, è stato pari a 267 secondi (in aumento di 38 secondi rispetto al 2021), mentre i valori relativi all'accessibilità al servizio e al livello del medesimo servizio si sono attestati, rispettivamente, al 93% e all'81% (in diminuzione, rispetto al 2021, rispettivamente, di 4 p.p. e 8,5 p.p.), come indicato nella tavola 10.8.

TAV. 10.8 Livelli di servizio per il call center dello Sportello (2022)

	2022
Accessibilità al servizio (AS) - %	93%
Tempo medio di attesa (TMA) - sec.	267
Livello di servizio (LS) - %	81%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Per quanto riguarda, infine, il tasso di soddisfazione dei clienti e utenti che si sono rivolti al *call center* dello Sportello (Tav. 10.9), su un campione di circa il 52% delle chiamate conversate, l'86% dei chiamanti ha valutato il servizio come buono, in leggera flessione rispetto al 2021 (-1 p.p.).

TAV. 10.9 Risultati della rilevazione di customer satisfaction per il call center dello Sportello (2022)

	2022
Buono 😊	86%
Sufficiente 😐	9%
Negativo 😞	5%
% chiamate conversate sottoposte a valutazione	52%
% utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione	81,5%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Richieste scritte di informazioni

Nel 2022, lo Sportello ha ricevuto 57.710 richieste scritte di informazioni, facendo dunque registrare, come accennato a inizio paragrafo, dei volumi quasi triplicati rispetto al 2021. Tali richieste hanno interessato in larga parte i settori energetici (55.422), a fronte di 2.139 richieste per il settore idrico e 149 richieste per il telecalore.

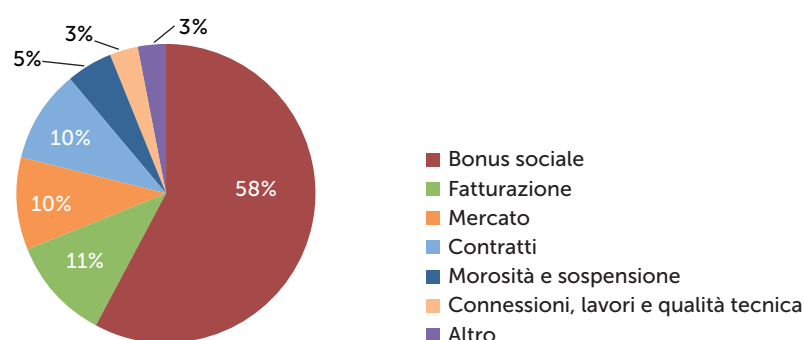
Più contenuto è stato invece l'incremento, da un anno all'altro, delle richieste di clienti e utenti finali classificabili come reclami di secondo livello: nel 2022, lo Sportello ne ha ricevute 2.555 (2.278 per i settori dell'energia), circa 300 in più rispetto al 2021. Tali richieste sono riscontrate dallo Sportello con una specifica informativa sugli strumenti conciliativi disponibili per risolvere la problematica non chiusa con il reclamo all'operatore o al gestore, tenuto conto della documentazione trasmessa e di quanto segnalato dal cliente o utente (reclami reindirizzati in conciliazione).

Con riferimento alle 55.422 richieste scritte di informazioni nei settori energetici, nel 2022 si conferma la *top 5* degli argomenti del 2021 (Fig. 10.2): bonus sociale (58%), fatturazione (11%), mercato (10%), contratti (10%) e morosità e sospensione (5%). Tuttavia, a differenza del 2021, quando il bonus sociale interessava 1 richiesta su 4, nel 2022 tale argomento ha invece riguardato più di una richiesta su due; gli altri argomenti, invece, hanno inciso in misura minore sul totale: rispetto al 2021, -8 p.p. per fatturazione e mercato, -1 p.p. per contratti e -6 p.p. per morosità e sospensione.

Più nel dettaglio, le richieste in tema bonus hanno avuto a oggetto, all'incirca in un caso su tre, le comunicazioni funzionali all'individuazione delle forniture gas dei clienti indiretti, per un terzo circa il meccanismo di ricono-

scimento automatico e nel 25% dei casi chiarimenti in tema di innalzamento della soglia ISEE fino euro 12.000 per l'individuazione dei beneficiari. Per quel che concerne gli altri argomenti, in continuità con il 2021, lo scorso anno è stato rilevato quanto segue: i principali sub-argomenti della fatturazione sono stati i consumi stimati (38%) e i ricalcoli (27%); in ambito mercato, le richieste hanno interessato soprattutto il cambio venditore (56%) e le presunte pratiche commerciali scorrette (20%); i sub-argomenti della voce "contratti" sono stati le modifiche unilaterali di contratto (54%), la voltura e il subentro (12%); infine, la morosità ha riguardato il 91% delle richieste classificate alla voce "morosità e sospensione".

FIG. 10.2 *Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settori energetici (2022)*



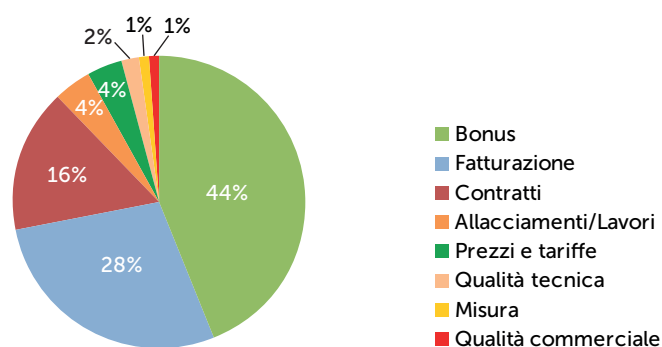
Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Come l'anno precedente, i reclami di secondo livello per l'energia (2.278), oggetto di specifico riscontro dello Sportello con reindirizzamento agli strumenti di conciliazione, hanno riguardato, nel 2022, in particolar modo la fatturazione (46%), con la prevalenza dei medesimi sub-argomenti rintracciati nelle richieste scritte di informazioni, ossia i consumi stimati (52%) e i ricalcoli (22%).

L'88% delle 55.422 richieste di informazioni per i settori energetici è stato presentato da clienti finali senza l'ausilio di delegati; nel 79% dei casi tali richieste hanno interessato il comparto domestico. Le richieste in esame sono state inviate allo Sportello principalmente via e-mail (54%), mentre nel 26% dei casi è stato utilizzato il Portale Unico.

Guardando alle 2.139 richieste scritte di informazioni per il settore idrico del 2022 (Fig. 10.3), si registra la prevalenza dell'argomento "bonus" (44%; in 9 casi su 10 tali richieste hanno interessato il meccanismo di riconoscimento automatico), in aumento di 23 p.p. rispetto al 2021; a seguire, la fatturazione (28%) e i contratti (16%).

FIG. 10.3 *Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settore idrico (2022)*



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I 252 reclami di secondo livello reindirizzati in conciliazione hanno avuto a oggetto, nel 54% dei casi, la fatturazione, con i sub-argomenti riconducibili a conguagli (36%), consumi (34%) e perdite occulte (13%).

Come nei settori energetici, anche nell'idrico le 2.139 richieste di informazioni sono state presentate principalmente da utenti finali senza l'ausilio di delegati (87%); il 90% di tali richieste ha interessato il comparto domestico. Riguardo ai canali di accesso, per l'idrico prevale il Portale Unico (45%), seguito dall'e-mail (30,5%).

Per il settore del telecalore, nel 2022 sono pervenute allo Sportello 149 richieste scritte di informazioni, afferenti, nel 96% dei casi, alla trasparenza del servizio, con i seguenti principali sub-argomenti: fatturazione (39%), prezzi e tariffe (39%) e contratti (22%). La trasparenza del servizio ha interessato anche l'80% dei 25 reclami di secondo livello reindirizzati in conciliazione.

Le 149 richieste di informazioni per il settore del telecalore sono state presentate dagli utenti senza l'ausilio di delegati nel 93% dei casi; il 78% di tali richieste ha interessato il comparto domestico. Riguardo ai canali di accesso, per il telecalore prevalgono il Portale Unico (48%) e l'e-mail (34%).

Per un quadro completo della presente sezione, si evidenziano le 212 comunicazioni trasmesse allo Sportello per il settore dei rifiuti (140 nel 2021). Per tale settore, unitamente a idrico e telecalore, si rinvia più diffusamente al successivo paragrafo "Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali".

Si segnalano, infine, 59 richieste di informazioni per i settori energetici (130 nel 2021) e 5 per il settore idrico relative agli eventi sismici del Centro Italia e Ischia, oggetto di specifica regolazione dell'Autorità: tali richieste hanno riguardato, nell'89% dei casi, il tema delle agevolazioni tariffarie. In 11 casi lo Sportello ha trasmesso puntuali richieste di chiarimento agli operatori interessati, per una completa ricognizione della fattispecie, nell'ottica della risoluzione della problematica lamentata dal consumatore.

Procedure speciali informative

Le richieste di attivazione di procedure speciali informative per i settori energetici, nel 2022, ammontano a 41.958, in lieve flessione rispetto al 2021 (-4%). Mediante tali procedure, lo Sportello fornisce ai clienti finali informazioni specifiche codificate in banche dati centralizzate (Sistema informativo integrato, Sistema indennitario) e oggetto di regolamentazione "ad applicazione automatica".

Nel 2022, il settore elettrico si è confermato quale settore maggiormente interessato dalle procedure speciali in esame (64% delle richieste, -6 p.p. rispetto al 2021), seguito dal gas (23% delle richieste, +3 p.p.); il 13% delle richieste (+3 p.p.) ha riguardato entrambi i settori.

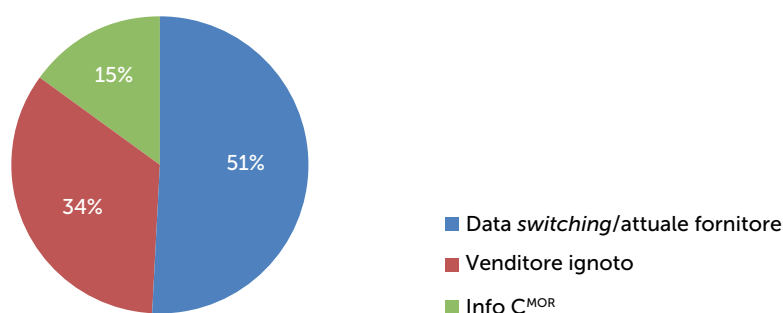
Nel 2022 (Fig. 10.4), la procedura speciale maggiormente utilizzata è stata quella volta a conoscere la controparte commerciale e la data di *switching* (51% dei casi, a fronte del 35% del 2021). Tale procedura ha fatto registrare l'incremento maggiore da un anno all'altro, sia in valori assoluti che in valori percentuali (+6.168 richieste; +41%).

Una quota pari al 34% delle procedure informative (45% nel 2021) è invece relativa alla procedura finalizzata all'identificazione del venditore ignoto in caso di voltura (la riduzione dei volumi potrebbe essere connessa

all'implementazione della regolazione in tema di voltura con *switching* per il settore elettrico). Tale procedura ha, invece, fatto registrare il decremento maggiore da un anno all'altro, anche in questo caso sia in valori assoluti che in valori percentuali (-5.504 richieste, -28%).

Infine, il 15% delle procedure in esame (20% nel 2021) ha avuto a oggetto il corrispettivo C^{MOR} e, in particolare, il nominativo del venditore che ha richiesto l'applicazione di tale corrispettivo, i contenuti minimi della richiesta di indennizzo previsti dalla regolazione e le informazioni relative all'eventuale stato di sospensione o annullamento dell'indennizzo medesimo.

FIG. 10.4 Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello (2022)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nella successiva tavola 10.10 sono riportati i tempi medi di lavorazione, rilevati su base annuale, delle procedure speciali informative. Anche nel 2022 si confermano valori ampiamente al di sotto dei livelli di servizio fissati dalla regolazione dell'Autorità. In particolare, da un anno all'altro, si registra un miglioramento di 2 giorni lavorativi per la procedura informativa relativa al C^{MOR}.

TAV. 10.10 Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative (2022)

PROCEDURE SPECIALI INFORMATIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLO (**)
Venditore ignoto	10	3
Info C ^{MOR}	10	3
Data <i>switching</i> /attuale fornitore	5	3

(*) Livelli di servizio ex tabella 1, allegato A alla delibera 14 luglio 2016, 383/2016/E/com.

(**) Contabilizzati dalla data di ricezione della richiesta del cliente.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

L'82% delle richieste in argomento ha riguardato il comparto domestico; nell'84% dei casi, esse sono state trasmesse allo Sportello da clienti finali senza l'ausilio di delegati. Per presentare le richieste di attivazione delle procedure speciali informative sono stati utilizzati nel 48% dei casi il Portale Unico e nel 46% dei casi l'e-mail.

Altre attività

Nel 2022 le segnalazioni sono fortemente aumentate rispetto al 2021. Lo Sportello, infatti, ha ricevuto, in totale, 697 segnalazioni (60 nel 2021), di cui 307 relative a entrambi i settori, 244 riguardanti l'energia elettrica,

104 afferenti al settore gas, 37 al settore idrico e 5 riconducibili al settore dei rifiuti. Mediante tale strumento, il cliente o utente finale può segnalare un disservizio ritenuto rilevante o una presunta criticità della regolazione; compito dello Sportello è monitorare le segnalazioni ricevute e, se del caso, svolgere specifici approfondimenti con gli esercenti interessati e/o con i clienti o utenti segnalanti, per gli eventuali seguiti di competenza dell'Autorità.

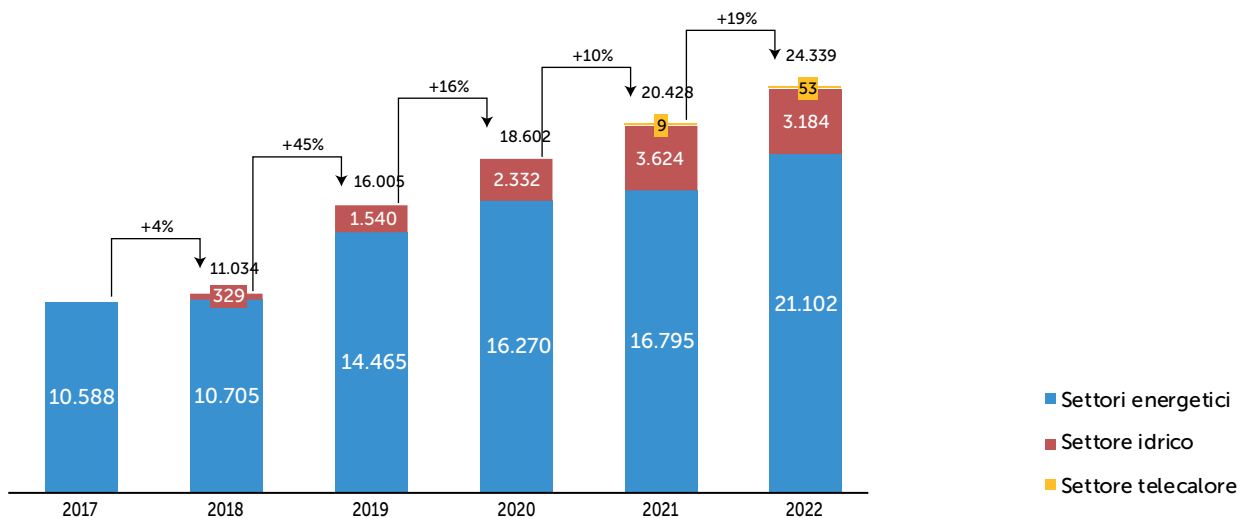
Un'attività specifica, svolta dallo Sportello sulla base della regolazione dell'Autorità, è rappresentata dalla ricezione, lavorazione e successiva trasmissione al SII dei moduli inviati dai clienti indiretti del settore gas ai fini del riconoscimento del bonus sociale per disagio economico: nel 2022 sono stati gestiti 97.431 moduli, come meglio specificato nel successivo paragrafo "Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico".

Infine, l'*help desk* dello Sportello, riservato alle associazioni dei consumatori e delle piccole e medie imprese per una consulenza qualificata sulla regolazione dell'Autorità, è stato utilizzato 11 volte (10 casi afferenti a clienti *dual fuel*).

Il Servizio conciliazione dell'Autorità

Nel 2022, il Servizio conciliazione ha ricevuto 24.339 domande (Fig. 10.5), per una media di 108,3 domande su giorni lavorativi. L'incremento annuo di domande, rispetto al 2021, è stato pari al 19%, a conferma del continuo *trend* di crescita dei volumi in ingresso da un anno all'altro. Tale incremento complessivo è legato essenzialmente all'aumento di domande di conciliazione per i settori energetici, sia in termini percentuali che in valori assoluti (+26% rispetto al 2021, corrispondente a circa 4.300 domande in più); in tali settori è operativo il tentativo obbligatorio di conciliazione quale condizione di procedibilità per l'azione giudiziale. In diminuzione, invece, il totale delle domande di conciliazione per il settore idrico (circa 400 in meno rispetto al 2021), nonostante l'ampliamento del novero dei gestori obbligati alla partecipazione al Servizio (almeno 100.000 abitanti residenti serviti), disposto con la delibera 13 luglio 2021, 301/2021/E/idr, ed efficace dal 1° gennaio 2022, che ha comportato l'esclusività del ricorso alla conciliazione, quale strumento per la soluzione delle controversie non risolte col reclamo di primo livello (eccezion fatta per le problematiche afferenti al bonus sociale), per una quota di utenti finali del settore pari a circa l'84% della popolazione nazionale.

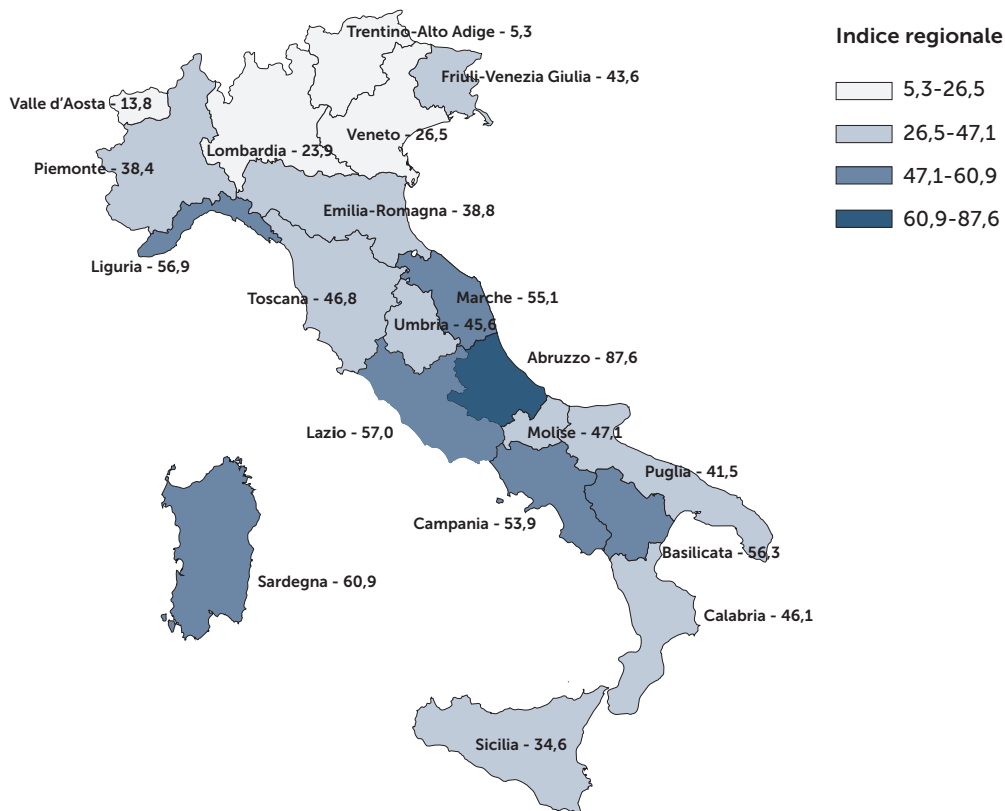
FIG. 10.5 Trend delle domande presentate al Servizio conciliazione (2017-2022)



Fonte: Servizio conciliazione.

Le 24.339 domande di cui sopra sono distribuite per Regione secondo quanto riportato nella figura 10.6. L'indice regionale più alto – dato dal rapporto fra il numero di domande per tutti i settori ogni 100.000 abitanti e la popolazione residente per Regione – si rinviene in Abruzzo (87,6). A seguire, la Sardegna (non metanizzata), il Lazio, la Liguria, la Basilicata, le Marche e la Campania, che fanno registrare valori compresi fra 53,9 e 60,9.

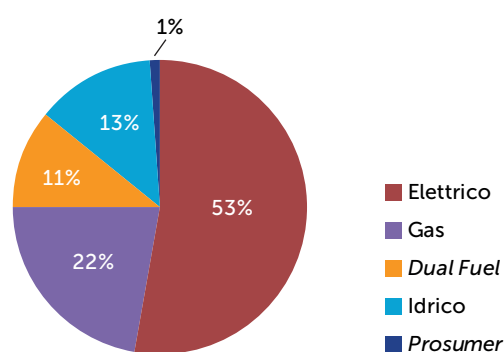
FIG. 10.6 Indice regionale delle domande ricevute dal Servizio conciliazione (2022)



Fonte: Servizio conciliazione.

L'incidenza percentuale di ciascun settore sul totale delle domande presentate al Servizio nel 2022 è riportata nella figura 10.7. Il 53% di tali domande (12.831) ha interessato il settore elettrico (+5 p.p. rispetto al 2021), mentre al gas è riconducibile una quota pari al 22%, corrispondente a 5.383 domande (-3,5 p.p. rispetto al 2021). Il settore idrico, con 3.184 domande, si attesta al 13% (-5 p.p. rispetto al 2021); ai clienti *dual fuel* sono riconducibili 2.744 domande, pari all'11% del totale (+3 p.p. rispetto al 2021). I *prosumer* hanno presentato 144 domande (l'1% del totale, in lieve aumento rispetto allo 0,5% del 2021); per il telecalore, infine, sono state presentate 53 domande (+44 rispetto al 2021).

FIG. 10.7 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2022)

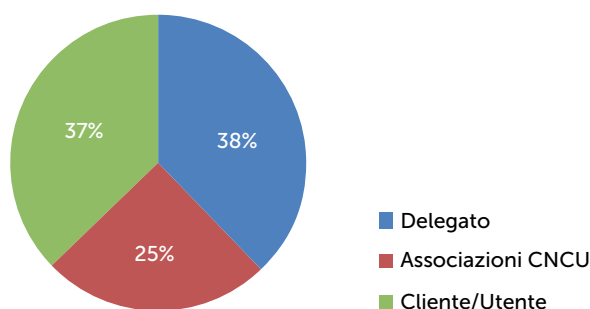


Fonte: Servizio conciliazione.

Rispetto al 2021, nel 2022 si è ridotto il peso percentuale, sul totale, delle domande di conciliazione presentate da delegati di clienti o utenti finali, diversi dalle associazioni rappresentative della clientela domestica e non domestica (Fig. 10.8): il 38% delle domande è infatti riconducibile a tale categoria di attivanti (-4 p.p. rispetto al 2021). Seguono i clienti o utenti finali, non assistiti da delegati, con il 37% (+5 p.p. rispetto al 2021) e le associazioni dei consumatori appartenenti al Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) con il 25% (-1 p.p. rispetto al 2021). Solo 11, infine, le domande presentate da associazioni delle piccole e medie imprese in rappresentanza dei clienti finali non domestici.

Più nel dettaglio, le 9.205 domande presentate da delegati diversi dalle associazioni CNCU sono per lo più riferibili agli avvocati, a cui afferisce una quota pari al 67% di tali domande (-1 p.p. rispetto al 2021); seguono i delegati "non professionali" (parenti, conoscenti, ecc., dei clienti o utenti titolari della fornitura) con il 22% (-1 p.p. rispetto al 2021). Quasi due domande su tre presentate da tale categoria di attivanti hanno riguardato il comparto domestico; il settore elettrico ha interessato circa 5.200 domande.

Per quel che concerne, invece, le 8.931 domande dei clienti o utenti, presentate in via "diretta", senza, cioè, l'ausilio di un delegato, le stesse sono per il 70% relative a persone fisiche titolari del punto di fornitura (-5 p.p. rispetto al 2021), mentre il 27% (+7 p.p. rispetto al 2021) è riconducibile a rappresentanti interni delle piccole e medie imprese. Sono state 214, infine, le domande presentate da amministratori di condominio (249 nel 2021). Circa 6.500 domande tra quelle in esame ha interessato il comparto domestico; in poco più di un caso su due il settore oggetto di controversia è stato l'elettrico.

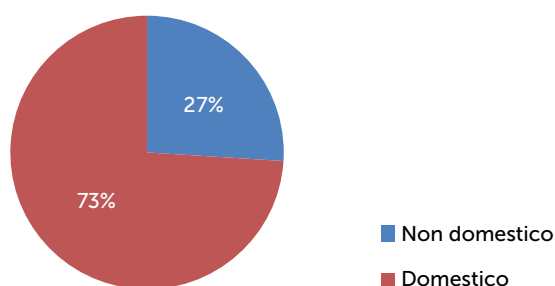
FIG. 10.8 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante (2022)

Fonte: Servizio conciliazione.

Si conferma, da un anno all'altro, il dato relativo all'età media delle persone fisiche che interagiscono sulla piattaforma del Servizio conciliazione: i delegati, infatti, si collocano principalmente nella fascia 43-47 anni, mentre per i clienti o utenti finali titolari della fornitura oggetto della controversia (inclusi, dunque, anche quelli che hanno attivato domande di conciliazione mediante un delegato) la distribuzione è più frammentata.

Si conferma, inoltre, la netta prevalenza degli accessi al Servizio conciliazione mediante PC: 96% nel 2022, a fronte del 97% del 2021.

Come riportato nella figura 10.9, il 73% delle domande presentate al Servizio conciliazione nel 2022 è riferibile al comparto domestico (-1 p.p. rispetto al 2021), mentre ai non domestici è riconducibile una quota pari al 27% (+1 p.p. rispetto al 2021). Combinando fra loro i dati riportati nelle figure 10.7 e 10.9, si ricava, anche nel 2022, la netta prevalenza del settore elettrico per il comparto non domestico (78,5% sul totale di domande relative a tale comparto, +4,5 p.p. rispetto al 2021), mentre, sul numero complessivo di domande dei domestici, il 43% ha interessato il settore elettrico e il 27% il gas (la forbice fra tali due settori è aumentata: dai 9 p.p. del 2021, sempre a favore dell'elettrico, ai 16 p.p. del 2022).

FIG. 10.9 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale (2022)

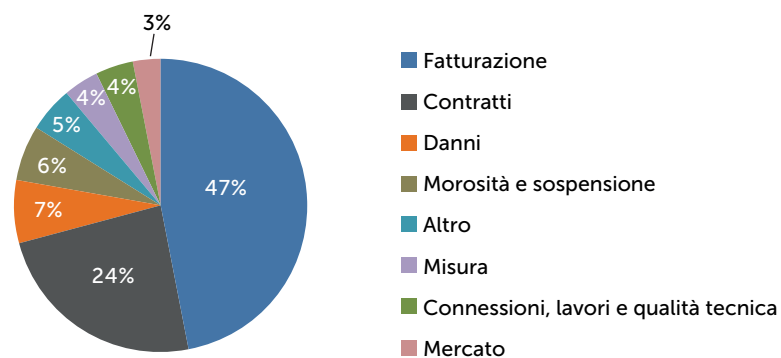
Fonte: Servizio conciliazione.

Relativamente agli argomenti delle domande di conciliazione del 2022 per i settori energetici (Fig. 10.10), la fatturazione ha interessato il 47% delle 21.102 domande complessive (-6 p.p. rispetto al 2021); a seguire, contratti e danni, con il 24% e il 7% (rispettivamente, +10 p.p. e -3 p.p. rispetto al 2021). Come nel 2021, la fatturazione ha rappresentato il primo argomento anche delle 12.831 domande relative al settore elettrico (46%) e delle 5.383 domande per il settore del gas (56%); anche i principali sub-argomenti coincidono fra i due settori: i consumi

stimati errati, i ricalcoli e i pagamenti/rimborsi, infatti, rappresentano, rispettivamente, il 25%, il 21% e il 17% delle domande sulla fatturazione per il settore dell'energia elettrica e il 29%, il 18% e il 17% di quelle relative al settore del gas.

Fra le 2.744 domande presentate dai clienti *dual fuel* prevale, invece, l'argomento dei contratti (44%), avente quale sub-argomento le modifiche unilaterali in un caso su quattro; le 144 domande dei *prosumer*, infine, hanno riguardato, nel 43% dei casi, l'argomento specifico dello scambio sul posto.

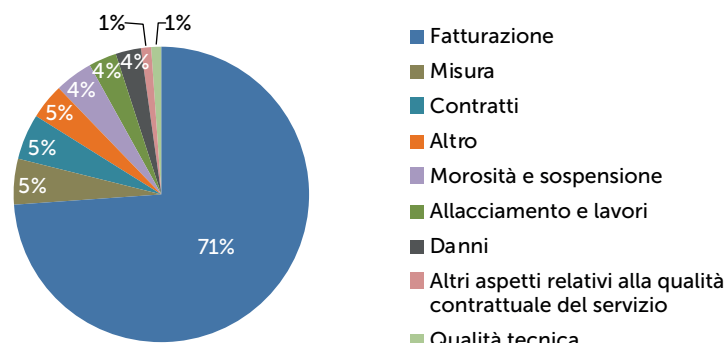
FIG. 10.10 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2022)



Fonte: Servizio conciliazione.

Passando alle 3.184 domande del settore idrico (Fig. 10.11), anche nel 2022 l'argomento principale è rappresentato dalla fatturazione (71%), seppure in flessione rispetto al 2021 (-3 p.p.). Gli argomenti "contratti" e "misura" si collocano a seguire, seppure con uno scarto sostanzioso (5% ciascuno, come nel 2021). In continuità con quanto rilevato nel 2021, le domande sulla fatturazione hanno interessato principalmente i sub-argomenti relativi ai consumi (40%) e agli importi per i consumi risalenti a più di due anni (19%).

FIG. 10.11 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2022)



Fonte: Servizio conciliazione.

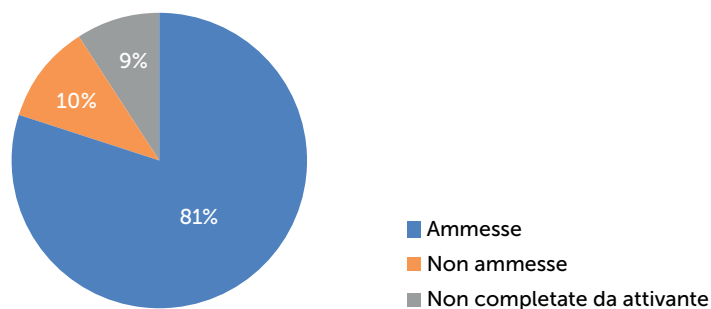
Le 53 domande pervenute per il telecalore, infine, hanno riguardato nel 38% dei casi la trasparenza del servizio e nel 13% dei casi l'argomento "morosità e sospensione" (una grossa fetta di domande, pari a circa il 43%, non è stata ricondotta dagli utenti a nessuna delle categorie presenti nel modulo online di domanda, presumibilmente in ragione della "novità" del settore, sia sotto il profilo regolatorio che con riguardo allo strumento conciliativo).

Il valore delle controversie azionate dinanzi al Servizio nel 2022 è stato elaborato sulla base di quanto dichiarato dagli attivanti per una quota di procedure pari a circa il 48% delle 12.717 concluse con accordo alla data di elaborazione di questo paragrafo. Considerando tale campione, il 54% delle controversie si colloca nella fascia da 0 a 1.000 euro, mentre l'84% non ha superato i 5.000 euro (soglia degli *small claims* ai sensi del regolamento (CE) n. 861/2007 dell'11 luglio 2007 e s.m.i.).

Nel 2022, il tasso di ammissibilità delle domande presentate al Servizio (Fig. 10.12) è aumentato di 1 p.p. rispetto al 2021, attestandosi all'81%. Le domande non completate dagli attivanti ammontano al 9%; le domande non ammesse per una delle cause previste dalla disciplina procedurale del Servizio sono invece pari al 10%. Fra tali cause si annoverano, fra l'altro: il mancato rispetto dei termini per presentare la domanda di conciliazione (25%), ossia 40 giorni (50 giorni per il settore idrico) dall'invio del reclamo in caso di mancata risposta da parte dell'operatore o del gestore; la produzione di documentazione non idonea a integrare la domanda a seguito di richiesta di regolarizzazione della stessa (23%); l'utilizzo della modulistica non corretta (14%). Quanto precede non preclude all'attivante la riproposizione della medesima domanda, una volta maturato il termine suddetto oppure a seguito della produzione del documento richiesto o dell'utilizzo della modulistica corretta.

Il dato sopra esposto può essere rapportato a ciascuna tipologia di attivante: anche nel 2022 le associazioni CNCU fanno registrare la più alta percentuale di domande ammesse su quelle presentate, ossia il 91% (+2 p.p. rispetto al 2021). A seguire, i delegati non associativi con l'81% (come nel 2021) – fra i quali gli avvocati fanno registrare l'82% e i delegati non professionali il 75% – e i clienti o utenti in via "diretta" (75%, + 1 p.p. rispetto al 2021).

FIG. 10.12 *Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione (2022)*



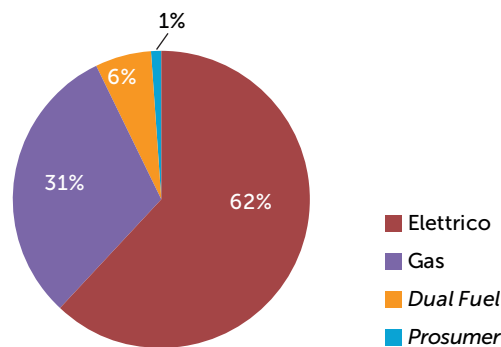
Fonte: Servizio conciliazione.

Per quanto riguarda la partecipazione degli operatori e dei gestori alle procedure avviate nel 2022 dal Servizio conciliazione, si registra un sostanziale rispetto dello specifico obbligo partecipativo previsto dalla regolazione dell'Autorità in capo agli operatori dei settori energetici e ai gestori del settore idrico di maggiori dimensioni (che servono almeno 100.000 abitanti residenti in uno o più ATO di competenza). Più nel dettaglio, gli operatori e i gestori obbligati hanno partecipato nel 99,6% delle procedure. I casi di mancata adesione, riconducibili per i settori energetici a operatori di piccole dimensioni, sono stati oggetto di specifici approfondimenti nell'ambito dell'attività di monitoraggio ed *enforcement* dell'obbligo in parola svolto dall'Autorità. Nel 2022, a valle di tale attività, l'Autorità, come riportato a inizio paragrafo, con delibera 379/2022/E/com, ha intimato a 4 operatori il rispetto dell'obbligo partecipativo al Servizio conciliazione per il periodo settembre 2021-maggio 2022. Dal 2017 a oggi, a seguito di casi di mancata partecipazione, sono state irrogate sanzioni amministrative pecuniarie nei confronti di sei operatori di energia. Per quanto concerne i gestori di minori dimensioni non obbligati, gli stessi

hanno preso parte agli incontri convocati dinanzi al Servizio nel 62% dei casi, esercitando una facoltà prevista dalla vigente disciplina procedurale per il settore idrico.

Nel 2022, il tasso di convocazione del distributore di energia in conciliazione quale ausilio tecnico, su richiesta del venditore controparte del cliente finale, è stato pari al 47% delle procedure nelle quali il medesimo venditore è stato convocato (circa 6.400 casi su 13.522 procedure), in ribasso di 20 p.p. rispetto al 2021. Tale convocazione ha interessato nel 62% dei casi il settore elettrico, a fronte del 31% relativo al settore del gas (Fig. 10.13).

FIG. 10.13 Ripartizione dei casi di convocazione del distributore quale ausilio tecnico per settore (2022)



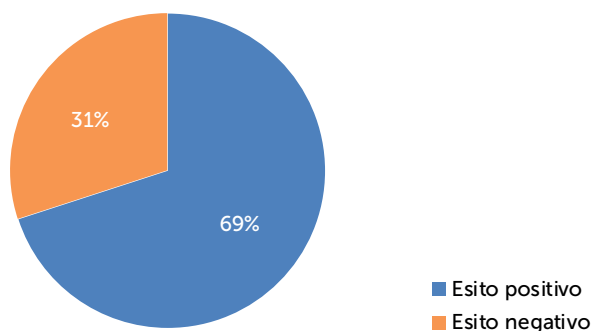
Fonte: Servizio conciliazione.

Il tasso di accordo su procedure avviate nel 2022 dinanzi al Servizio e concluse (Fig. 10.14), al netto delle procedure su cui è stata espressa rinuncia (337 nei settori energetici, 53 per l'idrico e 1 nel telecalore) e di quelle pendenti (718) alla data di elaborazione del presente paragrafo, si attesta al 69% (-1 p.p. rispetto al 2021). Guardando ai tre principali settori per numero di domande, è l'idrico a fare registrare il tasso di accordo maggiore (75%) su procedure concluse relative a tale settore, seguito dal gas con il 72% e dall'elettrico con il 65%.

Le procedure si sono concluse in media in 54 giorni solari (4 in meno rispetto al dato del 2021); il 77% di tali procedure (stesso valore percentuale del 2021) si è concluso in meno di due incontri (8.529 con un incontro e 5.624 con due incontri).

Anche il dato sugli accordi può essere rapportato alla tipologia di attivante: le associazioni CNCU fanno registrare l'82% di accordi su procedure concluse (-2 p.p. rispetto al 2021), a fronte del 67% dei clienti e utenti senza delegati (-4 p.p. rispetto al 2021) e del 60% dei delegati diversi dalle associazioni (come nel 2021). Fra questi ultimi, gli avvocati fanno registrare il 54% di accordi su procedure dagli stessi concluse (+1 p.p. rispetto al 2021), mentre i delegati non professionali raggiungono il 72% (-4 p.p. rispetto al 2021).

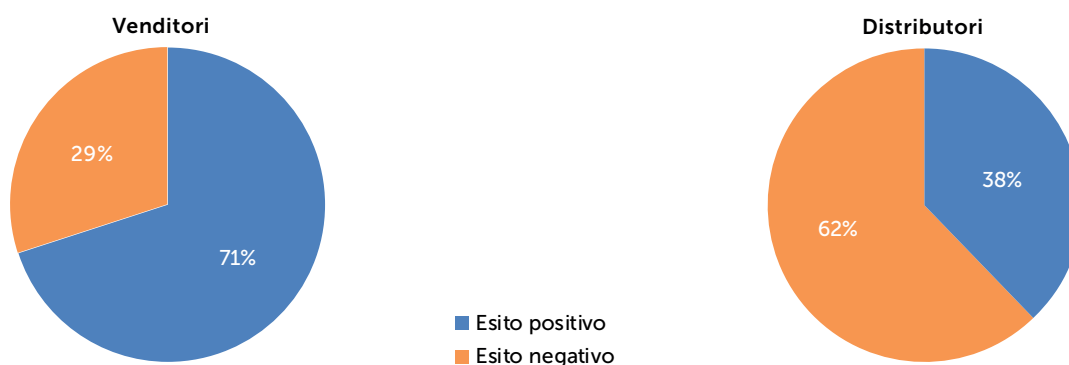
FIG. 10.14 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione (2022)*



Fonte: Servizio conciliazione.

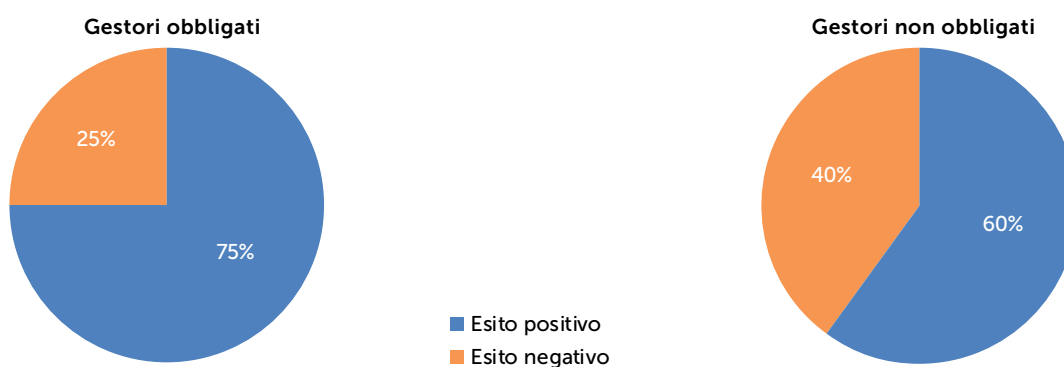
Guardando all'operatore controparte del cliente finale per i settori energetici, destinatario della domanda di conciliazione e dunque convocato dinanzi al Servizio, nel 2022, al netto delle suddette procedure pendenti, si registra un tasso di accordo, per i venditori, pari al 71%, a fronte del 38% ascrivibile, invece, ai distributori (Fig. 10.15). Nel settore idrico (Fig. 10.16), i gestori obbligati alla partecipazione alle procedure hanno sottoscritto accordi nel 75% delle procedure concluse; i non obbligati nel 60% dei casi.

FIG. 10.15 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione per operatore, settori energetici (2022)*



Fonte dati: Servizio conciliazione.

FIG. 10.16 *Esiti delle procedure nel settore idrico concluse presso il Servizio conciliazione per gestore, settore idrico (2022)*













Fonte dati: Servizio conciliazione.

La *compensation* relativa agli accordi sottoscritti per procedure avviate e concluse nel 2022 dinanzi al Servizio conciliazione ammonta, alla data di elaborazione del presente paragrafo, a circa 19,8 milioni di euro. Si tratta della somma algebrica del corrispettivo economico (sotto forma di valore recuperato anche rispetto al valore della controversia oppure di rimborsi, indennizzi, ricalcolo di fatturazioni errate, rinuncia a spese e interessi moratori, ecc.) ottenuto dai clienti o utenti finali che, anche per mezzo di delegati, hanno sottoscritto i predetti accordi.

Gli attivanti, nel 2022, hanno compilato 7.783 questionari a seguito della chiusura delle procedure dinanzi al Servizio conciliazione: nel 96% dei casi (Fig. 10.17) è stato espresso complessivamente un giudizio positivo (+1 p.p. rispetto al 2021), con percentuali variabili fra il massimo livello di soddisfazione (51%) e il valore "abbastanza soddisfatto" (30%). Più nel dettaglio, l'operato del conciliatore è stato valutato molto positivamente dal 68% degli attivanti di cui sopra.

FIG. 10.17 Risultati della customer satisfaction per il Servizio conciliazione (2022)

	 Molto soddisfatto (1)	 Soddisfatto (2)	 Abbastanza soddisfatto (3)	 Poco soddisfatto (4)	 Per nulla soddisfatto (5)
Totale	51%	15%	30%	2%	2%
Sintesi giudizio	96%			4%	

	 Molto soddisfatto (1)	 Soddisfatto (2)	 Abbastanza soddisfatto (3)	 Poco soddisfatto (4)	 Per nulla soddisfatto (5)
Guida al servizio	48%	17%	32%	2%	1%
Modulistica	47%	17%	33%	2%	1%
Procedura di conciliazione	48%	15%	31%	3%	3%
Stanza virtuale	44%	18%	33%	4%	1%
Conciliatore	68%	9%	19%	2%	2%

Fonte: Servizio conciliazione.

Procedure speciali risolutive

Analogamente alle procedure speciali informative, anche per quelle risolutive lo Sportello può accedere alle informazioni codificate in banche dati centralizzate ma, in questi casi, per indicare la soluzione di problematiche afferenti a fattispecie predeterminate dei settori energetici. Nell'ambito delle procedure speciali risolutive, lo Sportello può anche richiedere informazioni agli operatori interessati.

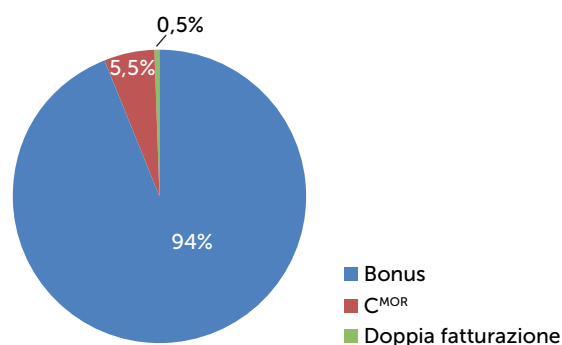
Nel 2022, lo Sportello ha ricevuto 22.583 richieste di attivazione di procedure speciali risolutive, registrando un forte aumento rispetto al 2021 (+100%), come evidenziato a inizio paragrafo. La procedura maggiormente utilizzata è stata quella in tema bonus (94%, +8 p.p. rispetto al 2021); a seguire, quella relativa al C^{MOR} (verifica dei presupposti per il suo annullamento), che si attesta al 5,5% (-7,5 p.p. rispetto al 2021), e le richieste in tema di doppia fatturazione (0,5%, -0,5 p.p. rispetto al 2021). Le altre procedure speciali risolutive fanno registrare volumi poco significativi: la procedura ripristinatoria volontaria regolata dall'allegato A alla delibera 6 aprile 2017, 228/2017/R/com, e quella connessa alla mancata erogazione dell'indennizzo automatico dovuto, entro i termini massimi previsti dalla regolazione, sono state attivate, rispettivamente, 14 volte e 5 volte.

Con particolare riferimento alla procedura in tema bonus, si segnala che il 64% circa delle richieste di supporto inviate allo Sportello ha interessato la mancata erogazione dell'agevolazione; le restanti richieste hanno interessato, per lo più, problematiche connesse alla continuità dell'agevolazione a seguito di *switching* o voltura o relative all'importo del bonus ritenuto errato.

Lo Sportello, se l'istanza del cliente è ritenuta fondata, sulla base dei documenti inviati dal medesimo cliente e a seguito delle verifiche sul SII, trasmette una richiesta di informazioni agli esercenti interessati, richiedendo di riconoscere la medesima agevolazione in fattura, informandone il cliente finale. Solo quando l'erogazione risulta effettuata nei termini previsti dalla regolazione, il caso sottoposto allo Sportello viene chiuso. Se, invece, l'istanza risulta infondata, lo Sportello procede con l'invio di una lettera di informazioni al cliente finale, fornendo gli opportuni chiarimenti e spiegando i motivi per cui l'agevolazione non può essere corrisposta.

Il settore maggiormente interessato dalle procedure in argomento è stato l'elettrico (53%, +16 p.p. rispetto al 2021), seguito dal gas con il 25% (-10 p.p. rispetto al 2021) e dal *dual fuel* con il 22% (-6 p.p. rispetto al 2021). Il settore elettrico risulta prevalente anche guardando alle singole tipologie di procedure speciali, avendo interessato il 52% delle procedure bonus e il 70% di quelle C^{MOR}.

FIG. 10.18 Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello (2022)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Come anticipato a inizio paragrafo, con la delibera 169/2022/E/com, l'Autorità ha proseguito l'attività di monitoraggio ed *enforcement* degli obblighi imposti agli operatori nell'ambito delle attività dello Sportello, nello specifico intimando a 52 operatori di fornire un riscontro alle richieste di informazioni inviate dallo Sportello, nel periodo 1° gennaio 2021-31 dicembre 2021, nell'ambito della gestione delle procedure speciali risolutive (le richieste inesitate ammontavano a circa l'1% del totale di richieste inviate dallo Sportello nel periodo).

Complessivamente, nel 6% dei casi le risposte fornite dagli operatori nel 2022 sono state classificate come tardive, in quanto pervenute allo Sportello oltre il termine massimo previsto dalla regolazione.

Nel 2022 è terminata, con il supporto dello Sportello, l'attività di monitoraggio in tema di modalità di fatturazione del corrispettivo C^{MOR} per il biennio maggio 2020-maggio 2022. In particolare, nel periodo in esame, successivamente all'analisi di circa 400 casi (connessi a procedure speciali sia informative che risolutive), sono stati individuati 117 operatori che non rispettavano parzialmente o del tutto la regolazione in materia. A seguito di specifica e graduale attività di *moral suasion*, tutti gli operatori coinvolti hanno adeguato le fatture a quanto previsto dalla regolazione.

I tempi medi di gestione delle procedure in esame sono illustrati nella successiva tavola 10.11. Guardando alle procedure più utilizzate nel 2022, per quella relativa al bonus la tempistica di gestione complessiva si attesta a 29 giorni lavorativi di media (in aumento rispetto ai 23 del 2021), mentre per la procedura C^{MOR} i giorni lavorativi impiegati in media per la chiusura dei casi sono stati 15 (in diminuzione rispetto ai 17 del 2021).

TAV. 10.11 Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (2022)

PROCEDURE SPECIALI RISOLUTIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLLO (***)	TEMPI RISPOSTA OPERATORE (**)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI OPERATORE (***)	TEMPISTICA GESTIONE COMPLESSIVA
Bonus	10	16	20	13	29
C ^{MOR}	10	5	10	10	15
Procedura ripristinatoria volontaria	10	8	-	-	8
Doppia fatturazione	10	5	10	7	12
Mancata erogazione indennizzo	10	4	10	11	15

(*) Livelli di servizio ex tabella 1, allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

(**) Tempi di risposta ex appendice 2, allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

(***) Contabilizzati dalla ricezione della richiesta del cliente. Nel caso della procedura ripristinatoria volontaria, sono contabilizzati dalla ricezione del rigetto da parte del venditore.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nel 98% dei casi, le procedure speciali risolutive del 2022 hanno interessato il comparto domestico; il 90% delle richieste di attivazione è stato presentato da clienti finali senza l'ausilio di delegati. Il canale principale per azionare tali procedure è stato l'e-mail (63,5%), mentre il Portale Unico è stato utilizzato nel 29% dei casi.

Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità

Nel corso del 2022, sono proseguite le attività relative alla gestione, alla tenuta e alla vigilanza dell'Elenco degli organismi ADR (*Alternative Dispute Resolution*) dei settori di competenza, ai sensi del titolo II-bis della parte V del Codice del consumo¹.

¹ La disciplina per l'iscrizione in elenco e le modalità di svolgimento delle suddette attività è contenuta nell'allegato A alla delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com (recante la Disciplina del procedimento per l'iscrizione nell'Elenco degli organismi ADR), come modificato, in ultimo, dalla delibera 14 luglio 2020, 267/2020/E/com.

Alla data del 31 dicembre 2022 risultano iscritti in Elenco, oltre al Servizio conciliazione, 29 organismi ADR (Tav. 10.12), di cui 7 di conciliazione paritetica settoriali (basati su appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese), 1 settoriale a rilevanza regionale e 21 organismi trasversali, che hanno attestato il possesso della formazione specialistica in uno o più settori di competenza dell'Autorità per almeno un conciliatore ai sensi della Disciplina (tali organismi operano anche in settori diversi da quelli oggetto di iscrizione in Elenco); di questi ultimi, 20 sono organismi di mediazione (come tali, iscritti anche nel Registro degli organismi di mediazione tenuto dal Ministero della giustizia ai sensi del decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28 e del decreto ministeriale 18 ottobre 2010, n. 180). Due dei sopra citati organismi iscritti in Elenco ADR – di cui uno a rilevanza regionale – sono competenti per il solo settore idrico, mentre i restanti organismi sono tutti competenti per i settori dell'energia elettrica e del gas, e 16 di essi (di cui 3 di conciliazione paritetica) risultano iscritti anche per il settore idrico. Infine, per 2 organismi (entrambi di conciliazione paritetica), oltre ai settori energetico e idrico, si aggiunge il telecalore. Gli organismi in questione, la cui iscrizione è stata notificata al Ministero dello sviluppo economico, quale punto di contatto unico con la Commissione europea, risultano altresì iscritti alla Piattaforma ODR della medesima Commissione (per le controversie tra consumatori e imprese originate dai contratti stipulati online).

Nel corso del 2022, con apposite determinine del Direttore della Direzione *Advocacy* Consumatori e Utenti, sono stati aggiunti in Elenco due nuovi organismi², di cui uno per i settori dell'energia elettrica e del gas e uno per il solo settore idrico, mentre si è proceduto alla cancellazione dall'Elenco ADR di un organismo settoriale, ai sensi dell'art. 5, comma 5.3, della Disciplina, in accoglimento dell'istanza formulata dall'organismo stesso³.

TAV. 10.12 Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 dicembre 2022

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Servizio conciliazione ARERA	18/12/2015 energia elettrica e gas 1/7/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici 1/7/2021 energia elettrica, gas, servizi idrici e teleriscaldamento e teleraffrescamento
Organismo ADR di conciliazione paritetica Eni Plenitude Società Benefit – Associazioni di consumatori	11/1/2016 energia elettrica e gas
Organismo ADR Edison Energia – Associazioni dei consumatori CNCU	12/2/2016 energia elettrica e gas
Negoziante paritetica Enel	3/3/2016 energia elettrica e gas
Sicome SC – Organismo di mediazione (*)	11/3/2016 energia elettrica e gas 16/3/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Borlaw – Organismo di mediazione	25/3/2016 energia elettrica e gas 31/5/2016 energia elettrica, gas e servizi idrici
Istituto nazionale per la mediazione e l'arbitrato INMEDIAR – Organismo di mediazione	3/2/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR A2A – Associazioni dei consumatori	24/2/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici 4/3/2020 energia elettrica, gas, servizi idrici e teleriscaldamento e teleraffrescamento
Organismo ADR Acea – Associazioni dei consumatori	24/2/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
S.P.F. Mediazione – Organismo di mediazione	12/6/2017 energia elettrica e gas
ADR Intesa – Organismo di mediazione (*)	12/6/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici

(segue)

² Determinine 7 gennaio 2022, 1 /2022 – DACU e 2 settembre 2022, 5 /2022 – DACU.

³ Determina 23 giugno 2022, 4 /2022 – DACU.

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Equilibrium – Organismo di mediazione	12/6/2017 energia elettrica e gas 24/5/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
AccademiADR – Organismo di mediazione	3/11/2017 energia elettrica e gas 8/8/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Tota Consulting – Organismo di mediazione (*)	1/12/2017 energia elettrica e gas
Organismo di conciliazione paritetica Iren – Associazioni CNCU	26/2/2018 energia elettrica, gas, servizi idrici, teleriscaldamento e teleraffrescamento
Organismo ADR di conciliazione paritetica E.ON Energia – Associazioni dei consumatori	12/4/2018 energia elettrica e gas
Conciliareonline.it/Onlineschlichter.it (*)	8/6/2018 energia elettrica e gas
Conciliando Med di Legal Professional Network – Organismo di mediazione	10/4/2019 energia elettrica e gas
Mediatori Professionisti Roma – Organismo di mediazione	8/5/2019 energia elettrica e gas
Resolvo – Organismo di mediazione (*)	13/12/2019 energia elettrica, gas e servizi idrici
Conciliaconsumatori – Organismo di mediazione	23/4/2020 energia elettrica e gas 28/7/2020 energia elettrica, gas e servizi idrici
Facilita – Organizzazione indipendente per la gestione delle relazioni e dei gruppi – Società cooperativa – Organismo di mediazione	13/5/2020 energia elettrica e gas
Organismo di mediazione civile e commerciale della Società Umanitaria – Fondazione P.M. Loria denominato “Morris L. Ghezzi” – Organismo di mediazione	4/6/2020 energia elettrica, gas e servizi idrici
Concilia Qui – Organismo di mediazione	4/6/2020 energia elettrica e gas
ADR Pro Gest Italia – Organismo di mediazione	15/9/2020 energia elettrica, gas e servizi idrici
A.N.G.E.C. Associazione Nazionale Gestione Conflitti – Organismo di mediazione	22/2/2021 energia elettrica e gas
Artes – Organismo di mediazione	25/3/2021 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo Conciliativo del Servizio Idrico Toscano	1/6/2021 servizi idrici
Rimedia – Organismo di mediazione	7/1/2022 servizi idrici
Sistema A.R. Mediazione in sigla ARSMEDIA – Organismo di mediazione	2/9/2022 energia elettrica e gas

(*) Organismi iscritti in Elenco ai sensi dell'art. 7, comma 7.1, della Disciplina, “Organismi iscritti in altri Elenchi”.

Fonte: ARERA.

In tema di monitoraggio del mantenimento del requisito della formazione specialistica⁴ da parte degli organismi ADR presenti in Elenco, ai sensi dell'art. 141-*nonies*, comma 2, del Codice del consumo, e, quindi, con riferimento all'obbligo di trasmissione all'Autorità dell'elenco dei conciliatori attivi, competenti nei settori oggetto di iscrizione, in possesso della citata formazione o del relativo aggiornamento (art. 3, comma 3.2, della Disciplina)⁵, dopo la sospensione dei termini per la rendicontazione (a decorrere dal mese di luglio 2020), disposta dagli Uffici dell'Autorità, in via eccezionale, a causa della passata emergenza epidemiologica nazionale, è ripresa, dal primo

4 L'iscrizione nell'Elenco ADR dell'Autorità è subordinata all'attestazione del possesso, da parte dei conciliatori incaricati della risoluzione delle controversie relative ai settori di competenza dell'Autorità, nei quali l'organismo intende operare, dei requisiti di formazione specifica in tali settori acquisita mediante la frequenza a corsi o seminari di durata non inferiore a quattordici ore e relativi aggiornamenti almeno biennali di durata non inferiore a dieci ore. L'organismo è iscritto con riferimento ai settori per i quali sia stata attestata la predetta formazione specifica e soltanto i conciliatori con la specifica formazione potranno svolgere l'attività di incaricati della risoluzione delle controversie nei settori in argomento. Il requisito dell'aggiornamento formativo è assolto se il relativo corso o seminario è completato con esito positivo nel corso del quarto semestre solare successivo al semestre solare in cui si è svolta la precedente sessione di formazione o aggiornamento. Il mancato rispetto di quanto prescritto dal Codice del consumo e dalla Disciplina può costituire presupposto per l'avvio del procedimento di cancellazione dall'Elenco ADR dell'Autorità ai sensi dell'art. 5, comma 5.4, della Disciplina medesima.

5 Tale obbligo si ritiene assolto attraverso la trasmissione, agli Uffici della Direzione dell'Autorità responsabile, dell'elenco dei conciliatori in argomento, con cadenza semestrale.

bimestre del 2022, la normale rendicontazione dell'aggiornamento formativo dei conciliatori preposti dall'organismo di riferimento alla gestione delle procedure ADR.

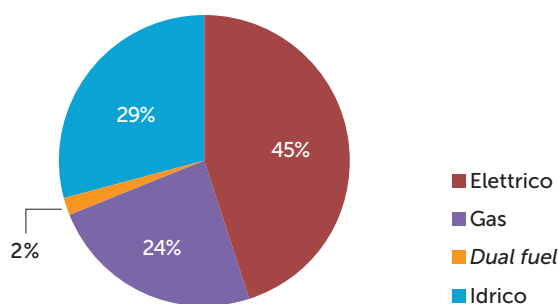
Per quanto riguarda il monitoraggio sull'andamento delle procedure ADR gestite dagli organismi iscritti in Elenco, con riferimento al 2022, i dati e le informazioni sono stati trasmessi tramite il *format* predisposto dai competenti Uffici dell'Autorità, che sintetizza quanto previsto dagli artt. 141-*quater*, comma 2, e 141-*nonies*, comma 4, del Codice del consumo in tema di rendicontazione obbligatoria delle attività da parte degli organismi iscritti in Elenco. Le Relazioni annuali devono, poi, essere obbligatoriamente pubblicate dagli organismi sui propri siti web (la Relazione annuale del Servizio conciliazione è pubblicata nel sito web dell'organismo – conciliazione.arera.it – e in quello dell'Autorità).

Alla data di elaborazione di questo paragrafo, 1 solo organismo (trasversale) ha comunicato di non avere ricevuto domande di conciliazione per l'anno 2022, mentre per 3 organismi sono in corso approfondimenti.

Sulla base delle informazioni trasmesse dagli organismi ADR (al netto dei quattro sopra citati e con l'esclusione del Servizio conciliazione, per cui si rinvia al precedente paragrafo "Il Servizio conciliazione dell'Autorità"), nel 2022 si registra una lieve riduzione del numero totale delle domande ricevute, rispetto all'anno precedente. Nello specifico, su un totale di 1.327 domande (1.478 nel 2021), 940 hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e *dual fuel* (a fronte delle 1.048 del 2021) e 386 hanno interessato il settore idrico (429 nel 2021), mentre una è afferente al settore del telecalore (come nel 2021).

Nel 2022 (Fig. 10.19), in valori percentuali, il settore che ha fatto registrare il maggiore numero di domande di conciliazione è il settore elettrico (45%), seguito dal settore idrico (29%) e dal settore gas (24%).

FIG. 10.19 Organismi ADR: domande ricevute per settore (2022)



Fonte: Relazioni annuali 2022 degli organismi ADR.

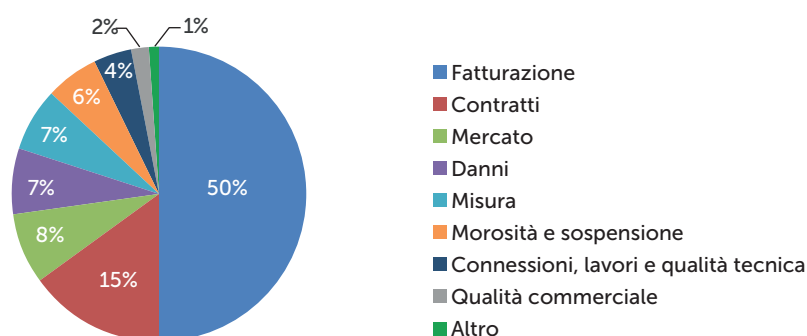
Il 73% delle domande presentate, per tutti i settori, è riconducibile agli organismi ADR di conciliazione paritetica: in particolare, a tali organismi è ascrivibile l'82% delle domande relative ai settori energetici e il 52% di quelle presentate per il settore idrico.

Con riferimento alla tipologia di attivante, nel 37% dei casi il cliente o utente finale si è avvalso di un delegato appartenente a un'associazione dei consumatori. Più nello specifico, tale percentuale riflette il volume delle domande ricevute dagli organismi di conciliazione paritetica, che, in quasi la metà dei casi, vengono presentate direttamente da un'associazione dei consumatori (49%); per quanto riguarda, invece, le domande presentate

presso gli organismi trasversali, il cliente o utente finale si è avvalso, nel 43% dei casi, di un delegato professionista diverso dalle associazioni medesime (per esempio, avvocato o commercialista).

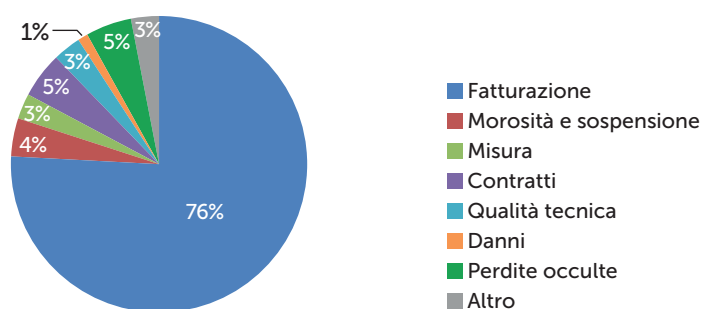
Riguardo agli argomenti delle controversie, sia nei settori energetici che nel settore idrico, quello prevalente, anche nel 2022, continua a essere la fatturazione, che si attesta, rispettivamente, al 50% e al 76%. Seguono, nei settori energetici (Fig. 10.20), le controversie in tema di contratti (15%), mercato (8%), misura (7%), danni (7%) e morosità e sospensione (6%); nel settore idrico (Fig. 10.21), quelle relative alle perdite occulte (5%) e ai contratti (5%).

FIG. 10.20 Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nei settori energetici (2022)



Fonte: Relazioni annuali 2022 degli organismi ADR.

FIG. 10.21 Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nel settore idrico (2022)



Fonte: Relazioni annuali 2022 degli organismi ADR.

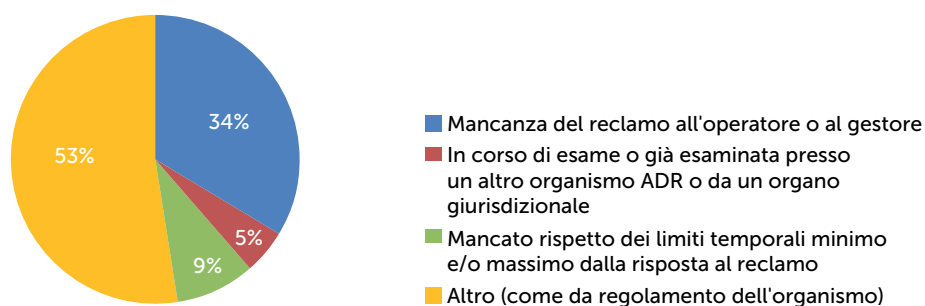
La percentuale delle domande ammesse, rispetto alle domande ricevute, si conferma elevata: su 1.327 domande ricevute dagli organismi iscritti in Elenco, il tasso di ammissibilità è pari all'84% nel 2022 (87% nel 2021, a fronte di 1.478 domande ricevute), con un lieve scarto, in termini percentuali, tra i singoli settori, come si evince dalla tavola 10.13. La quasi totalità degli organismi dichiara di avere adottato forme online di accesso alle procedure (piattaforma telematica, e-mail).

TAV. 10.13 Organismi ADR: percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore (2022)

SETTORE	N. DOMANDE RICEVUTE	% DOMANDE AMMESSE SU DOMANDE RICEVUTE
Elettrico	601	80%
Gas	308	94%
Idrico	386	83%
Dual fuel	31	84%
Telecalore	1	0%
TOTALE	1.327	84%

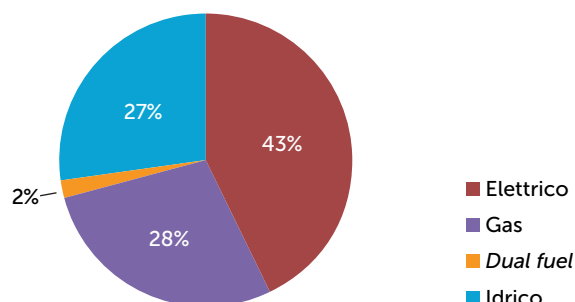
Fonte: Relazioni annuali 2022 degli organismi ADR

Per quanto riguarda i casi di inammissibilità, comunicati dai 7 organismi di conciliazione paritetica e dall'organismo settoriale a rilevanza regionale, oltre ai motivi di rifiuto standardizzati nel Codice del consumo, nelle Relazioni annuali del 2022 tali organismi hanno evidenziato il dato relativo ai motivi previsti nei rispettivi regolamenti che disciplinano l'attivazione e lo svolgimento delle procedure ADR, a cui è riconducibile il 53% dei casi di inammissibilità. Gli altri motivi di inammissibilità hanno riguardato: la mancanza del reclamo preventivamente inviato all' esercente (34%), il mancato rispetto dei termini minimi e massimi rispetto al reclamo e all'eventuale risposta per la presentazione della domanda (9%), i casi di domanda duplicata oppure già sottoposta ad altro organismo ADR o al giudice (5%), come riportato nella figura 10.22.

FIG. 10.22 Organismi ADR: principali motivi di inammissibilità delle domande (2022)

Fonte: Relazioni annuali 2022 degli organismi ADR.

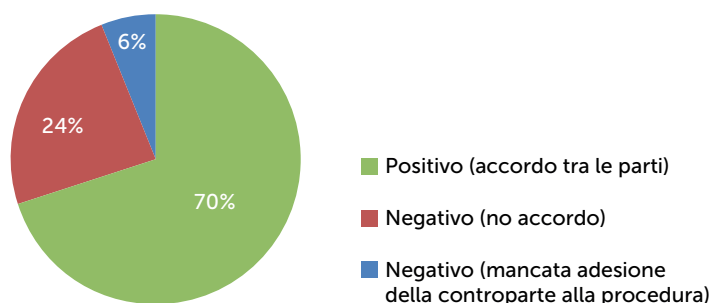
Le procedure scaturite dalle domande ammesse nel 2022, nell'81% dei casi si sono concluse nel corso dello stesso anno, secondo la ripartizione per settore di cui alla figura 10.23; con riferimento al restante 19% dei casi, tali procedure risultano pendenti al 31 dicembre 2022 (15%) o interrotte (4%) nella quasi totalità dei casi per rinuncia del cliente o utente finale.

FIG. 10.23 Organismi ADR: distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore (2022)

Fonte: Relazioni annuali 2022 degli organismi ADR.

I dati e le informazioni ricevuti dagli organismi ADR iscritti in Elenco evidenziano un andamento positivo delle procedure di conciliazione (Fig. 10.24): nel 70% delle procedure concluse, le parti hanno raggiunto un accordo (esattamente come nel 2021).

Tra le motivazioni di conclusione con esito negativo si registra anche una percentuale dovuta a mancata adesione della controparte alla procedura, che ha interessato esclusivamente gli organismi ADR trasversali, diversamente da quanto accade per le conciliazioni paritetiche ADR, per le quali l'operatore si obbliga a partecipare alle procedure in virtù della sottoscrizione del Protocollo di intesa con le associazioni dei consumatori.

FIG. 10.24 Organismi ADR: esiti delle procedure concluse (2022)

Fonte: Relazioni annuali 2022 degli organismi ADR.

Guardando al totale delle procedure concluse per singolo settore, la quota maggiore di accordi è stata raggiunta nel *dual fuel* (79%), seguito dal gas al 74% e dall'elettrico al 62%; le procedure relative al settore idrico si sono concluse con un accordo nel 75% dei casi.

Nel 2022, gli accordi raggiunti sono da ricondurre per il 79% agli organismi ADR di conciliazione paritetica; la quota percentuale di accordi sul totale delle procedure concluse da tali organismi è pari all'81%.

Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, nel 2022, come negli anni precedenti, si evidenzia una differenza a seconda che la procedura si sia conclusa con o senza accordo tra le parti. In media, le procedure si sono concluse in circa 59 giorni in caso di accordo (come nel 2021), mentre, in caso di mancato accordo, in 50 giorni (rispetto ai 53 giorni del 2021). In tutti i casi esaminati, i termini previsti dal Codice del consumo (90 giorni prorogabili per un massimo di altri 90 giorni) appaiono comunque rispettati.

Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali

I reclami nel settore idrico

A partire dal mese di gennaio 2022, a seguito dell'adozione della delibera 13 luglio 2021, 301/2021/E/com, l'Autorità ha previsto l'ulteriore ampliamento del novero dei gestori obbligati a partecipare alle procedure extragiudiziali per la soluzione delle controversie attivate dinanzi al Servizio conciliazione, stabilendo che la soglia minima di abitanti residenti serviti in uno o più ATO di competenza, ai fini dell'individuazione dei gestori coinvolti, fosse pari a 100.000. I gestori obbligati a partecipare alle procedure di conciliazione, in caso di reclami non risolti in prima istanza, sono passati da 46 a 94, permettendo di ottenere una copertura di popolazione nazionale interessata pari a circa l'84% (rispetto al precedente 63%).

È stata, inoltre, estesa anche agli utenti del settore idrico la possibilità di accedere al Servizio conciliazione con termini abbreviati per l'avvio della procedura⁶, non solo nei casi di fornitura sospesa, ma anche qualora tali utenti allegghino alla domanda di conciliazione la costituzione in mora (nella quale sia indicata la data a partire dalla quale il gestore potrà effettuare la limitazione, sospensione o disattivazione della fornitura), relativa a una fattura contestata con il reclamo di primo livello. L'obbligo di partecipare alle procedure convocate dinanzi al Servizio conciliazione prevede specifici vincoli informativi; in particolare, i gestori sono tenuti a indicare, nel proprio sito web, nei nuovi contratti e nelle risposte ai reclami non risolutive della problematica, almeno le modalità di attivazione del Servizio conciliazione e di eventuali altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, ad accesso gratuito, ai quali si impegnano a partecipare. Per il settore idrico, tenuto conto della disciplina transitoria ancora vigente, il ricorso alla conciliazione per l'utente finale non è obbligatorio ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria.

Per gli utenti serviti dai gestori di minori dimensioni (si tratta per lo più di gestioni in forma autonoma da parte di Comuni di piccole o medie dimensioni), in alternativa al Servizio conciliazione, è stato possibile attivare lo Sportello per il consumatore energia e ambiente, mediante un reclamo scritto di seconda istanza. Il reclamo di seconda istanza costituisce anche l'unico strumento di tutela per la gestione delle controversie in tema di bonus sociale idrico.

Nell'anno 2022 i reclami di seconda istanza direttamente gestiti dallo Sportello sono stati 7.330 e, di questi, il 94%, pari a 6.913 reclami, ha riguardato il tema del bonus sociale idrico che, a partire dal 2021, viene riconosciuto automaticamente agli aventi diritto (si veda al riguardo più diffusamente il paragrafo "Iniziativa a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico"). Il processo per il riconoscimento del bonus sociale idrico ha richiesto maggiori approfondimenti e adempimenti, in particolare in materia di privacy; per tale ragione le tempistiche e le attività necessarie a definirne il processo hanno generato un maggiore numero di reclami, rivolti sia ai gestori che allo Sportello, allo scopo di segnalare i possibili ritardi nella procedura di riconoscimento dell'agevolazione. A seguito della progressiva abilitazione dei gestori a ricevere i flussi informativi da parte del SII, funzionale al riconoscimento del bonus in fattura, la gestione dei reclami degli utenti da parte dello Sportello si è diversificata: nei casi in cui il gestore risulti non abilitato, lo Sportello trasmette all'utente finale una comunicazione contenente puntuali informazioni sulla procedura di riconoscimento del bonus idrico; se il gestore è abilitato e il reclamo dell'utente è fondato, lo Sportello invia al gestore una specifica comunicazione

⁶ Primo incontro convocato entro 15 giorni solari (anziché 30) dalla presentazione della domanda completa, ma non prima di 5 giorni (anziché 10) dalla comunicazione alle parti di avvio della procedura; non è consentito il rinvio dell'incontro.

con cui richiede di erogare il bonus in fattura e informa di conseguenza l'utente finale ai fini della chiusura del caso (se, invece, il reclamo è infondato – nei casi, ad esempio, in cui il bonus risulti correttamente erogato in bolletta oppure la bolletta sia stata emessa in data antecedente all'applicazione dell'agevolazione –, lo Sportello comunica la chiusura del caso all'utente finale, fornendo le opportune informazioni sulla fattispecie in esame).

Oltre al tema bonus, i reclami hanno avuto a oggetto argomenti legati alla qualità del servizio e in particolare (Tav. 10.14): la fatturazione (156 reclami, pari al 2% del totale), la qualità tecnica (121 reclami, pari al 2%), la morosità (83 reclami, pari all'1%), la qualità contrattuale del servizio (21 reclami, pari allo 0,3%), gli allacciamenti (20 reclami, pari allo 0,3%) e, infine, le tariffe (16 reclami, pari allo 0,2%).

TAV. 10.14 Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico (2022)

ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
BONUS	6.913	94%
Riconoscimento bonus idrico – ritardo procedura	6.027	87%
Mancata erogazione bonus in bolletta	366	5%
Requisiti – soglie ISEE	342	5%
Importo bonus ritenuto errato	68	1%
Domande in corso di verifica	12	0%
Domande respinte	11	0%
Altro	87	1%
FATTURAZIONE	156	2%
Conguagli	68	44%
Consumi	41	26%
Prescrizione	12	8%
Trasparenza bolletta	10	6%
Perdite occulte	8	5%
Rimborsi	8	5%
Periodicità	5	3%
Sisma	3	2%
Rateizzazione	1	1%
QUALITÀ TECNICA	121	2%
Interruzioni	60	50%
Perdite idriche	45	37%
Pressione	13	11%
Sicurezza	3	2%
MOROSITÀ	83	1%
QUALITÀ CONTRATTUALE DEL SERVIZIO	21	0,3%
Caratteristiche della fornitura	7	33%
Condizioni contrattuali	6	29%
Voltura	5	24%

(segue)

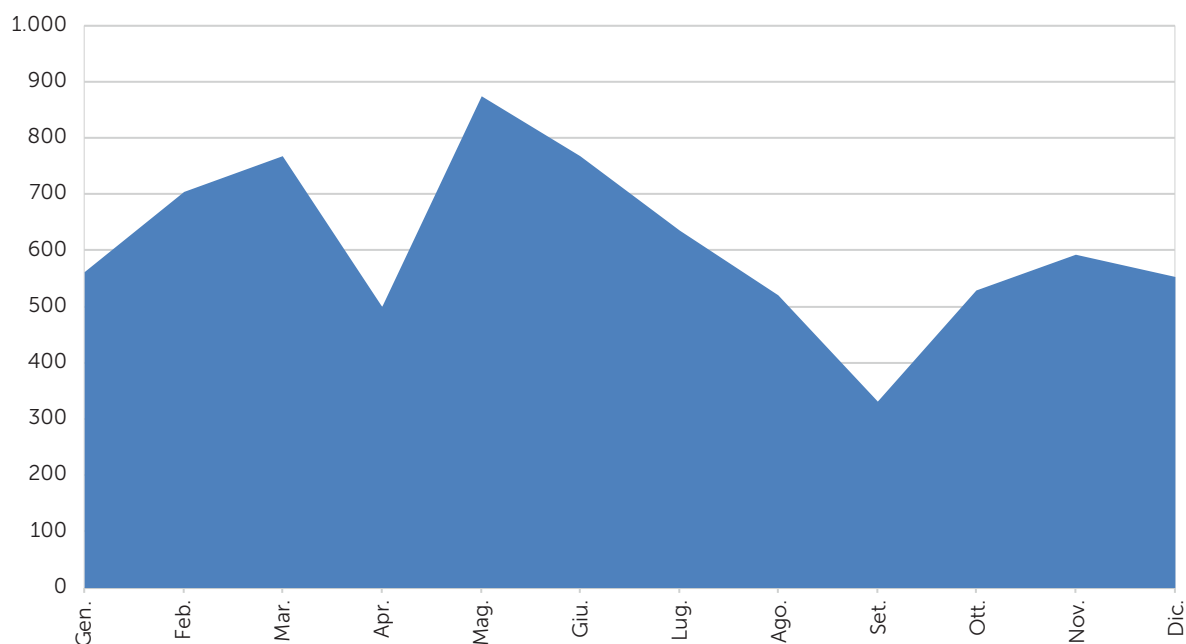
ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
Cessazione	2	10%
Indennizzi automatici	1	5%
ALLACCIAMENTI/LAVORI	20	0,3%
Lavori semplici-complessi	14	70%
Attivazione fornitura	3	15%
Costi e preventivi	3	15%
TARIFFE	16	0,2%
Depurazione	7	44%
Tariffe applicate	6	38%
Applicazione TICS	3	19%
TOTALE	7.330	100%

(*) Valori percentuali dei macro-argomenti arrotondati per difetto.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nella successiva figura 10.25 viene data evidenza del *trend*, su base mensile, dei reclami gestiti dallo Sportello nel 2022. Da evidenziare una diminuzione registrata nel mese di settembre, determinata dal disallineamento delle informazioni e dei dati trasmessi all'Autorità da Acquirente unico, presso il quale operano i servizi dello Sportello, causato da un attacco ai sistemi informatici del Gruppo GSE, di cui si è parlato all'inizio di questo Capitolo, che ha fortemente rallentato le attività di monitoraggio e gestione dei servizi stessi.

FIG. 10.25 Trend relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico (2022)

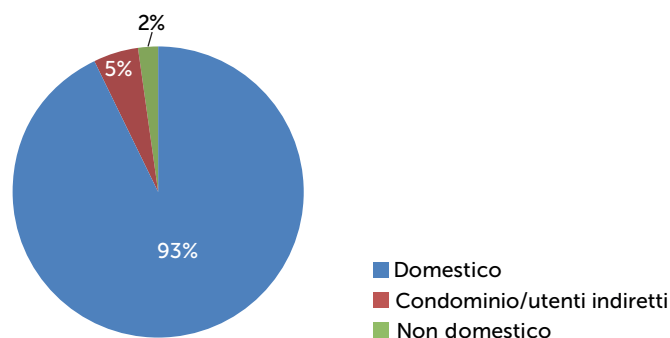


Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I reclami hanno interessato, nel 93% dei casi, utenze domestiche (residenti e non residenti), nel 5% dei casi utenze condominiali e nel restante 2% dei casi utenze non domestiche (Fig. 10.26); le istanze scritte sono state trasmesse

prevalentemente tramite il portale dello Sportello (nel 51,7% dei casi), per il 45,4% via e-mail/PEC e le restanti tramite posta ordinaria e fax (2,9%).

FIG. 10.26 Focus sulla tipologia di utenti finali dei reclami (2022)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Con riferimento ai reclami gestiti nel 2022 (Fig. 10.27), si segnala che il 95% è stato risolto attraverso la trattazione della controversia da parte dello Sportello, mentre il 4% è risultato in fase di definizione alla data del 31 dicembre 2022 (tra questi casi rientrano quelli in cui si era in attesa di risposta del gestore o di riscontro da parte dell'utente). Nel rimanente 1% dei casi, il gestore non ha fornito risposta entro i termini indicati dallo Sportello, il quale, dopo avere provveduto anche con solleciti, ha trasmesso una segnalazione all'Autorità per i seguiti di competenza.

FIG. 10.27 Esito dell'attività di gestione dei reclami del settore idrico da parte dello Sportello (2022)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Come riportato più in dettaglio nel paragrafo "Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali", sono 252 i reclami ricevuti dallo Sportello per i quali quest'ultimo ha provveduto a reindirizzare gli utenti al Servizio conciliazione, unico strumento disponibile *post* reclamo di primo livello in ragione dell'obbligo partecipativo alle procedure in capo ai gestori interessati. Ammontano invece a 2.139 le richieste di informazioni scritte trasmesse dagli utenti del settore idrico. Come i reclami scritti, anche le richieste di informazioni hanno interessato per lo più il tema del bonus idrico (44% del totale), seguito dalla fatturazione (28%) e dai contratti (16%). Nel 2022 sono risultate, infine, 37 le segnalazioni di utenti e associazioni su possibili disservizi o temi generali relativi al settore, mentre sono state 22 le istanze scritte che lo Sportello ha classificato come non di competenza dell'Autorità, poiché inerenti alla qualità della risorsa idrica o a temi di natura tributaria o fiscale.

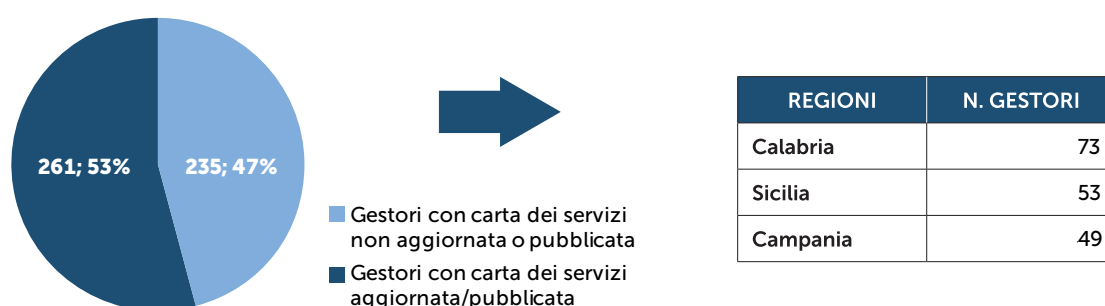
Nel corso del 2022, gli Uffici dell'Autorità hanno, inoltre, gestito direttamente oltre 70 comunicazioni scritte, ritenute meritevoli di particolari approfondimenti poiché relative a richieste di intervento collettive o a segnalazioni sulla mancata applicazione delle disposizioni regolatorie (per lo più in tema tariffario) da parte dei gestori. Al fine di fornire riscontri puntuali e tempestivi, l'Autorità è intervenuta inviando richieste di informazioni e trasmettendo ai gestori diffide al rispetto della regolazione, coinvolgendo, ove necessario, gli enti di governo dell'ambito territorialmente competenti.

Nei confronti dei gestori che non hanno fornito riscontro alle richieste di informazioni trasmesse dallo Sportello e alle diffide dell'Autorità, quest'ultima è intervenuta, come accennato a inizio capitolo, con l'adozione della delibera 12 aprile 2022, 169/2022/E/com, intimando, fra l'altro, a 75 gestori il rispetto dell'obbligo di risposta; nei confronti di tre gestori, rimasti inadempienti, con le determinazioni 10 novembre 2022, 26/2022/idr, e 15 novembre 2022, 27/2022/idr, sono stati avviati i procedimenti sanzionatori.

A seguito dell'attività di monitoraggio dello Sportello, l'Autorità ha effettuato ulteriori verifiche e approfondimenti nei confronti di due gestori per possibili violazioni delle disposizioni in materia di qualità contrattuale del servizio idrico integrato, di bonus sociale idrico nonché di obblighi informativi in materia di reclami. Per un gestore l'attività istruttoria si è conclusa con l'adozione della delibera 2 novembre 2022, 536/2022/S/idr, di irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria; nell'altro caso l'attività istruttoria è in corso e sarà conclusa entro il primo semestre del 2023.

L'attività di monitoraggio ha interessato anche la pubblicazione, sui siti internet dei gestori, della Carta dei servizi, al fine di rilevarne l'aggiornamento con le più recenti disposizioni approvate dall'Autorità in materia di qualità contrattuale e tecnica del servizio. Le verifiche svolte hanno sinora interessato 496 gestori, destinatari delle istanze scritte trasmesse dagli utenti allo Sportello; è emerso che il 53% del totale, pari a 261 gestori, ha pubblicato sul proprio sito internet la Carta dei servizi aggiornata alle disposizioni dell'Autorità, mentre, nel restante 47% dei casi, pari a 235 gestori (prevalentemente piccoli Comuni che gestiscono direttamente il servizio idrico integrato nelle Regioni della Calabria, Sicilia e Campania), la Carta dei servizi non è stata aggiornata alle disposizioni regolatorie in tema di qualità del servizio.

FIG. 10.28 Focus sui gestori del settore idrico – Carta dei servizi (aggiornamento 2022)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I reclami nel settore del telecalore

A partire dal 1° luglio 2021, è stata data attuazione alla delibera 15 dicembre 2020, 537/2020/E/tlr, con la quale è stata estesa la disponibilità dei servizi di *contact center* dello Sportello per la gestione delle richieste di informa-

zioni, scritte e telefoniche, anche al settore del telecalore. Anche nel 2022, inoltre, per gli utenti finali di questo settore è stato possibile attivare, nei casi in cui la problematica insorta con l'operatore non fosse stata risolta mediante il reclamo di primo livello, una procedura di conciliazione dinanzi al Servizio conciliazione dell'Autorità, al quale gli operatori possono aderire volontariamente. Come per il settore idrico, anche per il settore del telecalore non è operativo, a oggi, l'obbligo del tentativo di conciliazione ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria.

Nel 2022, come anche riportato nel paragrafo "Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali", sono state 174 le comunicazioni scritte inviate dagli utenti, che l'Autorità ha provveduto a trasferire allo Sportello per consentirne la corretta gestione. Di queste, 149 sono state classificate come richieste di informazioni sulla regolazione applicabile al caso di specie e sugli strumenti di tutela *post reclamo*, 25 sono state classificate quali reclami tempestivamente reindirizzati al Servizio conciliazione. Delle 149 richieste di informazioni, il 96% ha riguardato la trasparenza del servizio e, in particolare, i sub-argomenti della fatturazione (39%) e delle tariffe applicate dagli esercenti nel calcolo degli importi relativi ai consumi (39%).

I reclami nel settore dei rifiuti

Nel 2022, lo Sportello ha proseguito l'attività di monitoraggio delle richieste di informazioni, dei reclami e delle segnalazioni degli utenti del settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, pervenuti all'Autorità. Tale attività è stata avviata nel 2018, in un'ottica di flessibilità e gradualità, tenuto conto delle specificità del settore e della recente regolazione, anche al fine di individuare e tipizzare le problematiche/controversie degli utenti, per meglio strutturare gli strumenti di secondo livello più idonei, coerentemente con quanto già regolamentato dall'Autorità per i settori energetici e per il settore idrico.

Le comunicazioni scritte trasmesse dagli utenti sono state 212; di queste, 109 sono state classificate come reclami, 98 come richieste di informazioni (di cui 23 con oggetto il tema bonus TARI) e 5 come segnalazioni.

I reclami hanno interessato, in particolare, le tariffe applicate dai gestori (56%) e la qualità del servizio (39%). Con riferimento al tema della qualità del servizio, si segnala che, a partire dal 1° gennaio 2023, opererà il Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani (TQRIF), approvato dall'Autorità con la delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif, con il quale sono stati definiti, tra l'altro, standard minimi e generali in materia di attivazione, variazione e cessazione del servizio nonché per la gestione dei reclami e delle richieste di informazioni scritte degli utenti.

Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico

Il 2022 è stato il secondo anno di attuazione del nuovo regime di riconoscimento automatico dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico, introdotto dal decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124, convertito con modificazioni dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157 (decreto legge n. 124/2019).

L'anno è stato caratterizzato da numerosi provvedimenti del Governo che hanno inciso sulla quantificazione del bonus e sulla platea dei percettori.

In particolare, dal 1° ottobre 2021, una serie di previsioni legislative⁷ ha disposto il rafforzamento del bonus sociale elettrico e gas su base trimestrale. Il rafforzamento è stato finanziato con fondi del bilancio dello Stato trasferiti alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). L'Autorità ha dato attuazione alle richiamate disposizioni introducendo, con le delibere 30 dicembre 2021, 635/2021/R/com, 30 marzo 2022, 141/2022/R/com, 30 giugno 2022, 295/2022/R/com, 29 settembre 2022, 462/2022/R/com, e 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com, una componente compensativa integrativa (di seguito: CCI), aggiuntiva al bonus "ordinario" e aggiornata ogni trimestre in occasione delle delibere di aggiornamento periodico degli oneri generali di sistema. Come previsto dalle disposizioni di legge, per ciascuno dei profili di riferimento previsti dall'allegato A alla delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com, le CCI sono state dimensionate con l'obiettivo di minimizzare gli incrementi previsti della spesa dei clienti beneficiari delle agevolazioni corrispondenti, per consumi, ai suddetti profili, di cui alla tavola 10.16.

Inoltre, sempre nell'ottica di rafforzare le misure a favore dei clienti in disagio economico, con il decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, convertito in legge 20 maggio 2022, n. 51, il Governo ha adottato misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina prevedendo, in particolare, di innalzare, per il periodo 1° aprile-31 dicembre 2022, la soglia ISEE per poter accedere al bonus sociale elettrico e gas a 12.000 euro. Al fine di garantire l'effettiva e tempestiva messa a disposizione da parte dell'INPS al gestore del SII delle informazioni e dei dati necessari per il riconoscimento automatico dei bonus ai nuovi nuclei familiari ISEE aventi diritto, l'Autorità è intervenuta con la delibera 26 aprile 2022, 188/2022/R/com, definendo in via preliminare le modalità tecniche con cui doveva avvenire tale scambio informativo tra i due soggetti e, in particolare: introducendo una nuova classe di agevolazione denominata classe d), corrispondente ai nuclei familiari aventi un ISEE compreso tra 8.265 e 12.000 euro e non appartenenti a una delle classi già previste (famiglie numerose, con più di tre figli a carico o percettori di Rdc/Pdc), e disponendo la trasmissione da parte dell'INPS al SII dei dati necessari al riconoscimento dell'agevolazione ai nuovi nuclei familiari potenziali aventi diritto.

Tali disposizioni tecniche preliminari sono state successivamente integrate con la delibera 31 maggio 2022, 245/2022/R/com, alla luce di quanto previsto dal decreto legge 17 maggio 2022, n. 50. Con la delibera 2 agosto 2022, 380/2022/R/com, l'Autorità ha quindi definito le modalità applicative per l'erogazione dei bonus sociali elettrico e gas ai nuovi aventi diritto, tenuto conto del predetto decreto legge n. 50/2022. In particolare, il provvedimento ha disposto che, per i nuovi beneficiari, la data di inizio del periodo di agevolazione fosse il 1° aprile 2022 (in presenza di fornitura attiva e di tipo domestico) e che il termine fosse il 31 dicembre dello stesso anno. Per i clienti finali già percettori di bonus sociale, invece, l'erogazione dell'agevolazione è stata effettuata in continuità. Tenuto anche conto della data di adozione del provvedimento (agosto 2022), si è disposto che gli operatori effettuassero i necessari conguagli a tutti i clienti a cui veniva riconosciuto il bonus in forza del nuovo dispositivo. La delibera 29 novembre 2022, 619/2022/R/com, ha disposto l'avvio del procedimento per la revisione delle modalità di determinazione dell'ammontare del bonus elettrico e gas per disagio economico e la revisione urgente, in via straordinaria, della componente di compensazione integrativa (CCI) dei bonus sociali gas applicabile dal 1° dicembre 2022.

⁷ Per il quarto trimestre 2021: art. 3, comma 1, del decreto legge 27 settembre 2021, n. 130; per il primo trimestre 2022: art. 1, comma 508, della legge 30 dicembre 2021, n. 234; per il secondo trimestre 2022: art. 2 del decreto legge 1° marzo 2022, n. 17; per il terzo trimestre 2022: art. 3 del decreto legge 30 giugno 2022, n. 80 e art. 1 del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50; per il quarto trimestre 2022: art. 1 del decreto legge 9 agosto 2022, n. 115.

La revisione si è resa necessaria, da un lato, a seguito dell'intervento in via d'urgenza, con la delibera 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas, sulle modalità di determinazione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento C_{MEM} (di seguito: componente C_{MEM}) del servizio di tutela⁸; dall'altro lato, per prevedere la possibilità di apportare eventuali semplificazioni nell'articolazione dei profili di consumo utilizzando al meglio l'integrazione con il SII, in base a informazioni sui consumi che non erano disponibili precedentemente.

In particolare, sulla base dei dati resi disponibili dal SII in relazione ai consumi effettivi di titolari di bonus, è risultato che, in particolare nel settore del gas, i consumi medi destagionalizzati dei clienti titolari di bonus gas sono sensibilmente inferiori, per i profili con uso di riscaldamento, ai consumi "standard" associati a tali profili. Anche nel settore elettrico si sono riscontrate differenze tra i consumi effettivi medi dei clienti titolari di bonus elettrico e i consumi standard dei profili relativi al bonus elettrico, ma con differenze di minore entità rispetto al settore del gas; in entrambi i settori i consumi medi dei clienti domestici (indipendentemente dalla titolarità o meno del bonus) risultano diminuiti per effetto degli interventi di promozione dell'efficienza energetica e a parità di distribuzione regionale non risultano particolari scostamenti nei consumi medi tra i clienti titolari di bonus e i clienti non titolari di bonus.

Con il documento per la consultazione 29 novembre 2022, 646/2022/R/com, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti in merito alla revisione urgente delle modalità e della frequenza di determinazione degli ammontari dei bonus sociali per l'energia elettrica e il gas a partire da gennaio 2023. La revisione è stata proposta al fine di assicurare l'utilizzo ottimale delle risorse messe a disposizione dal bilancio dello Stato per il "rafforzamento" dei bonus sociali, salvaguardando a un tempo la semplicità e la tempestività applicativa. In particolare, nel documento l'Autorità ha illustrato i seguenti orientamenti:

- la revisione della frequenza di determinazione degli ammontari dei bonus sociali gas, sia bonus "base" che componente integrativa CCI, in relazione alle nuove modalità di determinazione del prezzo di tutela gas assunto come riferimento per il settore del gas;
- l'aggiornamento dei consumi di riferimento dei diversi "profili" utilizzati per il dimensionamento dei bonus sociali, in relazione alla disponibilità dei dati sui consumi medi effettivi dei titolari di tali bonus resi disponibili dal Sistema informativo integrato (SII);
- la revisione delle modalità di determinazione del bonus "base" stabilite dall'art. 13 dell'allegato A alla delibera 63/2021/R/com e successivamente sospese a seguito del rafforzamento del bonus sociale disposto a partire dal quarto trimestre 2021.

Con la delibera 735/2022/R/com si è intervenuti con urgenza sul meccanismo ordinario di erogazione dei bonus sociali, al fine di assicurare l'effettivo beneficio previsto, per i clienti finali domestici dell'energia elettrica e del gas titolari di bonus sociale, per l'intero primo trimestre 2023, differenziato in base al livello del parametro ISEE, nel rispetto di quanto previsto dall'art. 1, comma 18, della legge 29 dicembre 2022, n. 197.

Si è proceduto a rideterminare i consumi di riferimento utilizzati per la determinazione degli ammontari "pro die" sulla base dei dati medi, per ciascun profilo, resi disponibili dal SII e richiamati nel documento per la consultazione 646/2022/R/eel, al fine di utilizzare nel miglior modo le risorse messe a disposizione dal bilancio dello

⁸ Con il citato provvedimento l'Autorità ha previsto, a decorrere dal 1° ottobre 2022, che la suddetta componente C_{MEM} sia definita pari alla media mensile del prezzo del PSV *day ahead* rilevato da ICISHeren e che sia pubblicata sul sito internet dell'Autorità entro il secondo giorno lavorativo del mese successivo a quello di riferimento; in tale modo, viene superata la metodologia di quantificazione sulla base delle quotazioni trimestrali OTC relative al trimestre t-esimo del gas, presso l'*hub* TTF, rilevate con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre oggetto di aggiornamento, passando da una determinazione trimestrale definita prima dell'inizio di ciascun trimestre a una determinazione mensile definita alla fine di ciascun mese di un trimestre.

Stato, adottando gradualità in tale rideterminazione, per tenere conto delle osservazioni delle associazioni dei consumatori. In particolare, è stato rinviato a un successivo intervento il completamento del percorso di rideterminazione dei consumi di riferimento.

È stata rinviata la modifica delle modalità di determinazione dei "bonus base" di cui all'art. 13 dell'allegato A alla delibera 63/2021/R/com e si è proceduto alla quantificazione di tali bonus "base" rispetto ai nuovi livelli di consumo di riferimento adottati per i diversi profili, tenuto conto che le modalità di determinazione delle CCI assicurano, comunque, la protezione richiesta dalle disposizioni sul rafforzamento dei bonus sociali.

Con la medesima delibera, in ragione dell'elevata volatilità dei prezzi gas all'ingrosso, l'Autorità si è riservata interventi di modifica per le CCI dei bonus gas anche nel corso del trimestre, come indicato nel documento per la consultazione 646/2022/R/eel, nel caso di significative variazioni tra le quotazioni *forward* disponibili al momento della determinazione delle CCI e gli andamenti effettivi dei prezzi del gas all'ingrosso.

Per quanto riguarda il bonus sociale idrico, tenuto conto dello stato degli adempimenti in materia di privacy propedeutici al processo di riconoscimento dell'agevolazione agli aventi diritto, con la delibera 15 marzo 2022, 106/2022/R/com, l'Autorità ha approvato una disciplina semplificata disponendo il riconoscimento del bonus di competenza dell'anno 2021 a tutti i nuclei familiari risultati beneficiari di bonus sociale elettrico per disagio economico nel medesimo anno, considerando in tal modo come automaticamente verificato, da parte del Gestore del SII, il cosiddetto "vincolo di unicità" dell'agevolazione. La delibera ha previsto che la corresponsione del bonus avvenisse entro quattro mesi dal ricevimento dei flussi da parte del SII e che il gestore idrico, in assenza di tutte le informazioni e dei dati necessari all'individuazione della numerosità della famiglia anagrafica, potesse erogare il bonus sulla base della numerosità cosiddetta standard del nucleo agevolabile (ossia, considerando un'utenza domestica residente tipo di tre componenti). In aggiunta, il provvedimento ha disposto che il gestore potesse erogare l'agevolazione a favore delle utenze dirette anche mediante contributo *una tantum*, al fine di evitare la sovrapposizione in bolletta con ratei di bonus sociale relativi al 2022.

Alla fine del 2022, perdurando le criticità relative all'attivazione della procedura ordinaria di erogazione del bonus, e tenuto conto delle tempistiche di applicazione della delibera 106/2022/R/com, risultate differenziate tra i diversi gestori idrici, con la delibera 6 dicembre 2022, 651/2022/R/com, l'Autorità ha introdotto una disciplina semplificata anche per il riconoscimento del bonus sociale idrico di competenza dell'anno 2022, per tutti i gestori del servizio idrico integrato che alla data di pubblicazione del provvedimento (6 dicembre 2022) non avessero ancora ricevuto dal Gestore del SII i dati relativi alle DSU di competenza delle annualità 2021 e 2022.

In continuità con le previsioni della delibera 106/2022/R/com, la delibera 651/2022/R/com ha disposto che il bonus sociale idrico di competenza delle annualità 2021 e 2022 fosse riconosciuto a tutti i nuclei familiari risultati beneficiari di bonus sociale elettrico nel medesimo anno, a eccezione (con riferimento all'anno 2022) dei nuclei beneficiari di bonus sociale elettrico appartenenti alla classe di agevolazione d), ossia i nuclei con ISEE compreso tra 8.265 e 12.000 euro. Come per l'annualità 2021, l'estensione della disciplina semplificata anche per il 2022 ha avuto l'obiettivo di semplificare le attività in capo ai gestori, considerando automaticamente verificato il vincolo di unicità dell'agevolazione anche con riferimento all'anno 2022. Anche in relazione alle modalità e ai tempi di erogazione, il meccanismo di semplificazione previsto con la delibera 651/2022/R/com ha riproposto le misure già adottate con la precedente delibera 106/2021/R/com, fatto salvo quanto disposto in tema di quantificazione

del bonus. In particolare, in considerazione dell'entrata in vigore, dal 1° gennaio 2022, del criterio *pro capite* introdotto con la delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr, per la definizione della quota variabile del servizio di acquedotto, il provvedimento ha disposto che il bonus sociale idrico sia riconosciuto in base al numero effettivo dei componenti della famiglia anagrafica. Nello specifico, la delibera ha previsto che, nel caso in cui le attività funzionali all'individuazione della famiglia anagrafica non consentano al gestore idrico di corrispondere il bonus nel rispetto delle tempistiche previste (entro il primo giorno del quarto mese successivo a quello di trasmissione dei flussi da parte del Gestore del SII), il medesimo gestore sia tenuto a calcolare il bonus sulla base della numerosità cosiddetta standard del nucleo agevolabile (ossia considerando un'utenza domestica residente tipo di tre componenti) e che, entro e non oltre tre mesi dalla data della prima erogazione, l'agevolazione sia ricalcolata in funzione del numero effettivo dei componenti della famiglia anagrafica.

Anche per le forniture servite da reti di distribuzione non interconnesse, l'Autorità è intervenuta al fine di consentire di concludere in tempi ragionevolmente contenuti i procedimenti di riconoscimento automatico del bonus, introducendo una disciplina semplificata rispetto a quanto stabilito dall'allegato E alla delibera 63/2021/R/com. In particolare, con la delibera 8 novembre 2022, 554/2022/R/com, è stata introdotta una procedura che consente l'erogazione del bonus di competenza degli anni 2021 e 2022, tramite fattura o tramite la corresponsione di un contributo *una tantum*, entro due mesi dalla data in cui i gestori di rete non interconnessa, nel rispetto della normativa sulla protezione dei dati personali applicabile, ricevono i dati utili dal Gestore del SII. Nell'ambito della procedura semplificata, sono i gestori di rete a dovere effettuare la verifica del vincolo di unicità, per assicurare la corresponsione di un unico bonus per nucleo familiare e per anno di competenza.

Ammontare del bonus elettrico e gas per disagio economico

L'evoluzione, nel corso del 2022, degli importi del bonus elettrico per disagio economico nei diversi trimestri del 2022 è illustrata nella tavola 10.15, che riporta i valori del bonus "ordinario" e "integrativo" dal primo trimestre 2022⁹.

TAV. 10.15 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, calcolati in €/trimestre per punto di prelievo (2022)

€/TRIMESTRE PER PUNTO DI PRELIEVO	I TRIMESTRE 2022 (1)	II TRIMESTRE 2022 (2)	III TRIMESTRE 2022 (3)	IV TRIMESTRE 2022 (4)
NUMEROSITÀ FAMILIARE	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)
1-2 componenti	165,60	141,05	142,60	264,10
3-4 componenti	200,70	170,01	172,04	321,42
Oltre 4 componenti	235,80	199,29	201,48	378,57

(1) Delibera 635/2021/R/com.

(2) Delibera 141/2022/R/com.

(3) Delibera 295/2022/R/com.

(4) Delibera 462/2022/R/com.

Fonte: ARERA.

⁹ Con la delibera 635/2021/R/com, è stato lasciato invariato il valore di bonus "ordinario" definito per l'anno 2021, in via straordinaria rispetto alle modalità di aggiornamento previste dall'art. 13 dell'allegato A alla delibera 63/2021/R/com, e si è intervenuti per ammortizzare gli aumenti di spesa, analogamente al IV trimestre 2021, tramite componenti compensative integrative (CCI), al fine di compensare le variazioni di spesa trimestrali.

Analogamente, l'evoluzione degli importi del bonus gas per disagio economico nei diversi trimestri del 2022 è illustrata nella tavola 10.16, che riporta i valori del bonus "ordinario" e "integrativo" dal primo trimestre 2022¹⁰.

TAV. 10.16 Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico, calcolati in €/trimestre per punto di riconsegna (2022)

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/TRIMESTRE PER PUNTO DI RICONSEGNA)		I trimestre 2022 (1)					II trimestre 2022 (2)					III trimestre 2022 (3)					IV trimestre 2022 (4)				
		Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)				
		A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F
<i>Famiglie fino a 4 componenti (j = 1)</i>																					
U = AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	62,10	62,10	62,10	62,10	62,10	28,21	28,21	28,21	28,21	28,21	12,88	12,88	12,88	12,88	12,88	126,04	126,04	126,04	126,04	126,04
U = R	Riscaldamento	143,10	210,60	315,90	431,10	508,50	9,10	13,65	20,02	26,39	70,07	9,20	13,80	20,24	26,68	34,96	150,88	334,88	584,20	945,76	1.309,16
U = ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	205,20	272,70	378,00	493,20	571,50	19,11	28,21	44,59	50,05	99,19	16,56	21,16	27,60	34,04	43,24	276,92	460,92	710,24	1.071,80	1.436,12
<i>Famiglie oltre a 4 componenti (j = 2)</i>																					
U = AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	112,50	112,50	112,50	112,50	112,50	49,14	49,14	49,14	49,14	49,14	22,08	22,08	22,08	22,08	22,08	237,36	237,36	237,36	237,36	237,36
U = R	Riscaldamento	192,60	290,70	440,10	602,10	704,70	11,83	19,11	27,30	36,40	98,28	11,96	19,32	27,60	36,80	50,60	204,24	460,92	821,56	1.318,36	1.822,52
U = ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	304,20	402,30	552,60	714,60	816,30	36,40	50,05	71,89	81,09	146,51	23,00	30,36	39,56	48,76	61,64	440,68	697,36	1.058,92	1.555,72	2.058,96

(1) Delibera 635/2021/R/com.

(2) Delibera 141/2022/R/com.

(3) Delibera 295/2022/R/com.

(4) Delibera 462/2022/R/com.

Fonte: ARERA.

Evoluzione del numero di beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico

Per effetto dell'introduzione del nuovo regime di riconoscimento automatico agli aventi diritto, nonché degli interventi governativi di innalzamento della soglia ISEE di accesso all'agevolazione intervenuti nell'ultimo anno, il numero complessivo di beneficiari di bonus sociali per disagio economico è significativamente aumentato rispetto agli anni precedenti, come evidenziato nella tavola 10.17.

¹⁰ V. nota precedente.

TAV. 10.17 Clienti titolari di bonus elettrico e gas per disagio economico (2017-2022)

	REGIME DI ACCESSO "A DOMANDA" DEL NUCLEO FAMILIARE INTERESSATO			
	BONUS ELETTRICO		BONUS GAS	TOTALE BONUS EROGATI
	DISAGIO ECONOMICO	SOGGETTI TITOLARI DI CARTA ACQUISTI	DISAGIO ECONOMICO	
2018	771.566	23.589	519.375	1.314.530
2019	829.209	8.389	558.514	1.396.112
2020	805.303	8.551	543.963	1.357.817
<i>Regime di riconoscimento automatico (decreto legge n. 124/2019 e delibere attuative ARERA)</i>				
2021	2.487.599	(*)	1.537.884	4.025.483
2022 (**)	3.766.105	(*)	2.441.158	6.207.263
Variazione % 2022/2021	51,4%		58,7%	54,2%

(*) Nei beneficiari di bonus elettrico per disagio economico sono ricompresi i beneficiari della Carta acquisti (legge 4 dicembre 2008, n. 190) che, sin dalla prima introduzione della norma, hanno avuto accesso all'agevolazione automaticamente, tramite lo scambio di informazioni tra il Sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA-INPS) e il sistema SGAt. Tali beneficiari sono oggi ricompresi nel nuovo regime automatico di riconoscimento dei bonus per disagio economico.

(**) Nel 2022 i bonus complessivi sono relativi alle classi di agevolazione a), b), c), e d) (quest'ultima temporaneamente in vigore fino al 31 dicembre 2022).

Fonte: SII.

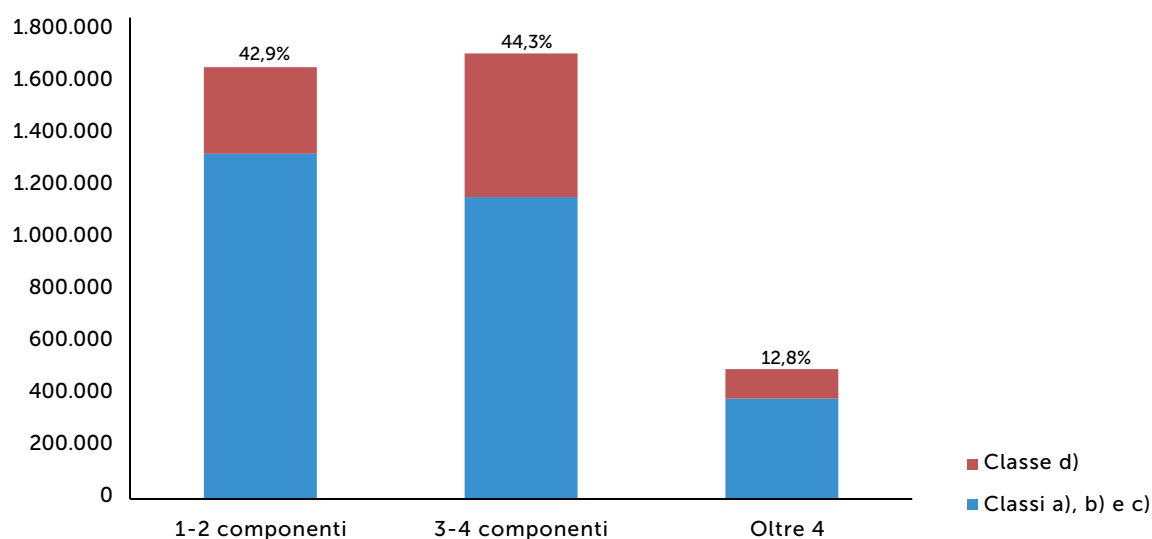
Le verifiche completate dal SII hanno portato al riconoscimento di 3.766.105 bonus elettrici e 2.441.158 bonus gas a clienti diretti, ossia titolari di forniture individuali di gas naturale.

Sono 2.795.708 i bonus elettrici relativi alle classi a), b) e c), e 970.397 quelli relativi alla classe d). La platea dei percettori del bonus elettrico è aumentata complessivamente, rispetto all'anno precedente, del 51,4%.

L'importo stimato corrispondente ai bonus riconosciuti è pari a circa 1.313 milioni di euro per i bonus elettrici e a circa 849 milioni di euro per i bonus gas diretti¹¹.

11 Importo annuo corrispondente ai bonus riconosciuti per l'anno di competenza 2022 in base al numero di bonus attivati per le diverse tipologie di bonus. I bonus hanno un periodo di agevolazione di 12 mesi, la cui decorrenza dipende dalla data di presentazione e di attestazione della DSU. La data di effettiva erogazione per i bonus riconosciuti a forniture dirette dipende dal ciclo di fatturazione. L'effettivo importo erogato viene rendicontato dai competenti operatori al SII su base bimestrale, entro 60 giorni dalla fine di ciascun bimestre.

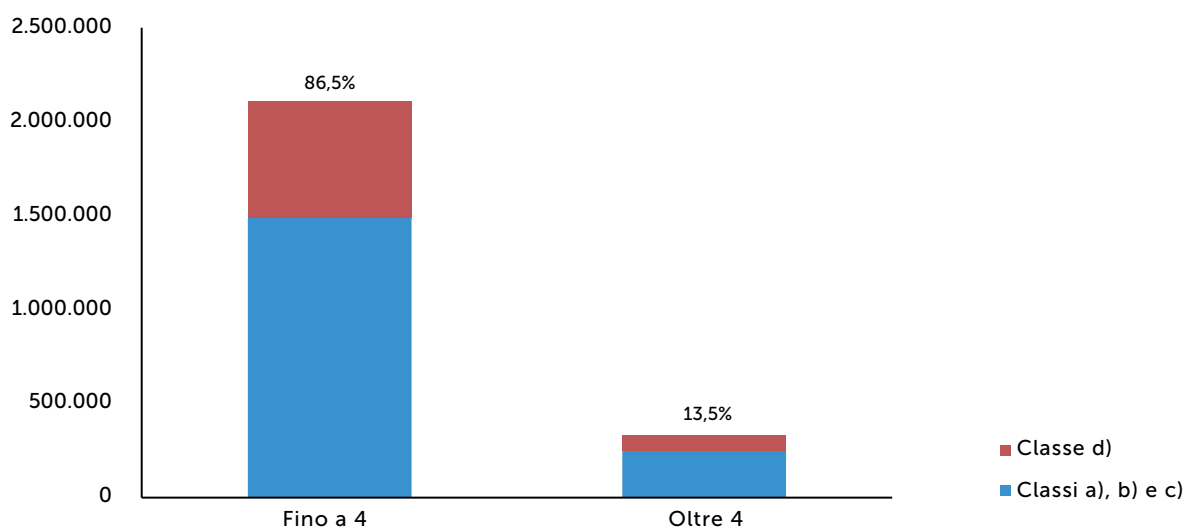
FIG. 10.29 Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico per disagio economico (gennaio-dicembre 2022)



Fonte: elaborazioni su dati SII.

Sono 1.741.243 i bonus gas relativi alle classi a), b) e c), e 699.915 quelli relativi alla classe d). La platea dei percettori del bonus elettrico è aumentata complessivamente, rispetto all'anno precedente, del 58,7%.

FIG. 10.30 Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus gas per disagio economico (gennaio-dicembre 2022)



Fonte: elaborazioni su dati SII.

Per l'anno 2022 le caratteristiche dei nuclei familiari beneficiari che impattano sul valore dei bonus sono sostanzialmente quelle dei nuclei beneficiari dell'anno precedente, in termini di numerosità, sempre confermata da una netta prevalenza dei nuclei fino a 4 componenti, sia per l'elettrico che per il gas, e, per il bonus gas, in termini di zona climatica di localizzazione della fornitura (con una prevalenza delle fasce climatiche e) e d), nelle quali è localizzato il 71,78% delle forniture dirette che hanno beneficiato dell'agevolazione).

Per quanto attiene al tipo di utilizzo del gas, i bonus riconosciuti sono relativi a forniture dirette per acqua calda sanitaria, cottura cibi e riscaldamento nel 57,1% dei casi (erano il 54,6% nel 2021), a forniture per soli usi di acqua calda sanitaria e cottura cibi nel 42,8% dei casi (erano 45,39% nel 2021) e marginalmente a forniture per solo riscaldamento (0,01%)¹².

Sono state inviate da Acquirente unico circa 3,7 milioni di comunicazioni di cui alla determina 24 gennaio 2022, 2/2022 – DACU, la maggioranza delle quali (oltre 2 milioni) a nuclei che, in base alle verifiche effettuate dal SII, non sono risultati titolari di alcuna fornitura diretta di gas naturale (la quota rimanente riguarda, invece, nuclei familiari che sono risultati titolari di una fornitura diretta di gas naturale per soli usi di acqua calda sanitaria e/o cottura cibi e che, dunque, qualora fossero stati serviti anche da una fornitura condominiale di gas per riscaldamento, avrebbero avuto diritto anche al bonus gas per riscaldamento).

Solo il 2% circa dei destinatari di tali comunicazioni ha dichiarato di usufruire di una fornitura di gas centralizzata per riscaldamento, dichiarando il relativo PDR e le ulteriori informazioni richieste, funzionali alle successive verifiche di ammissibilità da parte del SII previste dalla delibera 63/2021/R/com. Tenuto conto dell'esperienza maturata nei primi due anni di applicazione del meccanismo di riconoscimento automatico del bonus gas per forniture centralizzate, sono attualmente in corso approfondimenti per l'eventuale revisione della procedura per la verifica della sussistenza dei requisiti di ammissibilità all'agevolazione.

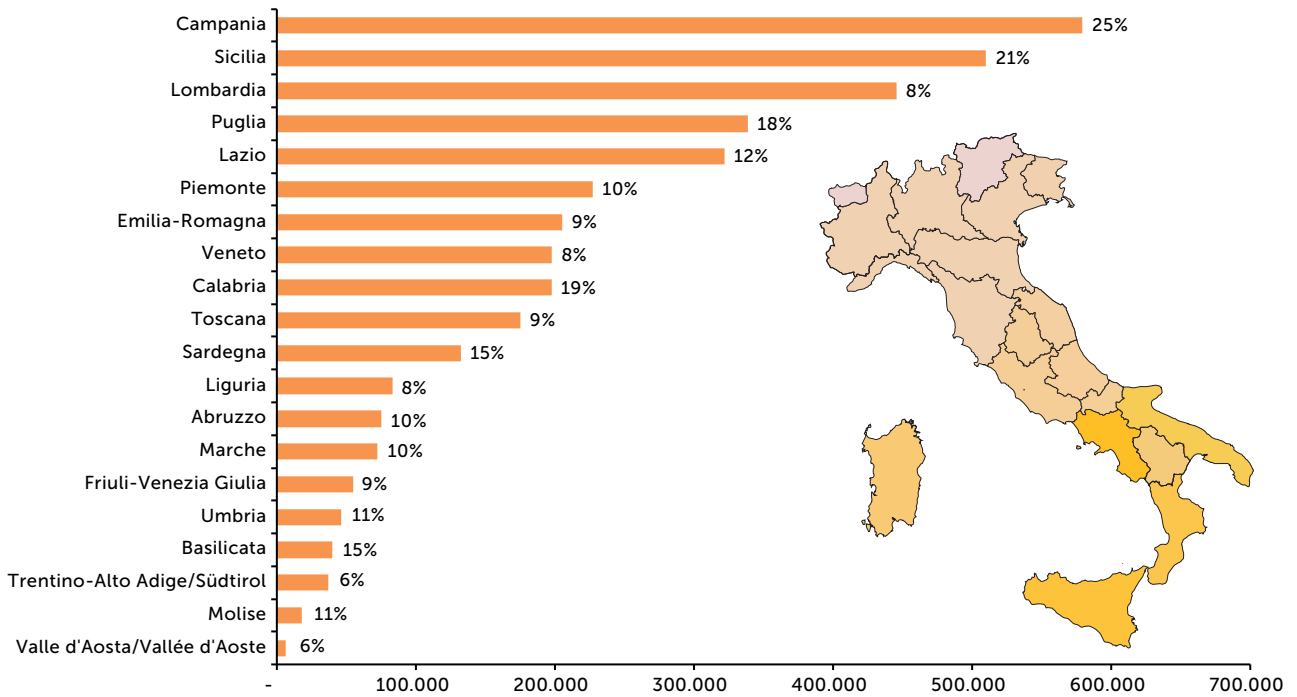
Nella gran parte dei casi, sulla base delle verifiche effettuate dal SII, i nuclei familiari in condizioni di disagio economico che non hanno beneficiato delle agevolazioni non sono risultati titolari di alcuna fornitura diretta attiva/sospesa per morosità (98,2% nell'elettrico e 99,5% nel gas).

In un numero molto limitato di casi (1,8% per l'elettrico e 0,5% per il gas) il mancato riconoscimento del bonus è connesso all'individuazione di forniture dirette attive afferenti al nucleo familiare interessato che, tuttavia, non presentano gli ulteriori requisiti di ammissibilità previsti dalla normativa e dalla regolazione.

Le due figure 10.31 e 10.32 mostrano la distribuzione regionale dei bonus elettrici e dei bonus gas diretti per disagio economico riconosciuti per l'anno 2022 e la percentuale rispetto ai POD/PDR totali domestici della singola regione.

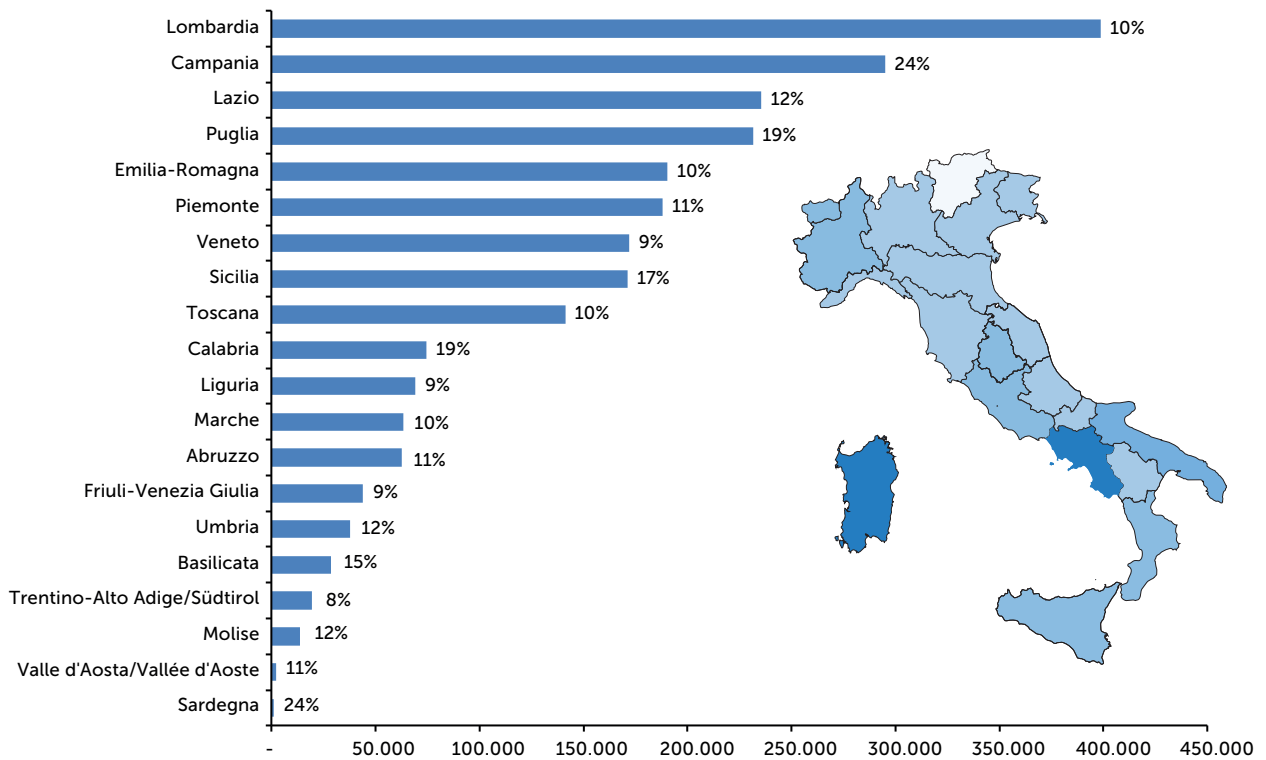
12 Il confronto con gli anni precedenti è basato sui bonus riconosciuti a forniture dirette. Il processo per il riconoscimento per il bonus gas ai clienti che usufruiscono di una fornitura condominiale centralizzata, previsto dalla delibera 63/2021/R/com e basato sulle dichiarazioni rese dai nuclei familiari interessati, offre ai clienti un tempo più lungo per l'incasso del bonifico rispetto alle procedure *ante* automatismo e la rendicontazione dipende dagli effettivi incassi.

FIG. 10.31 Distribuzione dei bonus elettrici per disagio economico a livello regionale e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione (2022)



Fonte: SII.

FIG. 10.32 Distribuzione dei bonus gas a livello regionale e percentuale rispetto ai PDR totali domestici della regione (2022)



Fonte: SII.

Complessivamente, è stato erogato un numero maggiore di bonus elettrici e gas nelle regioni del Sud (33,17% e 28,93%) rispetto alle altre macro-aree del Paese (Tav. 10.18). La percentuale minima di bonus gas si riscontra nelle isole, aree meno metanizzate.

TAV. 10.18 Ripartizione percentuale dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico per area geografica^(A) (2022)

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
Elettrico^(B) % su totale bonus erogati	20,26%	13,15%	16,36%	33,17%	17,06%
Bonus gas % su totale bonus gas erogati	26,97%	17,44%	19,59%	28,93%	7,06%

(A) Il Nord-Ovest comprende: Liguria, Lombardia, Piemonte e Valle d'Aosta; il Nord-Est: Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Veneto; il Centro: Lazio, Marche, Toscana e Umbria; il Sud: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia; le Isole: Sardegna e Sicilia.

(B) Escluso il bonus per disagio fisico, che incide per circa l'1,7% sul totale dei bonus elettrici in erogazione.

Fonte: elaborazione su dati SII.

Il bonus per disagio fisico

Il bonus elettrico per disagio fisico è una misura volta a ridurre la spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica dai nuclei familiari in cui è presente un componente che utilizza apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita. Poiché l'accesso al bonus elettrico per disagio fisico non rientra nell'ambito di applicazione dell'art. 57-bis, comma 5, del decreto legge n. 124/2019, per usufruirne occorre presentare apposita domanda, accompagnata dal certificato della ASL competente che attesti la necessità di utilizzare le apparecchiature elettromedicali per supporto vitale, e che indichi il tipo di apparecchiatura utilizzata e le ore di utilizzo giornaliero. L'agevolazione è articolata in tre fasce di consumo, in funzione del tipo di/delle apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura/e e delle ore medie di utilizzo giornaliero. Sulla base degli elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle fasce di compensazione previste. Le tre fasce sono ulteriormente differenziate per tenere conto della potenza impegnata.

Al 31 dicembre 2022 i nuclei familiari con bonus attivo per disagio fisico erano 52.176, in netto aumento rispetto all'anno precedente (Tav. 10.19).

TAV. 10.19 Clienti titolari di bonus elettrico per disagio fisico (anni 2017-2022)

	BONUS PER DISAGIO FISICO
2017	32.643
2018	35.903
2019	41.068
2020	41.046
2021	41.967
2022	52.176
Variazione % 2021/2022	24,33%

Fonte: SGAt.

Con la delibera 22 giugno 2021, 257/2021/R/com, l'Autorità ha definito l'ammontare del bonus da applicare ai clienti in condizioni di disagio fisico introducendo due ulteriori livelli di potenza della fornitura (pari a 3,5 kW e a

4 kW), in affiancamento ai precedenti 3 kW e 4,5 kW già in vigore, e ne ha previsto l'applicazione per tutti i beneficiari dal 1° gennaio 2022.

La tavola 10.20 confronta la distribuzione per fasce dei beneficiari di bonus per disagio fisico registrata nell'anno 2022 con quella registrata nell'anno precedente; nel 2022 per effetto dell'applicazione delle nuove fasce di potenza alle forniture risultano in netto aumento i percettori della fascia con 3,5 kW di potenza e in diminuzione quelli della fascia da 4,5 kW di potenza.

TAV. 10.20 Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico (2021 e 2022)

	2021			2022		
	FASCIA MINIMA	FASCIA MEDIA	FASCIA MASSIMA	FASCIA MINIMA	FASCIA MEDIA	FASCIA MASSIMA
	Fino a 600 kWh/anno	Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno	Fino a 600 kWh/anno	Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno
Fino a 3 kW	58,45%	18,59%	12,46%	57,48%	18,72%	12,15%
Da 3,5 kW	0,00%	0,00%	0,00%	6,49%	2,63%	2,29%
Da 4 kW	0,00%	0,01%	0,00%	0,01%	0,01%	0,01%
Da 4,5 kW	5,99%	2,33%	2,16%	0,11%	0,06%	0,03%

Fonte: SGAtc.

La tavola 10.21 indica il valore economico del bonus per disagio fisico per l'anno 2022, componente ordinaria e componente integrativa ("CCI") introdotta a partire dalla delibera 28 settembre 2021, 396/2021/R/com, di cui si è detto *supra*.

TAV. 10.21 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico (anno 2022)

EXTRA CONSUMO RISPETTO A UTENTE TIPO (2.700/KWh/ANNO)		I TRIMESTRE 2022 (1)	II TRIMESTRE 2022 (2)	III TRIMESTRE 2022 (3)	IV TRIMESTRE 2022 (4)
€/TRIMESTRE PER PUNTO DI PRELIEVO		BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)
FASCIA MINIMA fino a 600 kWh/anno	fino a 3 kW	90,00	83,72	84,64	117,76
	3,5 kW	99,90	93,73	94,76	127,88
	4,0 kW	102,60	96,46	97,52	130,64
	da 4,5 kW in su	152,10	146,51	148,12	181,24
FASCIA MEDIA tra 600 e 1.200 kWh/anno	fino a 3 kW	153,90	140,14	141,68	207,92
	3,5 kW	160,20	146,51	148,12	214,36
	4,0 kW	162,90	149,24	150,88	217,12
	da 4,5 kW in su	215,10	202,02	204,24	270,48

(segue)

EXTRA CONSUMO RISPETTO A UTENTE TIPO (2.700/kWh/ANNO)		I TRIMESTRE 2022 (1)	II TRIMESTRE 2022 (2)	III TRIMESTRE 2022 (3)	IV TRIMESTRE 2022 (4)
€/TRIMESTRE PER PUNTO DI PRELIEVO		BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)
FASCIA MASSIMA oltre 1.200 kWh/anno	fino a 3 kW	222,30	202,02	204,24	303,60
	3,5 kW	225,00	204,75	207,00	306,36
	4,0 kW	228,60	208,39	210,68	310,04
	da 4,5 kW in su	277,20	257,53	260,36	359,72

(1) Delibera 635/2021/R/com.

(2) Delibera 141/2022/R/com.

(3) Delibera 295/2022/R/com.

(4) Delibera 462/2022/R/com.

Fonte: AREGA.

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici

I rapporti tra l'Autorità e le associazioni rappresentative dei clienti finali domestici (consumatori) e non domestici si svolgono nel quadro di appositi Protocolli di intesa, che formalizzano gli obiettivi di interesse comune e gli strumenti per il loro perseguimento. Per quanto riguarda i consumatori, i rapporti tra l'Autorità e le associazioni accreditate nel Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) si svolgono nell'ambito del Protocollo di intesa sottoscritto il 13 maggio 2009. Dal 2013 l'Autorità è, inoltre, parte di un Protocollo di intesa stipulato con le organizzazioni nazionali di rappresentanza delle piccole imprese, finalizzato a rafforzare la capacità di tali imprese di cogliere le opportunità derivanti dalla liberalizzazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale.

Le associazioni dei consumatori domestici e non domestici sono, inoltre, regolarmente coinvolte nelle attività di consultazione e di approfondimento, anche attraverso la partecipazione a seminari di presentazione dei principali provvedimenti di interesse, audizioni e gruppi tecnici. Tra gli argomenti che nel 2022 sono stati oggetto di iniziative di approfondimento e confronto, oltre ai tradizionali incontri per la presentazione dei provvedimenti di aggiornamento delle condizioni economiche in regime di tutela per i clienti domestici, rientrano la normativa in materia di autoconsumo e comunità energetiche, con focus sul quadro degli interventi regolatori programmati dall'Autorità per l'attuazione della normativa primaria, e la definizione delle disposizioni regolatorie in materia di rimozione del servizio di tutela del gas naturale e di condizioni di fornitura per i clienti vulnerabili.

Le associazioni dei consumatori domestici e non domestici fanno, inoltre, parte dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento, istituito dall'Autorità con la delibera 5 marzo 2015, 83/2015/A, che svolge la propria attività sia attraverso le riunioni del Forum plenario, al quale partecipano tutti i

componenti, sia attraverso gli incontri di cinque Gruppi di lavoro che esaminano temi e problematiche settoriali (energia, gas, idrico, teleriscaldamento, efficienza energetica).

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2022 è proseguita la realizzazione delle attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica, gas e del servizio idrico integrato, finanziate mediante le risorse del Fondo sanzioni, alimentato con i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità¹³.

Tali risorse hanno garantito, anche per il 2022, in via prioritaria, la copertura dei costi sostenuti per la realizzazione e la gestione del Portale Offerte da parte di Acquirente unico, come stabilito dalla legge concorrenza 2017¹⁴. In attuazione di quanto previsto dalla delibera 7 luglio 2020, 257/2020/E/com, la copertura dei costi del Portale è avvenuta in base ai provvedimenti con i quali l'Autorità ha determinato i costi riconosciuti in acconto e approvati a consuntivo, e i relativi conguagli, per le diverse attività di Acquirente unico sottoposte alla regolazione dell'Autorità o svolte in avalimento¹⁵.

I progetti a vantaggio dei consumatori attuati nel corso del 2022, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità approvate a suo tempo dal Ministro dello sviluppo economico, hanno riguardato:

- il sostegno alle procedure di conciliazione ADR (progetto PDR), svolte presso il Servizio conciliazione dell'Autorità o presso organismi ADR iscritti nell'Elenco istituito con la delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com, che offrono procedure gratuite per i consumatori. Tra tali soggetti rientrano gli organismi ADR paritetici, previsti da appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese o associazioni di imprese, disciplinati dal Codice del consumo. Il progetto, che ha coperto il triennio 2020-2022 in continuità con analoghi progetti giunti a scadenza alla fine del 2019, ha comportato l'erogazione di contributi forfetari in relazione all'attività di rappresentanza del consumatore svolta dalle associazioni di consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'art. 137 del Codice del consumo, per le procedure ADR svolte in conformità alle previsioni del relativo regolamento di conciliazione e concluse con il perfezionamento e la sottoscrizione in data certa di un verbale di accordo. Nel corso dell'anno 2022, nell'ambito del progetto PDR, sono state ammesse al contributo 4.085 procedure conciliative concluse con accordi transattivi tra le parti, delle quali 3.588 svolte presso il Servizio conciliazione e le restanti 497 svolte presso organismi ADR paritetici;
- l'attivazione, per il triennio 2020-2022, di una rete di sportelli territoriali qualificati delle associazioni dei consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'art. 137 del Codice del consumo (progetto PQS). Il progetto, in continuità con l'analogo progetto giunto a scadenza alla fine del 2019, promuove l'operatività di una rete di punti di contatto (sportelli territoriali) delle associazioni di consumatori in grado di fornire ai clienti domestici informazione e assistenza qualificata sui servizi elettrico, gas e idrico, e comporta la copertura dei costi operativi del servizio fornito e delle attività di comunicazione destinate a promuovere la conoscenza e l'accesso dei consumatori ai servizi. Per il progetto in corso è stata prevista l'attivazione di 35 sportelli territoriali (a fronte

¹³ Ai sensi dell'art. 11-bis del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 maggio 2005, n. 80, come successivamente modificato e integrato, l'ammontare riveniente dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità è destinato a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato, approvati dal Ministro delle imprese e del made in Italy su proposta dell'Autorità stessa.

¹⁴ Legge 4 agosto 2017, n. 124, art. 1, comma 64.

¹⁵ Delibera 26 aprile 2022, 180/2022/A; delibera 24 maggio 2022, 226/2022/A.

dei 30 sportelli operativi nel triennio precedente). Nel corso del 2022, gli sportelli hanno registrato complessivamente oltre 31mila contatti con i consumatori, che hanno dato luogo all'avvio di oltre 6.700 specifiche iniziative nei confronti di soggetti esercenti il servizio (richieste di informazioni, reclami, procedure di conciliazione).

Nel corso del 2022, l'Autorità ha inoltre formulato al Ministro delle imprese e del made in Italy, con la delibera 25 ottobre 2021, 523/2022/E/com, nuove proposte per progetti a vantaggio dei consumatori, finalizzate ad assicurare per il triennio 2023-2025 la prosecuzione delle linee di attività interessate dai due progetti PDR e PQS sopra richiamati, giunti a scadenza il 31 dicembre 2022. Le proposte formulate dall'Autorità sono state approvate dal Ministro con decreto del 28 dicembre 2022.



CAPITOLO

11



**VIGILANZA, SANZIONI
E CONTENZIOSO**

INTERSETTORIALE

Indagini, vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

L'Autorità effettua controlli sui comportamenti degli operatori tenuti al rispetto delle disposizioni regolatorie individuando di volta in volta il perimetro di intervento, attraverso la definizione di un programma di attività annuale o deliberando specifiche campagne di vigilanza a fronte di segnalazioni o di evidenze in possesso degli Uffici. Per questo tipo di attività, l'Autorità si avvale di diversi strumenti, quali indagini conoscitive, sopralluoghi ispettivi e controlli documentali.

Anche nel 2022, come ormai da molti anni, l'Autorità ha svolto le proprie attività di controllo con la collaborazione della Guardia di Finanza, sulla base di quanto previsto dal vigente Protocollo d'intesa tra le due istituzioni, ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68. Attraverso il Nucleo speciale beni e servizi, la Guardia di Finanza fornisce un contributo essenziale alle attività di controllo dell'Autorità, in termini sia di risorse, sia di competenze. Nel 2022 è stato, inoltre, siglato il Protocollo d'intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e l'Arma dei Carabinieri (si veda in merito il Capitolo 2 del presente Volume). In questa prima fase di attuazione del Protocollo sono stati effettuati incontri con scambio di informazioni tra le due istituzioni, in particolare con il Comando Tutela ambientale e transizione ecologica dell'Arma.

Qualora dalle attività di controllo emergano casi di non conformità alle disposizioni regolatorie, l'Autorità adotta i conseguenti provvedimenti a carattere prescrittivo e/o sanzionatorio nei confronti degli operatori. Gli esiti di tali attività rilevano anche ai fini dell'eventuale revisione delle discipline regolatorie, in un processo volto al continuo miglioramento delle norme che si fonda sull'esperienza acquisita nella loro applicazione.

Relativamente all'anno 2022, l'attività di vigilanza ha visto lo svolgimento sia di attività ispettive, sia di attività di controllo documentale che hanno consentito di esaminare l'operato di una vasta platea di soggetti e nuovi ambiti di attività.

Più in dettaglio, l'attività di controllo è stata svolta, nel 2022, attraverso:

- controlli documentali, in particolare relativi al controllo dei costi da riconoscere in tariffa, al rispetto della regolazione da parte delle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas, alla verifica delle disposizioni relative alle procedure di *fuel mix disclosure* (quest'ultima in avalimento del GSE), nonché alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità;
- verifiche ispettive *in loco*, riguardanti temi prioritari come la continuità e la sicurezza del servizio, la tutela dei consumatori, il corretto funzionamento dei mercati e il controllo degli incentivi erogati e delle voci di costo riconosciute o da riconoscere in tariffa.

Alla fine del 2022, con la delibera 6 dicembre 2022, 652/2022/E/com, si è registrata anche la prima applicazione delle penalità a carico di 16 esercenti la vendita finale di elettricità e di gas che non hanno trasmesso all'Autorità i prezzi medi praticati nel primo semestre 2022.

Si tratta, appunto, della prima applicazione della delibera 592/2021/R/com, adottata il 21 dicembre 2021, che ha introdotto una procedura al termine della quale, qualora si riscontrino inadempimenti agli obblighi di comunicazione semestrale dei prezzi medi di energia elettrica e gas da parte dei venditori a ciò obbligati dalla delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com, vengono applicate penalità commisurate alla dimensione dell'impresa in termini di clienti serviti. Ciò in ragione del fatto che queste mancate comunicazioni generano oneri amministrativi e distorsioni informative che, oltre a ostacolare l'esercizio delle funzioni dell'Autorità o a portare alla pubblicazione di dati non corretti da parte dell'Autorità stessa (sia pure nella responsabilità delle imprese), nuocciono alla trasparenza nei due settori, ricadono negativamente sui consumatori e sugli altri operatori e pregiudicano, pertanto, il regolare funzionamento del sistema. La conoscenza delle dinamiche dei prezzi, inoltre, ha assunto negli ultimi anni una particolare rilevanza, visto il periodo caratterizzato, da un lato, dalla transizione di significative categorie e quote di clienti finali dai regimi di tutela al mercato libero e, dall'altro, dal verificarsi di un'eccezionale crisi sui prezzi delle materie prime internazionali che inevitabilmente si riflette sui clienti finali.

Indagini, ricognizioni e controlli documentali

Si tratta di attività di controllo svolte sulla base dell'analisi e approfondimento di specifici ambiti, o con l'esame di dati, informazioni e documenti, utilizzati anche nel confronto con altre fonti relative allo stesso fenomeno. Anche per queste attività, che possono essere propedeutiche ad attività ispettive, l'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza.

Verifiche nei confronti di imprese di vendita ai clienti finali di energia elettrica o di energia elettrica e gas naturale nel mercato libero in materia di adempimenti connessi allo svolgimento di tali attività

Nel 2022 sono stati completati i controlli documentali previsti dalla delibera 22 giugno 2021, 258/2021/E/com, nei confronti di 30 venditori di energia elettrica o di energia elettrica e gas nel mercato libero, sul rispetto dei principali adempimenti regolatori connessi allo svolgimento di tali attività.

I controlli hanno avuto a oggetto, tra l'altro, gli obblighi di pubblicazione sul Portale Offerte delle offerte PLACET, la trasparenza dei documenti di fatturazione, la gestione dei reclami, la pubblicazione dei dati relativi alla composizione media delle fonti di energia utilizzate per la produzione dell'energia elettrica venduta (*fuel mix disclosure*) e le agevolazioni tariffarie concesse ai soggetti energivori.

Dopo avere acquisito i dati e le informazioni trasmesse dagli operatori, ed esaminando i dati ricavabili da fonti aperte (Portale Offerte, elenchi periodici delle imprese a forte consumo di energia pubblicati da CSEA, Anagrafica operatori e varie raccolte dati di ARERA, accesso ai siti internet delle imprese di vendita, ecc.) e tramite richieste inviate al GSE, sono state rilevate criticità per numerosi soggetti coinvolti, in particolare in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione e in materia di *fuel mix*.

Nel mese di marzo 2022 è stata inviata alle imprese una comunicazione formale degli Uffici e in esito a tale comunicazione e dopo ulteriori solleciti le imprese hanno superato le criticità, fornendo documentazione di

riscontro. Nei confronti di una società che risultava non pienamente conforme è stata disposta l'effettuazione di una verifica ispettiva (si veda *infra*).

Nell'ambito dell'obiettivo strategico OS.3 "Tutelare e promuovere la trasparenza e la correttezza nei rapporti clienti finali-venditori e gestori-utenti, e in particolare ... la verifica ... della corrispondenza delle comunicazioni in materia di *fuel mix* in bolletta con i relativi dati forniti dal GSE", con la delibera 28 giugno 2022, 275/2022/E/eel, è stato avviato, in avalimento del GSE, un ampio programma di verifiche documentali che ha interessato oltre 400 operatori nel settore della vendita di energia elettrica, identificati in base a un esame preliminare della loro conformità ad alcuni adempimenti disposti alla regolazione. Le attività di verifica sono tuttora in corso.

Verifiche e controlli documentali sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori)

Nel corso del 2022 sono terminati i controlli, approvati con la delibera 16 giugno 2020, 216/2020/E/eel, sui dati dichiarati dalle imprese energivore a CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali), per l'ottenimento, per gli anni 2019 e 2020, delle agevolazioni previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 dicembre 2017; le suddette agevolazioni constano di una partita economica rilevante il cui onere ricade (attraverso l'elemento A_{ESOS} della componente tariffaria A_{SOS}) su tutti gli altri clienti, inclusi i clienti domestici. I controlli, effettuati con la collaborazione del Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, hanno interessato anche le imprese in classe FAT.x (classe di agevolazione basata sul rapporto fra il costo dell'energia elettrica e il fatturato), che beneficiano di uno sconto della componente A_{SOS} in bolletta, a differenza di quelli effettuati in precedenza ai sensi della delibera 16 aprile 2019, 143/2019/E/eel, per le agevolazioni dell'anno 2018, che avevano interessato soltanto le imprese energivore ricadenti in classe VAL.x (classe di agevolazione basata sul rapporto fra il costo dell'energia elettrica e il valore aggiunto lordo) e beneficiarie dell'agevolazione data dall'azzeramento della componente A_{SOS} in bolletta (a fronte del versamento a CSEA di una contribuzione agli oneri generali di sistema in proporzione al valore medio dal VAL sui tre anni di riferimento per il calcolo dell'agevolazione). Al termine dei controlli è risultato che nessuna delle 500 imprese in classe FAT.x controllate ha commesso errori significativi nella dichiarazione dei dati, mentre, delle 250 imprese in classe VAL.x controllate, circa il 9% (22 imprese) ha goduto indebitamente di agevolazioni per gli anni 2019 e/o 2020, in via di recupero attraverso la rettifica dei dati da parte di CSEA.

Controlli documentali in materia di separazione contabile e di investimenti dichiarati su un campione di imprese di distribuzione elettrica e di distribuzione e trasporto del gas naturale per gli anni 2018-2021

Con la delibera 22 novembre 2022, 599/2022/E/com, sono state avviate verifiche documentali in materia di separazione contabile e di investimenti dichiarati, nei confronti di un campione di imprese regolate esercenti le attività di distribuzione elettrica e di distribuzione e trasporto del gas naturale per gli anni 2018-2021. Il termine per la conclusione dei controlli è il 31 marzo 2024.

La materia è disciplinata dal Testo integrato sugli obblighi di separazione contabile (TIUC), allegato A alla delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com. I soggetti regolati sono tenuti alla compilazione e alla trasmissione all'Autori-

tà dei conti annuali separati (CAS), redatti sulla base delle specifiche tecniche recate dal manuale di contabilità regolatoria.

Con riferimento alle dichiarazioni presentate all'Autorità ai fini tariffari (raccolte RAB, *Regulatory Asset Base*) le imprese comunicano all'Autorità tutte le informazioni necessarie per la definizione degli ammortamenti e della remunerazione del capitale investito netto, compresi gli incrementi patrimoniali, le dismissioni, i contributi a fondo perduto in conto impianti pubblici o privati, il valore dei lavori in corso, ecc.

I criteri di riconoscimento dei costi ai fini tariffari sono orientati a promuovere l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture e sono altresì comprensivi, a seconda dei casi, di previsioni specifiche, per tenere conto di incentivazioni spettanti a particolari attività o di necessità contingenti derivanti da variazioni sistemiche o eventi eccezionali.

I controlli previsti dalla suddetta delibera 599/2022/E/com hanno l'obiettivo di verificare i criteri di separazione contabile seguiti dalle imprese nella redazione dei CAS, il valore e la riconoscibilità degli investimenti risultanti dalla riconciliazione tra i dati RAB e i dati patrimoniali dichiarati ai fini della separazione contabile, i criteri di valorizzazione delle transazioni all'interno dei gruppi societari e ogni altro elemento utile a stabilire la correttezza delle informazioni trasmesse all'Autorità. Sarà inoltre verificato che gli investimenti effettuati, valutando a campione la documentazione relativa alle modalità di progetto, di assegnazione e di collaudo, risultino compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e siano realizzati secondo criteri di economicità.

La delibera prevede che, in esito ai controlli documentali e con successivo provvedimento, possano essere eventualmente disposte verifiche ispettive, in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza nei confronti dei soggetti interessati alle attività di controllo documentali, per i quali dovessero essere condotti approfondimenti.

Controlli documentali per l'accertamento della corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità

Nel corso del 2022 sono state pressoché completate, in collaborazione con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, le attività di controllo relative al versamento dovuto per l'anno 2018, che, nel solco di quanto fatto con riferimento agli anni di versamento precedenti, hanno comportato le seguenti fasi:

- controlli formali, volti a riscontrare: (i) la corretta applicazione, sulla base imponibile dichiarata, dell'aliquota del contributo; (ii) la corrispondenza degli importi dichiarati dalle imprese a titolo di contributo dovuto con quanto effettivamente versato;
- individuazione dei soggetti che hanno potenzialmente evaso il versamento del contributo mediante l'incrocio tra i soggetti iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità e quelli che hanno inviato le dichiarazioni previste ai fini del versamento del contributo;
- controlli sostanziali volti a verificare la corretta formazione della base imponibile considerata ai fini del calcolo del contributo.

Verifiche ispettive

La tabella di dettaglio (Tav. 11.1) evidenzia l'ampio spettro degli ambiti di controllo per i quali sono stati effettuati sopralluoghi ispettivi. Nel 2022, le ispezioni sono tornate ad aumentare di numero rispetto all'anno precedente, dopo le diminuzioni causate dagli effetti della pandemia sulla programmazione delle attività di *enforcement*.

Attraverso le verifiche con sopralluogo è stato mantenuto l'obiettivo di un adeguato presidio di controllo sulla qualità del servizio, in considerazione della rilevanza del tema per i clienti finali (continuità elettrica, pronto intervento gas, controlli sugli incentivi alla sicurezza gas). Sono state inoltre effettuate attività ispettive in nuovi campi d'indagine (oneri generali di sistema non incassati dai distributori elettrici, *switching* elettrico), oltre a quelle svolte in ambiti consolidati (tariffe di distribuzione e misura gas).

Con la delibera 31 maggio 2022, 231/2022/R/com, si è concluso il procedimento, avviato con la delibera 14 dicembre 2021, 571/2021/R/com, trasversale ai diversi settori e servizi, di aggiornamento delle modalità di verifica dei dati di qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica e del gas naturale e dei dati di qualità contrattuale del servizio idrico integrato. In particolare, al fine di incrementare l'efficacia dei controlli e ridurre i costi, si è stabilito di applicare il metodo statistico, il cui utilizzo era previsto per stimare, con procedura cosiddetta "semplificata", il numero effettivo di prestazioni di qualità commerciale/contrattuale non valide o non conformi in esito a un primo controllo su base campionaria, anche per la determinazione degli esiti di un ulteriore controllo (che può essere richiesto dagli operatori nel caso in cui essi rifiutino gli esiti del primo controllo). Inoltre, come richiesto dagli operatori, sono stati forniti elementi di dettaglio sul dimensionamento dei campioni da utilizzare, tanto per il primo controllo quanto per quello ulteriore, e sui criteri per la loro estrazione e selezione.

TAV. 11.1 Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2018-2022 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2018	2019	2020	2021	2022
Tutela dei consumatori	9	6	1	1	4
Tariffe e <i>unbundling</i>	2	11	-	-	2
Qualità del servizio	76	89	36	16	17
Mercati all'ingrosso e <i>retail</i>	7	1	5	2	2
Connessione degli impianti di produzione	5	3	3	-	-
Impianti incentivati	2	-	-	-	-
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	7	9	5	-	-
TOTALE	108	119	50	19	25
<i>Di cui in collaborazione con:</i>					
Guardia di Finanza – Nucleo speciale beni e servizi	106	119	50	19	25
Stazione sperimentale per i combustibili	51	64	27	-	-
Cassa per i servizi energetici e ambientali	7	-	-	-	-
Gestore dei servizi energetici	2	-	-	-	-

Fonte: ARERA.

TAV. 11.2 Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2018-2022 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2018	2019	2020	2021	2022
Tutela dei consumatori					
Bolletta 2.0	4	-	-	-	-
Impegni ripristinatori	2	2	-	-	-
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas e altri adempimenti connessi alla vendita	-	4	1	-	1
Agevolazioni negli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica	3	-	-	-	--
Costi sostenuti da Sogin per il DN-PT	-	-	-	1	-
Crediti non incassati da distributori elettrici per oneri generali di sistema	-	-	-	-	2
Effettiva cessazione di violazioni già oggetto di provvedimenti sanzionatori	-	-	-	-	1
Tariffe e unbundling					
Unbundling funzionale della vendita di energia elettrica	-	9	-	-	-
Investimenti dichiarati per la distribuzione elettrica	2	2	-	-	-
Tariffe di distribuzione e misura del gas	-	-	-	-	2
Qualità del servizio					
Continuità del servizio elettrico	10	6	-	-	3
Qualità del trasporto elettrico	1	1	1	1	-
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	51	64	27	-	-
Incentivi della sicurezza gas	2	5	3	8	4
Sicurezza del servizio gas	2	-	-	-	-
Servizio di pronto intervento gas	10 + CT ^(A)	13 + CT ^(A)	5 + CT ^(A)	7 + CT ^(A)	10 + CT ^(A)
Mercati all'ingrosso e retail					
Settlement gas	-	1	3	2	
Compensazione economica della morosità per prelievi fraudolenti nel regime di maggior tutela	2	-	-	-	
Sistema informativo integrato	5	-	2	-	
Switching elettrico					1
Volumi di servizio erogati nel settore elettrico					1
Connessione degli impianti di produzione					
Adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in MT	5	3	3	-	
Impianti incentivati					
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	2	-	-	-	
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato					
Determinazione e applicazione delle tariffe, restituzione della remunerazione del capitale investito agli utenti, trasparenza della fatturazione, Carta dei servizi, efficienza della misura, tariffe d'ufficio, esclusione dall'aggiornamento tariffario	7	9	5	-	
TOTALE	108	119	50	19	25

(A) CT = controlli telefonici (in numero di 50 all'anno, su cui vedi *infra*).

Fonte: ARERA.

Verifica ispettiva nei confronti di un venditore in materia di adempimenti connessi alla vendita ai clienti finali di energia elettrica e gas

Nel mese di dicembre 2022 è stata effettuata una verifica ispettiva ai sensi della delibera 15 novembre 2022, 567/2022/E/com, nei confronti di un venditore in materia di adempimenti connessi con le attività di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas naturale.

L'esigenza della verifica ha origine negli esiti delle verifiche documentali di cui alla delibera 258/2021/E/com, svolte nei confronti di 30 imprese di vendita di energia elettrica o di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali del mercato libero, in materia di adempimenti connessi allo svolgimento di tali attività (si veda sopra il paragrafo "Verifiche nei confronti di imprese di vendita ai clienti finali di energia elettrica o di energia elettrica e gas naturale nel mercato libero in materia di adempimenti connessi allo svolgimento di tali attività"). I controlli hanno evidenziato la presenza, per una media impresa di vendita di energia elettrica e gas naturale, di alcune criticità riferibili a vari ambiti:

- la trasparenza della fatturazione ai sensi della Bolletta 2.0 (allegato A alla delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com);
- la gestione dei reclami scritti ai sensi del TIQV (allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com);
- il riconoscimento delle agevolazioni alle imprese energivore previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, e come stabilito ai sensi della delibera dell'Autorità 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel.

Inoltre, nell'ambito di un'attività di *enforcement* svolta in materia di riconoscimento ai distributori degli oneri altrimenti non recuperabili per il mancato incasso degli oneri generali del sistema elettrico non incassati, in applicazione del meccanismo introdotto dalla delibera 1° febbraio 2018, 50/2018/R/eel, sono emerse criticità nei confronti della medesima impresa.

Gli esiti della verifica ispettiva sono in fase di valutazione (Tav. 11.3).

TAV. 11.3 *Verifica ispettiva nei confronti di un venditore in materia di adempimenti connessi alla vendita ai clienti finali di energia elettrica e gas (dicembre 2022)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa di vendita di energia elettrica e gas naturale.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi in materia di: trasparenza della fatturazione (Bolletta 2.0); gestione dei reclami scritti (TIQV); agevolazioni alle imprese energivore (delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel); versamento degli oneri generali di sistema.	Esiti in fase di valutazione.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica, in materia di riconoscimento dei crediti non recuperabili per il mancato incasso degli oneri generali del sistema elettrico

Nel periodo giugno-luglio 2022 sono state effettuate due verifiche ispettive ai sensi della delibera 15 febbraio 2022, 52/2022/E/eel, in materia di riconoscimento dei crediti non recuperabili connessi agli oneri generali di

sistema (OGdS) non incassati a partire dal 1° gennaio 2016, da effettuare entro il 31 dicembre 2022, nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica.

Con la delibera 50/2018/R/eel, l'Autorità ha istituito il meccanismo di riconoscimento dei crediti non recuperabili relativi agli OGdS versati dalle imprese distributrici alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e al Gestore dei servizi energetici (GSE) a partire dal 1° gennaio 2016. Tale meccanismo regola la reintegrazione alle imprese distributrici dei crediti relativi agli OGdS che tali imprese non hanno riscosso dagli utenti del servizio di trasporto ma hanno versato alla CSEA e al GSE.

Gli importi finora richiesti dalle imprese distributrici nell'ambito del citato meccanismo di riconoscimento rappresentano, nel loro complesso, un valore economicamente significativo, pari a oltre 800 milioni di euro con riferimento agli anni dal 2018 al 2021: pertanto, si è ritenuto opportuno procedere a una loro verifica per le due imprese di distribuzione che hanno richiesto gli importi più rilevanti.

Le verifiche avevano lo scopo di:

- accertare il possesso da parte dell'impresa richiedente dei requisiti necessari per accedere al meccanismo di riconoscimento degli OGdS non recuperabili, in particolare la correttezza dei versamenti degli OGdS alla CSEA e al GSE ai sensi dell'art. 41 del TIT¹ vigente contestualmente alla scadenza di versamento;
- visionare e acquisire la documentazione che consente di valutare la correttezza degli OGdS non recuperabili comunicati alla CSEA, come, ad esempio, le fatture emesse nei confronti degli utenti del trasporto, la documentazione relativa alle eventuali cessioni del credito e/o accordi transattivi e agli eventuali piani di rateazione, le scritture contabili relative ai crediti vantati dall'impresa distributtrice nei confronti di utenti del trasporto interessati da procedure concorsuali (fallimento, liquidazione giudiziaria, concordato preventivo, ecc.), le comunicazioni intercorse con la CSEA e/o con il GSE nell'ambito della procedura di determinazione del credito non incassato.

La prima verifica, svolta presso una grande impresa di distribuzione, ha consentito di constatare l'adeguatezza delle procedure adottate dalla società nella presentazione delle istanze di reintegro alla CSEA, evidenziando tuttavia un errore materiale di circa 100.000 € a favore della società: l'errore è stato segnalato ed è stata richiesta la restituzione alla CSEA di tale importo. La società ha ottemperato alla richiesta nell'ambito della successiva istanza di reintegrazione.

La seconda verifica, svolta presso una grande impresa di distribuzione, ha consentito di rilevare l'adeguatezza delle procedure adottate dalla società nella presentazione delle istanze di reintegro alla CSEA. Poco prima della verifica la società ha autonomamente rilevato un errore di circa 620.000 € a proprio favore, quindi in potenziale danno al sistema di reintegro degli OGdS. La società ha effettuato la segnalazione di rettifica alla CSEA: la restituzione avverrà nell'ambito della prossima istanza di reintegrazione.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 11.4.

¹ Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

TAV. 11.4 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica, in materia di riconoscimento dei crediti non recuperabili per il mancato incasso degli oneri generali del sistema elettrico (giugno-luglio 2022)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi distributori di energia elettrica.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi in materia di riconoscimento ai distributori dei crediti non recuperabili connessi agli OGdS (delibera 50/2018/R/eel).	Esiti conformi. Corretti errori di calcolo nelle richieste di reintegro: recuperati 720.000 euro a beneficio del sistema.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di operatori sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori attualmente conclusi, relative alle condotte successivamente tenute dai medesimi

Nel mese di dicembre 2022 è stata effettuata una verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente il servizio di distribuzione del gas naturale ai sensi della delibera 5 luglio 2022, 298/2022/E/com, che ha approvato il programma di tre verifiche ispettive nei confronti di operatori sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori, attualmente conclusi, con riferimento alle sole condotte successivamente tenute dai medesimi al fine di accertare l'effettività della c.d. funzione special-preventiva delle sanzioni irrogate dall'Autorità.

Le verifiche, che si concluderanno entro il 31 luglio 2023, hanno lo scopo di accertare l'effettività della funzione special-preventiva che dovrebbe dispiegare i provvedimenti sanzionatori e prescrittivi (ovvero dissuadere chi viene sanzionato dal commettere un nuovo illecito in futuro). L'effettuazione delle verifiche ispettive è connessa all'esigenza, pertanto, di verificare se, successivamente all'irrogazione di una sanzione per violazione della regolazione dell'Autorità, i soggetti sanzionati abbiano nuovamente violato la medesima regolazione.

La prima verifica ispettiva disposta ai sensi della delibera 298/2022/E/com è stata svolta nei confronti di una media impresa esercente il servizio di distribuzione del gas naturale e aveva lo scopo di accertare l'avvenuta predisposizione della registrazione garantita delle chiamate di pronto intervento in conformità alle previsioni della RQDG².

L'esito della verifica è stato non conforme e ha consentito di accertare alcune violazioni della RQDG in materia di pronto intervento gas. È stato pertanto proposto l'avvio del relativo provvedimento sanzionatorio.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 11.5.

² Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025, allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas.

TAV. 11.5 *Verifiche ispettive nei confronti di operatori sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori attualmente conclusi, relative alle condotte successivamente tenute dai medesimi (dicembre 2022)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa di distribuzione di gas naturale.	Controllo su soggetti già sanzionati dall'Autorità, al fine di accertare che non sia stata violata la medesima regolazione.	Esito non conforme per una media impresa di distribuzione del gas. Proposto l'avvio di procedimento sanzionatorio per violazione degli obblighi in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas naturale, in materia di tariffe di distribuzione e misura

Nel mese di novembre sono state effettuate due verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti il servizio di distribuzione del gas naturale in materia di tariffe di distribuzione e misura, ai sensi della delibera 4 ottobre 2022, 469/2022/E/gas.

Le verifiche, rese necessarie anche in ragione di apparenti criticità nei dati trasmessi dalle imprese di distribuzione all'Autorità e alla CSEA, avevano lo scopo di accertare la correttezza dei dati annualmente trasmessi dalle imprese di distribuzione di gas naturale ai fini della determinazione delle proprie tariffe di riferimento per le attività di distribuzione e misura, ai sensi della RTDG³.

Nell'ambito delle verifiche sono stati richiesti, per un campione di località, i seguenti elementi informativi con i relativi riscontri:

- APF delle località;
- valore degli incrementi patrimoniali annualmente comunicati per tutte le categorie di cespiti, evidenziando quelli che erano considerati lavori in corso negli anni precedenti;
- valore dei contributi percepiti;
- valore dei lavori in corso attribuiti alle località;
- dati fisici relativi alle località.

Le verifiche sono state effettuate nei confronti di due grandi imprese di distribuzione e non hanno evidenziato significativi errori nei dati trasmessi all'Autorità a fini tariffari.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 11.6.

³ Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG 2020-2025), approvata con delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas.

TAV. 11.6 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas naturale in materia di tariffe di distribuzione e misura (novembre 2022)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese distributrici di gas naturale.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi della RTDG in materia di tariffe di distribuzione e misura.	Esiti conformi per due grandi imprese.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica, in materia di continuità del servizio

Nel periodo ottobre-novembre 2022 sono state effettuate tre verifiche ispettive ai sensi della delibera 6 settembre 2022, 409/2022/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio.

L'attività si inquadra nell'ambito del procedimento, annualmente rinnovato sin dal 2000, relativo alla regolazione incentivante della continuità del servizio elettrico per l'anno 2021 e previsto dal TIQE⁴.

La regolazione incentivante prevede, per ogni anno del periodo di regolazione, l'erogazione di premi o penalità a ogni impresa di distribuzione dell'energia elettrica soggetta a tale regolazione, in funzione del raggiungimento o meno degli obiettivi di miglioramento degli indicatori di continuità del servizio (durata e numero di interruzioni del servizio elettrico per cliente).

Ai fini della corretta erogazione degli incentivi, le verifiche presso le sedi delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e/o presso i centri di telecontrollo di dette imprese hanno a oggetto la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al titolo 2 del TIQE;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità, di cui al titolo 3 del TIQE.

Le verifiche ispettive sono state svolte presso un esercizio di una grande impresa e due grandi imprese di distribuzione.

Per il primo distributore, con riferimento al singolo centro di controllo oggetto della verifica, gli indici di valutazione del campione di interruzioni verificate hanno soddisfatto le condizioni di validità. Nel corso della verifica ispettiva è stato riscontrato, dall'analisi del campione di segnalazioni al pronto intervento estratto dal nucleo ispettivo, un errore di registrazione di una chiamata al pronto intervento in quanto l'istante di inizio dell'interruzione corrisponde all'orario della terza segnalazione, invece che a quello della prima segnalazione. La questione non ha effetti sui premi, tuttavia, essendo stati ravvisati i profili di una possibile violazione del TIQE, sono in corso gli opportuni approfondimenti.

⁴ Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, periodo di regolazione 2016-2023, allegato A alla delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

Per il secondo distributore, gli indici di valutazione del campione di interruzioni verificate, pur avendo soddisfatto le condizioni di validità, hanno comportato una riduzione dell'incentivo, in quanto è stata riscontrata la mancata registrazione di interruzioni con origine BT.

Per il terzo distributore, gli indici di valutazione del campione di interruzioni verificate hanno soddisfatto le condizioni di validità. Nel corso della verifica ispettiva, dall'analisi del campione di segnalazioni al pronto intervento estratto dal Nucleo ispettivo, è stato però riscontrato che, per un guasto del gruppo di misura segnalato al pronto intervento, il tempo di ripristino della fornitura è stato calcolato a partire da un momento successivo all'orario della prima chiamata riconducibile al guasto, in possibile violazione dell'art. 99 del TIQE. La società non ha erogato l'indennizzo automatico del corrispondente livello specifico di qualità commerciale (tabella 13 e tabella 15 del TIQE). Inoltre, sempre con riferimento al medesimo evento, il distributore non ha inviato, in seguito alla prima segnalazione, una squadra a verificare l'effettiva assenza di interruzione e sembrerebbe applicare un corrispettivo per accesso a vuoto.

La questione è attualmente in corso di approfondimento con la società.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.7.

TAV. 11.7 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica, in materia di continuità del servizio (ottobre-novembre 2022)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Un esercizio di una grande impresa e due grandi imprese.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico (TIQE).	Esito positivo per due grandi imprese. Riduzione degli incentivi da erogare per una grande impresa. Riscontrati errori di registrazione presso un esercizio di una grande impresa e una grande impresa (seguiti in valutazione).

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo luglio-novembre 2022 sono state effettuate le prime quattro delle cinque verifiche ispettive previste dalla delibera 8 marzo 2022, 87/2022/E/gas, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione di gas, tese alla verifica della correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio comunicati dagli esercenti per l'anno 2020, ai sensi della RQDG₂₀₂₀₋₂₀₂₅⁵. Tale disciplina prevede che gli incentivi siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti correlate, rispettivamente, all'odorizzazione e alle dispersioni di gas segnalate da terzi.

Le verifiche sono state effettuate nei confronti di una grande impresa e di tre medie imprese, controllando gli elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento

⁵ Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025, allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas.

all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa, al servizio di pronto intervento, all'odorizzazione, alle dispersioni e a eventuali incidenti da gas combustibile verificatisi sugli impianti di distribuzione.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di riscontrare alcune violazioni alla RQDG per due medie imprese. Con successivo provvedimento sarà definito l'impatto delle suddette violazioni sull'importo degli incentivi previsti in materia.

Con la determina 16 marzo 2023, 3/2023/gas – DSAI, è stato avviato il primo procedimento sanzionatorio nei confronti delle predette imprese.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.8.

TAV. 11.8 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (luglio-novembre 2022)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa e tre medie imprese distributrici di gas naturale.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi della RQDG in materia di incentivi alla sicurezza.	Riscontrate violazioni alla RQDG per due medie imprese; avviato il primo procedimento sanzionatorio. Prevista decurtazione degli incentivi con successivo provvedimento per due delle quattro imprese sottoposte a controllo.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo febbraio-giugno 2022 sono state effettuate 10 verifiche ispettive ai sensi della delibera 4 maggio 2021, 176/2021/E/gas, nei confronti di imprese di distribuzione del gas per le quali nel corso dei controlli telefonici effettuati, ai sensi della suddetta delibera 176/2021/E/gas, al fine di verificare l'effettiva funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento, sono stati riscontrati esiti non conformi⁶.

Le 10 verifiche sono state effettuate presso tre impianti di due grandi imprese di distribuzione, tre medie imprese e quattro piccole imprese.

Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione di gas delle disposizioni in materia di pronto intervento di cui alla RQDG. In particolare, si è verificata la presenza dei seguenti elementi:

⁶ I controlli telefonici hanno lo scopo di verificare le modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice. L'attività si svolge, in via preliminare, con la verifica della corrispondenza del numero di pronto intervento, comunicato dalle imprese distributtrici all'Autorità, con quello indicato sul sito internet delle imprese stesse e, quindi, con la verifica delle effettive funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento tramite chiamate telefoniche senza preavviso ai numeri indicati dagli operatori, eseguite in giorni feriali e festivi, in orario diurno e notturno.

Le successive verifiche ispettive hanno lo scopo di accertare la corretta applicazione, da parte delle imprese distributtrici di gas, delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento, così come previsto dalla RQDG e dalle Linee guida predisposte dal CIG e pubblicate dall'UNI.

- recapiti telefonici con linea fissa dedicati esclusivamente al servizio di pronto intervento;
- pubblicazione e comunicazione dei recapiti telefonici di pronto intervento;
- strumenti tali da assicurare la registrazione garantita delle chiamate telefoniche;
- registrazione vocale (per imprese distributrici di gas naturale) di tutte le chiamate telefoniche ricevute e autonomia di almeno 24 ore del centralino in caso di interruzione dell'alimentazione elettrica esterna.

In esito alle verifiche, sono state riscontrate alcune violazioni della RQDG per tutte le imprese assoggettate al controllo.

Con le determinazioni 11 luglio 2022, 16/2022/gas – DSAI, 12 luglio 2022, 17/2022/gas – DSAI, 28 luglio 2022, 20/2022/gas – DSAI, 19 settembre 2022, 22/2022/gas – DSAI, 5 ottobre 2022, 23/2022/gas – DSAI, 10 ottobre 2022, 24/2022/gas – DSAI, 27 ottobre 2022, 25/2022/gas – DSAI, 21 novembre 2022, 28/2022/gas – DSAI e 5 dicembre 2022, 29/2022/gas – DSAI, sono stati avviati i procedimenti sanzionatori nei confronti delle imprese responsabili delle violazioni. Inoltre, l'esito non conforme comporterà, per le imprese interessate, l'annullamento degli incentivi per i recuperi della sicurezza gas.

Nel corso del 2022 sono stati effettuati dai militari del Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza ulteriori controlli telefonici al servizio di pronto intervento di 50 imprese distributrici di gas, al fine di verificare il rispetto della RQDG, come previsto dal programma annuale approvato con la delibera 2 agosto 2022, 382/2022/E/gas. Il programma ha previsto l'effettuazione dei consueti controlli telefonici mediante chiamate telefoniche al servizio di pronto intervento e delle successive verifiche ispettive con sopralluogo presso le imprese distributrici scelte anche in base agli esiti dei controlli suddetti, da attuare entro il 31 dicembre 2023.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.9.

TAV. 11.9 *Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (gennaio-dicembre 2022)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Verifiche ispettive (delibera 176/2021/E/gas): tre grandi, tre medie e tre piccole imprese distributrici di gas.	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG e delle Linee guida CIG.	Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso tre grandi, tre medie e tre piccole imprese distributrici di gas. Avviati nove procedimenti sanzionatori nei confronti dei soggetti inadempienti.
Controlli telefonici (delibera 382/2022/E/gas): 50 imprese di distribuzione del gas.	Verifica delle modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice, mediante chiamate al servizio di pronto intervento.	Verifiche ispettive entro il 31 dicembre 2023 presso imprese con esito non conforme dei controlli telefonici.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa di vendita di energia elettrica in materia di *switching* a seguito di risoluzione del contratto di dispacciamento

Nel mese di luglio 2022 è stata effettuata una verifica ispettiva ai sensi della delibera 24 maggio 2022, 222/2022/E/eel, nei confronti di una impresa di vendita in materia di *switching* a seguito di risoluzione del contratto di dispacciamento da parte del gestore della trasmissione.

L'esigenza della verifica ha origine in una segnalazione giunta all'Autorità che ha consentito di rilevare potenziali irregolarità negli *switching* effettuati da una società di vendita. In particolare, sono stati richiesti numerosi *switching* c.d. veloci a seguito dell'avvenuta risoluzione del contratto di dispacciamento da parte di Terna nei confronti dell'utente del dispacciamento con cui la società di vendita era contrattualizzata; gli *switching* sono risultati anomali in quanto recavano una data di sottoscrizione del contratto antecedente alla risoluzione.

Nei casi di risoluzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto per inadempimento dell'utente (del dispacciamento e del trasporto) si applicano le previsioni del Testo integrato morosità elettrica (TIMOE) che, a tutela della continuità della fornitura, dispone che in via automatica sia risolto il contratto di fornitura e il cliente, opportunamente informato, transiti contestualmente nei servizi di ultima istanza. Inoltre, in deroga al regime ordinario, lo *switching* verso un nuovo venditore nel mercato libero può avere decorrenza a partire da qualsiasi giorno del mese, al fine di consentire al cliente finale di potere uscire rapidamente dal servizio di ultima istanza.

In esito alla verifica ispettiva svolta presso la società di vendita, è stato rilevato che le numerose richieste di *switching*, presentate successivamente alla risoluzione contrattuale, per giunta recanti un'unica data di stipula dei contratti di fornitura con i clienti finali, non erano supportate dalla necessaria documentazione (per esempio, evidenza dei suddetti contratti stipulati alla data dichiarata).

Con la determina 22 dicembre 2022, 30/2022/eel – DSAI, è stato avviato nei confronti dell'impresa di vendita un procedimento a carattere sanzionatorio in materia di *switching* a seguito di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto, per accertare la violazione del TIMOE e delle delibere 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel (riforma dello *switching* elettrico), e 11 febbraio 2020, 37/2020/R/eel (disposizioni funzionali alla modifica del processo di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto e attivazione dei servizi di ultima istanza nel settore elettrico).

L'esito della verifica è sintetizzato nella tavola 11.10.

TAV. 11.10 Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa esercente l'attività di vendita di energia elettrica in materia di *switching* a seguito di risoluzione del contratto di dispacciamento (luglio 2022)

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa di vendita di energia elettrica.	Verifica della corretta applicazione della normativa in materia di <i>switching</i> nel caso di risoluzione del contratto di trasporto e/o dispacciamento (TIMOE, delibere 487/2015/R/eel e 37/2020/R/eel).	Riscontrate violazioni alla normativa in tema di <i>switching</i> . Avviato un procedimento sanzionatorio.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica in materia di volumi di servizio erogati

Con la delibera 8 marzo 2022, 88/2022/E/eel, l'Autorità ha approvato una verifica ispettiva nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica in materia volumi di servizio erogati. La verifica si è svolta nel mese di marzo.

La verifica aveva lo scopo di accertare i volumi di servizio erogati dall'impresa. Tali dati sono raccolti annualmente dall'Autorità per la determinazione delle tariffe di riferimento della distribuzione dell'energia elettrica ai sensi del TIT e successivamente sono acquisiti anche dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) con la finalità della definizione dei saldi di perequazione per le medesime imprese. Con riferimento all'impresa individuata è emerso che i dati raccolti dall'Autorità e dalla CSEA presentavano incongruenze.

In esito alla verifica è stato possibile ricostruire i dati da utilizzare per la determinazione delle tariffe di distribuzione; inoltre, sono state riscontrate anomalie di calcolo già segnalate alla Società.

L'esito della verifica è sintetizzato nella tavola 11.11.

TAV. 11.11 *Verifica ispettiva nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica in materia di volumi di servizio erogati (marzo 2022)*

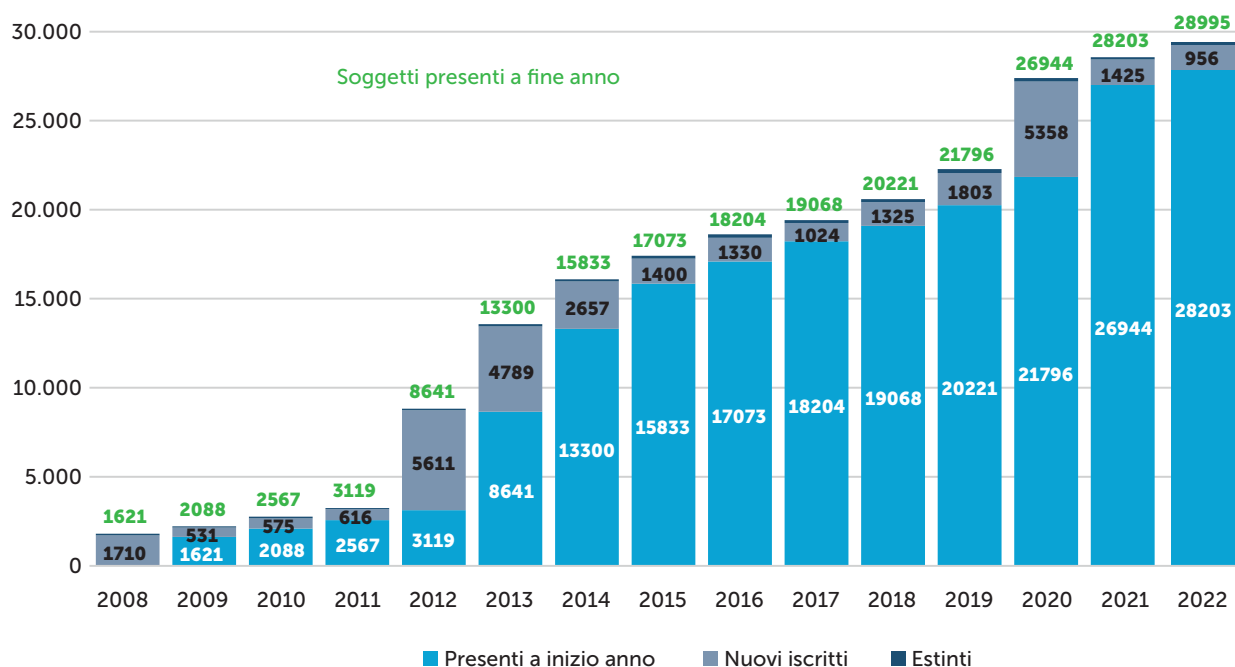
IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa di distribuzione elettrica.	Verifica dei volumi di servizio erogati, ai fini della corretta determinazione delle tariffe di distribuzione ai sensi del TIT.	Accertamento dei volumi di servizio per gli anni oggetto di verifica.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Attività sull'Anagrafica operatori dell'Autorità

Nel corso del 2022 il numero di soggetti iscritti presso l'Anagrafica operatori è cresciuto di circa 800 unità, mentre poco più di 160 operatori si sono estinti, in molti casi a seguito di operazioni di fusione e incorporazione da parte di altri soggetti. Al 31 dicembre 2022 il numero di soggetti accreditati e non estinti ha quasi raggiunto le 29.000 unità (Fig. 11.1). Dall'inizio dell'operatività dell'Anagrafica, si sono accreditati 31.368 soggetti e ne sono usciti 2.133.

FIG. 11.1 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati^(A)*

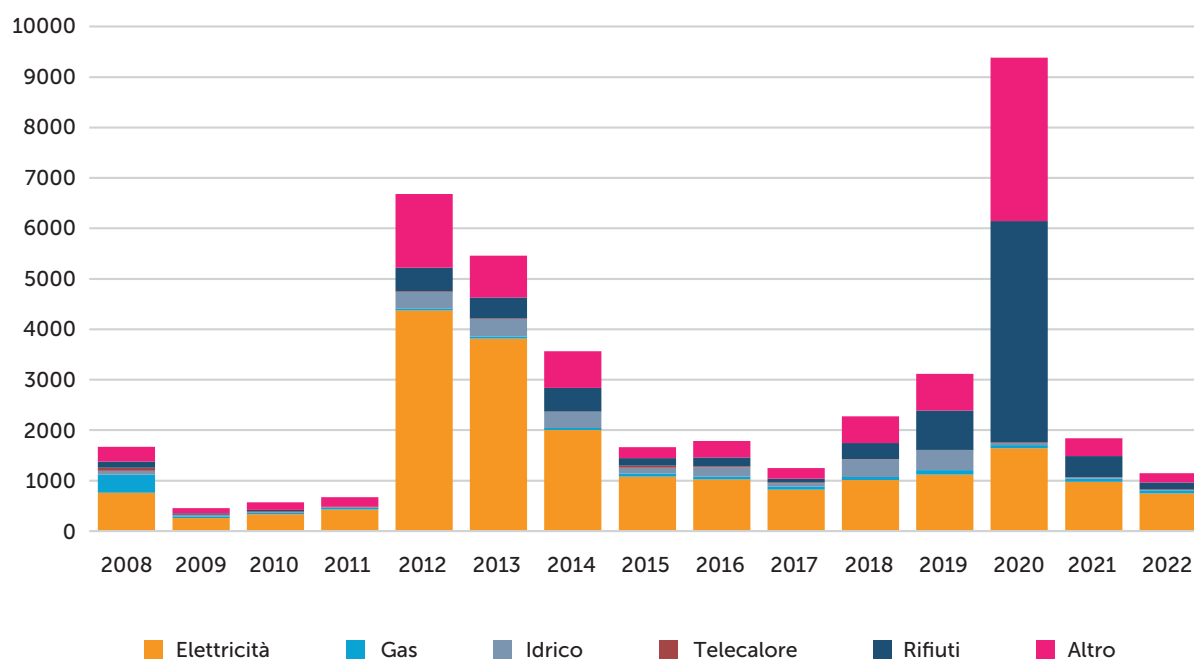
(A) I numeri possono differire da quelli pubblicati negli anni precedenti a causa di comunicazioni tardive effettuate dagli operatori.

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

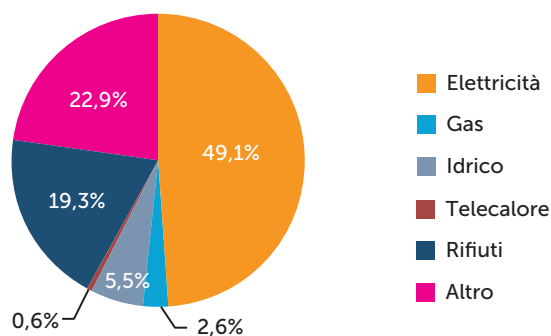
L'incremento del numero di iscritti è avvenuto nel corso del tempo in virtù dell'allargamento delle competenze dell'Autorità a nuovi settori e, di conseguenza, degli obblighi di iscrizione per i soggetti che vi operano. Tali obblighi, infatti, sono stati posti in capo ai soggetti operanti nel settore idrico nel 2012, a quelli operanti nel settore del teleriscaldamento nel 2015 e a quelli operanti nei rifiuti urbani nel 2019. Tra il 2019 e il 2020 l'estensione degli obblighi di iscrizione all'Anagrafica al settore dei rifiuti urbani, nonché ai gestori dei singoli servizi (compresi i comuni che operano in economia) e agli enti di governo degli ambiti territoriali ottimali, ha prodotto un incremento nel numero degli iscritti di oltre 5.000 unità, come si vede nella figura 10.2.

Nel 2022 gli incrementi maggiori si sono registrati nel settore elettrico (745 nuove unità), nei rifiuti (138 nuove unità) e nella categoria "Altro", che comprende, appunto, tutti i soggetti che a vario titolo sono tenuti a essere iscritti in Anagrafica operatori pur non essendo soggetti regolati (per esempio, enti di governo d'ambito, enti territorialmente competenti per le determinazioni tariffarie, soggetti che devono essere iscritti nel Registro nazionale degli operatori di mercato ai sensi dell'art. 9 del REMIT come specifiche categorie di clienti finali). La medesima categoria comprende, inoltre, soggetti che hanno svolto in passato attività nei settori di competenza dell'Autorità e che ora sono registrati solo per attività non più riconducibili a quei settori. L'Anagrafica operatori, infatti, non consente la cancellazione dei soggetti non estinti, che vi restano privi delle attività di competenza quando non più svolte e con le sole attività "non riconducibili" ai settori di competenza dell'Autorità.

Nell'arco di pochi anni il numero di operatori iscritti all'Anagrafica è pressoché raddoppiato, sia, come detto, in considerazione dell'acquisizione di nuove competenze, sia perché gli Uffici, nel 2018, si sono dotati, come già per gli altri settori, dell'anagrafica territoriale idrica che ha consentito di approfondire a livello comunale lo stato delle gestioni nel settore idrico.

FIG. 11.2 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività*

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

FIG. 11.3 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore di attività a marzo 2023*

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Nelle figure che offrono la distribuzione settoriale degli operatori iscritti in Anagrafica, il numero di soggetti che si iscrivono anno per anno risulta molto più elevato rispetto a quello indicato nella figura 11.1: ciò accade perché moltissimi soggetti sono presenti in più di uno dei settori regolati (elettricità, gas, idrico, rifiuti e telecalore) e, di conseguenza, vengono contati tante volte quanti sono i settori in cui operano. Da notare anche che nella figura 11.2 le attività idriche e quelle nei rifiuti compaiono anche nei soggetti che si sono accreditati nei primi anni di funzionamento dell'Anagrafica (istituita nel 2008), sebbene in quegli anni la regolazione dell'Autorità non fosse estesa ai due settori indicati. Ciò accade perché le attività nei due settori sono state aggiunte a posteriori da società che si sono accreditate, per esempio, nel 2008, ma che all'epoca avevano potuto indicare di svolgere la propria attività unicamente nei settori energetici.

Nel 2022 il numero dei produttori elettrici, il segmento di gran lunga più numeroso nell'Anagrafica, è salito di quasi 700 unità, superando la ragguardevole cifra di 19.000 unità, nonostante sia vigente un esonero dall'obbligo di iscrizione in Anagrafica per coloro che hanno impianti di potenza nominale complessiva inferiore o uguale a 100 kW e non svolgono alcuna altra attività nei settori di competenza dell'Autorità.

Il 44% dei soggetti iscritti all'anagrafica è una società a responsabilità limitata, il 25% è un ente pubblico, il 12% è una società per azioni, il 14% è una società di persone (di cui il 6% è impresa individuale) e il 3% è nella forma di cooperativa o consorzio. Il restante 2% ha altra natura giuridica. Il 98,6% dei soggetti iscritti all'Anagrafica è soggetto di diritto italiano, in quanto solo poco più di 450 soggetti hanno dichiarato di essere soggetti di diritto estero.

Come detto, la materia degli obblighi informativi di tipo anagrafico (istituiti a partire dalla delibera 23 giugno 2008, 35/2008 – GOP) è stata modificata nel tempo molte volte, sia per disciplinare i settori di nuova competenza dell'Autorità, sia per esigenze di semplificazione e di adeguamento all'evoluzione normativa e tecnologica. Tra gli interventi più recenti, per esempio, nel 2020 è stato adottato lo SPID (Sistema pubblico di identità digitale), quale modalità aggiuntiva alla Carta nazionale dei servizi per l'accesso all'Anagrafica operatori, cioè un sistema di autenticazione forte che garantisce un accesso ai servizi digitali sicuro e protetto. Inoltre, sia nei settori originariamente regolati dall'Autorità, sia in quelli acquisiti successivamente, sono state progressivamente implementate delle anagrafiche contenenti l'articolazione territoriale e/o impiantistica dei servizi. Nel corso degli anni, insomma, si è verificato un ampliamento dei destinatari e della portata degli obblighi informativi, ma tutto ciò è avvenuto con tramite una molteplicità di provvedimenti che si sono stratificati nel tempo, generando esigenze di raccordo e coordinamento interpretativo, che talvolta ne rendevano la lettura poco agevole. Per questo motivo, nel 2022 gli obblighi di natura informativa a carico degli operatori dei settori di competenza dell'Autorità sono stati riuniti in un unico Testo integrato (TIAO), adottato con la delibera 15 marzo 2022, 102/2022/R/com, provvedendo nel contempo ad abrogare le singole disposizioni vigenti in materia, il cui contenuto è stato interamente traslato nel Testo integrato.

Attuazione del regolamento REMIT

Nel corso del 2022 sono state condotte le attività prestruttorie derivanti da segnalazioni esterne oppure *ex officio* di ordini e/o transazioni sospette nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, potenzialmente abusive ai sensi del regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 concernente l'integrità e la trasparenza dei mercati dell'energia all'ingrosso (c.d. REMIT).

L'Autorità ha, inoltre, confermato il proprio contributo propositivo ai gruppi di lavoro sia in ambito ACER sia in ambito CEER, al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT, contribuendo a:

- l'inquadramento delle tematiche di monitoraggio delle piattaforme europee di bilanciamento dell'energia elettrica;
- la condivisione di strumenti, metodologie e mezzi per la sorveglianza dei mercati all'ingrosso, nonché delle problematiche relative al coordinamento dei casi di potenziale abuso di mercato di dimensione transfrontaliera;
- il monitoraggio dell'evoluzione della normativa finanziaria e il contributo alla formazione delle posizioni CEER-ACER negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Anche nel 2022 l'attività sanzionatoria, consistente nell'accertamento di infrazioni e nella eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, ha rivestito un ruolo rilevante a garanzia dell'attuazione della regolazione. I numeri elevati del 2021 si sono mantenuti tali anche nel 2022. Segnatamente, si sono registrati:

- un aumento, sia del numero di avvii che del numero di chiusure, di procedimenti sanzionatori e prescrittivi, rispettivamente pari a 35 e 82 (cui vanno aggiunte le chiusure con procedura semplificata, pari a 18), rispetto a quello dell'anno precedente (per gli avvii: 33; per le chiusure: 75);
- un rilevante numero delle comunicazioni delle risultanze istruttorie (59) superiore a quello degli anni precedenti al 2021 (48 nel 2020, 33 nel 2019 e 28 nel 2018) in ragione dell'ormai completato smaltimento dell'arretrato, avviato già nel 2021 (ove le risultanze istruttorie erano state addirittura 78);
- un leggero incremento sia del numero delle delibere di ammissibilità/inammissibilità degli impegni (pari a 4 nel 2022, rispetto a 2 nel 2021 e nel 2020), sia del numero delle delibere di approvazione di impegni (pari a 5 nel 2022, rispetto a 0 nel 2021 e a 4 nel 2020).

Nel corso del 2022 sono, quindi, stati adottati 196 atti, di cui: 35 avvii, 59 comunicazioni delle risultanze istruttorie, 9 delibere relative agli impegni, 11 provvedimenti di proroga del termine di conclusione del procedimento, 82 provvedimenti conclusivi tra provvedimenti sanzionatori (dei quali 4 conseguenti al riesercizio del potere sanzionatorio in esecuzione di sentenze del giudice amministrativo) e provvedimenti non irrogativi di sanzione, esclusi i 18 procedimenti avviati con procedura semplificata che si sono estinti con il pagamento in misura ridotta e la cessazione delle condotte contestate.

La figura 11.4 esplicita in forma descrittiva i risultati della gestione 2022.

FIG. 11.4 Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2022



Fonte: ARERA.

Come lo scorso anno, si conferma anche nel 2022 una concentrazione dei procedimenti avviati nella macro-area infrastrutture energetiche, pari al 60% circa (21), e una equilibrata distribuzione dei residui avvii nelle tre macro-aree mercati energetici (5), servizio idrico integrato (5) e rifiuti urbani (4), attestandosi rispettivamente al 14% per le prime due e al 12% per la terza (non vi sono stati, invece, avvii nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento).

Dei 105 procedimenti conclusi – comprensivi dei 18 avviati con procedura semplificata ed estinti e dei 5 chiusi con l’approvazione degli impegni –, 32 sono terminati con l’accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni (di cui 2 con adozione anche di provvedimento prescrittivo) e 50 si sono chiusi senza irrogazione di sanzione.

Con riferimento alle 32 sanzioni irrogate (per 4 delle quali il potere sanzionatorio è stato rieditato), per un importo complessivo pari a 7.285.920 euro – oltre all’importo complessivo delle 18 sanzioni ridotte pagate in forma semplificata che ammonta a 140.116 euro –, si evidenzia che 13 di queste sono state oggetto di impugnazione giurisdizionale.

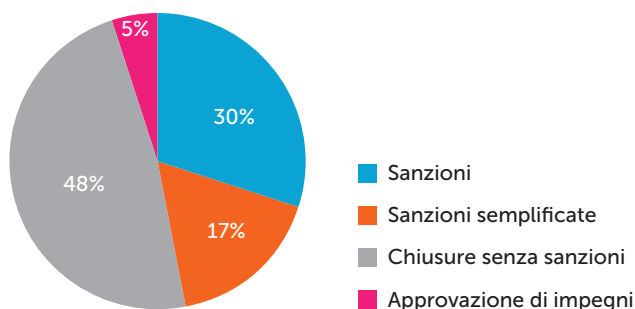
Nel corso del 2022, l’Autorità ha proseguito l’attività di riscossione coattiva delle sanzioni non pagate per il tramite della competente Agenzia delle entrate – riscossione; con quest’ultima l’Autorità ha promosso occasioni di puntuali confronti ai fini dell’ottimizzazione dell’attività di riscossione, con particolare riguardo al recupero delle sanzioni irrogate a società sottoposte a procedure concorsuali. L’Autorità, inoltre, ha svolto tutte le attività prodromiche alla stessa riscossione coattiva, quali la quantificazione degli interessi o delle maggiorazioni maturate nelle more del pagamento e il sollecito di pagamento degli importi dovuti, e ha curato, nei casi non gestiti direttamente dall’Agenzia, tutti gli adempimenti necessari per il recupero delle sanzioni irrogate nell’ambito delle procedure concorsuali alle quali risultino sottoposti i soggetti sanzionati.

Anche nel 2022 l’Autorità ha fatto esercizio del potere di prescrivere agli operatori la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti e l’obbligo di corrispondere indennizzi, con particolare riguardo al settore del servizio idrico integrato.

Inoltre, trova conferma anche per il 2022 la circostanza che l’implementazione della separazione funzionale tra attività istruttoria e attività decisoria, unitamente alle procedure semplificate e agli impegni, hanno avuto un impatto positivo sul piano dell’efficienza, consentendo la gestione tempestiva dei nuovi procedimenti e l’ulteriore recupero dell’arretrato pendente. Infatti, quanto alle tempistiche procedurali, si evidenzia che – oltre all’ulteriore netta contrazione del numero di pregressi procedimenti sanzionatori pendenti – i procedimenti sanzionatori avviati negli ultimi tre anni sono stati conclusi⁷ nel termine di 220 giorni di cui all’art. 4-*bis* dell’allegato A alla delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com, e s.m.i.⁸.

7 Salvo casi di proroghe (disposte, complessivamente, per 12 procedimenti sanzionatori) e/o sospensioni per richieste di informazioni ai soggetti che ne fossero in possesso o il caso di presentazione di impegni.

8 Recante “Adozione del nuovo regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni”.

FIG. 11.5 Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2022

Fonte: ARERA.

La c.d. procedura semplificata

Sotto diversi profili, si conferma il rilievo della c.d. procedura semplificata di chiusura di procedimenti sanzionatori di competenza dell'Autorità, prevista dall'art. 45 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 e dall'art. 5 dell'allegato A alla delibera 243/2012/E/com. Si registra un aumento del numero dei procedimenti avviati con procedura semplificata (24 rispetto ai 16 dello scorso anno) a fronte di una contenuta diminuzione della percentuale di adesione da parte degli operatori interessati (75% dei procedimenti avviati con procedura semplificata, cioè 18 su 24, rispetto al 90% dello scorso anno), che rimane comunque un dato molto rilevante, a conferma della persistente utilità di tale istituto. Istituto apprezzabile sotto tre distinti profili: pronta cessazione delle condotte contestate; tempestiva eliminazione delle eventuali conseguenze prodotte dalle violazioni e sollecito pagamento della sanzione in misura ridotta entro trenta giorni dalla notifica dell'avvio, con conseguente chiusura del procedimento sanzionatorio entro tale termine.

In particolare, i 24 procedimenti che nell'anno 2022 sono stati avviati con eventuale chiusura con procedura semplificata hanno riguardato le seguenti materie: 18 procedimenti hanno interessato violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche, 4 violazioni della regolazione del settore dei rifiuti urbani e 2 violazioni in materia di servizio idrico integrato.

Il sub-procedimento per impegni

Come noto, la presentazione di una proposta di impegni determina l'avvio di un sub-procedimento a iniziativa di parte che si inserisce in un procedimento sanzionatorio già avviato dall'Autorità per accertare eventuali violazioni di sua competenza. Gli impegni rappresentano, nell'ambito dell'attività di *enforcement*, uno strumento innovativo, alternativo alle sanzioni, che consente di ottenere dagli operatori interessati non solo il (mero) ripristino della situazione *quo ante* – essendo la cessazione di tutte le condotte contestate uno dei presupposti per l'ammissibilità della proposta di impegni –, ma anche e soprattutto il suo miglioramento. Infatti, il soggetto destinatario dell'atto di avvio del procedimento sanzionatorio può, entro 30 giorni dalla sua comunicazione, presentare all'Autorità impegni "*utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle disposizioni che si assumono violate*" (art. 45, comma 3, del decreto legislativo n. 93/2011 e art. 16, comma 1, dell'allegato A alla delibera 243/2012/E/com). Le misure oggetto di impegni, dunque, consistono non già in adempimenti previsti

dalla regolazione, bensì in iniziative idonee a meglio perseguire gli interessi sottesi alle disposizioni di cui è contestata la violazione, ovvero in azioni che l'Autorità ritenga migliorative e più vantaggiose per il sistema e/o per determinate categorie di utenti, direttamente o indirettamente pregiudicate dalle condotte contestate.

Il numero degli atti in materia di impegni adottati nel corso del 2022, pari a 9, è superiore a quello dell'anno precedente (2). Per tipologia di delibera, si tratta di 2 delibere di inammissibilità, 2 delibere di ammissibilità e 5 delibere di approvazione di impegni.

Le predette delibere hanno interessato prevalentemente la macro-area "Mercati" (6 delibere), secondariamente la macro-area "Infrastrutture" (2 delibere) e infine la macro-area "Idrico" (1 delibera). Segnatamente, di quelle afferenti alla macro-area "Mercati", 2 hanno riguardato procedimenti avviati per violazioni in materia di fatturazione dei consumi energetici e gli impegni approvati presentano un contenuto sostanzialmente analogo a quello degli altri impegni approvati nell'ambito di procedimenti avviati per tale tipologia di violazioni; invece, 4 (2 ammissibilità e successive 2 approvazioni) hanno riguardato due procedimenti avviati nei confronti di un'impresa di distribuzione e di una società di vendita per violazioni in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata allo Stato Città del Vaticano. Gli impegni presentati dai due operatori prevedono il versamento di un importo a CSEA a titolo di ristoro per il sistema per la non corretta gestione dell'energia elettrica approvvigionata tramite la banda di importazione assegnata allo Stato Città del Vaticano, l'invio periodico all'Autorità e a Terna di un *report* avente a oggetto, per l'impresa di distribuzione, le anagrafiche e le caratteristiche tecniche dei punti di esportazione verso lo Stato Città del Vaticano, i dati di misura dei prelievi a essi associati, e, per la società di vendita, il numero aggiornato di punti di prelievo dello Stato Città del Vaticano associati al punto di dispacciamento di esportazione, nonché i relativi consumi fatturati in forma aggregata. Per quanto concerne la macro-area "Infrastrutture", le 2 delibere (ammissibilità e successiva approvazione) hanno riguardato un procedimento avviato per violazioni in materia di pronto intervento gas e gli impegni prevedono, oltre alla realizzazione di una campagna di informazione e di sensibilizzazione sul territorio in materia di sicurezza e pronto intervento gas, la formazione del personale addetto alla distribuzione gas su alcuni specifici temi, il miglioramento di alcuni standard previsti dalla regolazione in materia di sicurezza gas – tra cui l'incremento della frequenza della manutenzione preventiva delle cabine Remi e degli impianti di regolazione intermedia al servizio di una determinata zona industriale –, l'incremento della frequenza di ispezione della rete, la riduzione dei tempi di eliminazione delle dispersioni di gas e infine la riduzione dei tempi di risposta alle chiamate telefoniche di pronto intervento. Da ultimo, per quanto concerne la macro-area "Idrico", nell'ambito di un procedimento sanzionatorio avviato per violazioni tariffarie del servizio idrico integrato, è stata adottata 1 delibera di inammissibilità degli impegni presentati, in considerazione, oltre che della mancata dimostrazione della cessazione di tutte le condotte contestate, della circostanza che tali iniziative risultavano generiche, manifestamente inutili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle disposizioni che si assumono violate, inidonee a ripristinare l'assetto degli interessi anteriori alle violazioni o a eliminare, almeno in parte, le conseguenze immediate e dirette delle stesse, e in quanto comunque consistenti nel mero adempimento solo di una parte degli obblighi violati.

Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di rilevare che, nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati nel 2022 in materia di violazione della regolazione relativa alle infrastrutture energetiche (pari a 21), 15 riguardano violazioni connesse a esigenze di sicurezza e continuità del sistema di distribuzione del gas, 6 ineri-

scono a violazioni di obblighi informativi, di cui 4 in materia di *unbundling* funzionale e 2 in materia di sicurezza e continuità del sistema di distribuzione del gas.

Sicurezza del sistema e accesso ed erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2022 l'Autorità ha avviato 15 procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società, per violazioni in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, di cui 7 riguardanti più specificatamente il servizio di pronto intervento. Tranne uno, tali procedimenti sono stati avviati con procedura semplificata, alla quale tutti gli operatori interessati hanno aderito mediante cessazione delle condotte contestate, tra le quali la messa in regola dei centralini di pronto intervento gas, e pagamento delle sanzioni in misura ridotta per un totale di 126.150 euro.

Con riguardo al servizio di pronto intervento gas, l'Autorità ha concluso 2 procedimenti con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 77.000 euro.

Nello stesso anno, l'Autorità ha concluso con l'archiviazione 2 procedimenti sanzionatori in materia di rilevazione, archiviazione e messa a disposizione dei dati di misura del gas naturale.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nel 2022 l'Autorità ha avviato 4 procedimenti sanzionatori per violazione di obblighi informativi in materia di *unbundling*. Con tali procedimenti è stato contestato il mancato rispetto della delibera 16 novembre 2021, 494/2021/E/com, e, segnatamente, per tre operatori, l'inosservanza del punto 1 di tale delibera, recante l'intimazione di inviare le informazioni di stato relative alla separazione funzionale ovvero di verificare la correttezza di quanto dichiarato nell'Anagrafica operatori; per un operatore, invece, è stata contestata la mancata osservanza del punto 2 della citata delibera, recante l'intimazione di inviare le raccolte annuali di separazione funzionale. Dei due procedimenti avviati in forma semplificata, uno si è concluso con l'adesione alla procedura stessa mediante cessazione della condotta contestata e pagamento della sanzione in misura ridotta pari a 4.800 euro.

Nel medesimo anno sono stati altresì avviati, per violazioni di obblighi informativi in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione gas, 2 procedimenti sanzionatori con procedura semplificata, 1 dei quali si è concluso con l'adesione a detta procedura, in quanto la società ha cessato la condotta e pagato la sanzione in misura ridotta pari a 2.500 euro.

L'Autorità, nel corso del 2022, ha chiuso 1 procedimento sanzionatorio per violazione degli obblighi informativi in materia di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione gas con irrogazione di una sanzione amministrativa di 1.450 euro; nello stesso anno l'Autorità ha concluso con l'archiviazione 2 procedimenti sanzionatori per violazione di obblighi informativi in materia di separazione funzionale.

Violazioni della regolazione dei mercati energetici

Con riferimento, invece, ai procedimenti avviati per violazioni della regolazione dei mercati energetici (pari a 5), 1 procedimento inerisce a violazioni in materia di titoli di efficienza energetica, 1 procedimento riguarda la

violazione delle procedure conciliative, 2 procedimenti attengono al divieto per l'utente del trasporto e dispacciamento di chiedere la sospensione della fornitura ai clienti finali, non per morosità di questi ultimi, bensì per inadempimento della controparte commerciale, e infine 1 procedimento riguarda violazioni in materia di *switching* a seguito di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto.

Titoli di efficienza energetica

Nel 2022 l'Autorità ha avviato 1 procedimento sanzionatorio per mancato conseguimento degli obiettivi specifici di efficienza energetica, nei confronti di un'impresa di distribuzione del gas.

L'Autorità ha concluso il procedimento suindicato nonché un ulteriore procedimento nella medesima materia, per un totale di 2 procedimenti, con irrogazione di sanzioni per complessivi 2.376.000 euro.

Mercati all'ingrosso

Come già detto, nel 2022 sono stati dichiarati ammissibili e poi approvati gli impegni presentati nell'ambito di due procedimenti sanzionatori, avviati nei confronti di un'impresa di distribuzione e di una società di vendita, per violazioni in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica destinata allo Stato Città del Vaticano. Con il provvedimento che ha approvato gli impegni e li ha resi obbligatori per i proponenti, i due procedimenti si sono chiusi.

Nel 2022 l'Autorità ha concluso 56 procedimenti sanzionatori in materia di strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, di cui 46 con provvedimenti di archiviazione e 12 (di cui 4 con riedizione del potere sanzionatorio) con irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie per un totale di 1.600.000 euro.

Nel corso del 2022, sono stati conclusi, con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 47.000 euro, i primi 2 procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso, riconducibili alla fattispecie di manipolazione del mercato descritta all'art. 2, n. 2, lett. a), punto i) del regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT). Il citato regolamento sancisce espressamente, all'art. 5, il divieto di effettuare, o tentare di effettuare, manipolazioni di mercato nei mercati dell'energia all'ingrosso e attribuisce il compito di garantire l'attuazione dei divieti di abusi di mercato alle autorità nazionali di regolamentazione (art. 13). All'esito delle istruttorie condotte dagli Uffici dell'Autorità, è emerso che le transazioni in questione erano idonee a fornire al mercato un segnale di prezzo fuorviante, sia in termini di livello di prezzo (prezzo non allineato ai prezzi correnti) sia in termini di volatilità del prezzo (transazioni con inversione della posizione e scarto di prezzo significativo), e quindi in grado di alterare domanda e offerta. Nella specie, nella quantificazione delle sanzioni l'Autorità ha tenuto conto di una serie di specifiche circostanze soggettive e oggettive che hanno limitato la gravità della violazione.

Mercati retail e tutela dei clienti finali

Nel 2022 sono stati avviati 2 procedimenti sanzionatori per violazione del divieto di sospensione della fornitura ai clienti finali non morosi. Segnatamente, 2 utenti del dispacciamento, a fronte dell'inadempimento della propria

controparte commerciale, hanno chiesto ai distributori il distacco della fornitura di clienti finali non morosi in modo da indurre la controparte commerciale ad adempiere alle proprie obbligazioni; ciò in violazione dell'esplicito divieto posto dalla regolazione al fine di limitare il distacco della fornitura ai soli casi di morosità del cliente finale, mettendo al riparo quest'ultimo dalle controversie che possono insorgere tra controparte commerciale e utente del dispacciamento. In uno di tali procedimenti è stata altresì contestata la violazione delle disposizioni in materia di costituzione in mora del cliente finale.

Uno dei due procedimenti è stato chiuso nel corso del 2022 con l'irrogazione di una sanzione pari a 163.000 euro.

È stato altresì chiuso, con l'irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria di 1.470.000 euro, un procedimento avviato nel 2021 per analoga violazione.

Infine, è stato avviato un procedimento per violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dell'Autorità, chiuso con irrogazione di una sanzione pari a 8.400 euro.

Violazioni della regolazione del settore idrico

Il numero di procedimenti sanzionatori avviati in materia nel 2022 si attesta sul dato di 5.

In particolare, 2 procedimenti, avviati in forma semplificata, hanno riguardato il mancato rispetto da parte di altrettanti gestori degli obblighi informativi in materia di reclami allo Sportello per il consumatore energia e ambiente. I due operatori non hanno aderito alla chiusura con procedura semplificata e pertanto i relativi procedimenti sanzionatori sono proseguiti nelle forme ordinarie.

Gli altri 3 sono stati avviati per violazioni della regolazione in materia di qualità contrattuale del servizio idrico integrato. Di questi procedimenti, 2 hanno riguardato anche violazioni in materia di misura del servizio idrico e violazioni per mancata risposta alle richieste di informazioni dello Sportello per il consumatore energia e ambiente, e 1 di questi anche violazioni in materia di bonus sociale idrico.

Nel 2022, oltre a 1 dei predetti procedimenti, l'Autorità ha chiuso 6 procedimenti sanzionatori, irrogando sanzioni amministrative pecuniarie per un totale di 1.516.600 euro. L'Autorità, inoltre, ha adottato, all'esito di 2 dei suddetti procedimenti, altresì provvedimenti recanti l'ordine prescrittivo di restituire agli utenti le differenze tariffarie indebitamente applicate.

Violazioni della regolazione del settore dei rifiuti urbani

Nel 2022, come detto, sono stati avviati, in forma semplificata, 4 procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di rifiuti urbani. Si tratta di 4 procedimenti avviati nei confronti di altrettanti gestori del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani per violazioni in materia di regolazione tariffaria. Segnatamente, è stata contestata l'inosservanza della delibera 3 agosto 2021, 345/2021/E/rif, con la quale è stato intimato ai citati gestori l'adempimento agli obblighi di trasmissione dei dati e dei documenti prescritti ed elaborati, secondo le previsioni di cui alla delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif, e al suo allegato (Metodo tariffario rifiuti – MTR), come succes-

sivamente modificato e integrato, nonché alla delibera 3 marzo 2020, 57/2020/R/rif, con la quale sono state introdotte specifiche semplificazioni procedurali.

Dei citati procedimenti, 2 si sono conclusi con l'adesione alla procedura semplificata, in quanto i gestori hanno cessato la condotta e pagato le sanzioni ridotte pari complessivamente a 6.666 euro.

Gli altri 2 procedimenti, proseguiti in forma ordinaria, si sono chiusi nel medesimo anno con l'irrogazione di sanzioni amministrative per complessivi 16.667 euro.

Nel 2022 per le medesime violazioni è stato altresì chiuso con l'irrogazione di una sanzione di 10.000 euro un procedimento sanzionatorio avviato l'anno precedente.

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

Con la delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com, l'Autorità ha approvato (nel relativo allegato A) la "Disciplina per la trattazione dei reclami presentati da operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione (articolo 44, commi 1 e 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93)", che riguarda la risoluzione delle controversie tra operatori e gestori di rete in materia di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche, nonché l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (art. 14, comma 2, lett. f-ter) del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387).

Nel 2022 si rafforza ulteriormente il ruolo della tutela giustiziale – alternativa a quella giurisdizionale⁹ – nell'ambito delle attività di *enforcement* dell'Autorità. Uno strumento, rapido e agevolmente fruibile dagli operatori, in modo del tutto gratuito, per perseguire gli obiettivi di carattere pubblicistico, posti dalla normativa europea e dalla disciplina nazionale (primaria e regolatoria), e un presidio fondamentale, largamente apprezzato e utilizzato dagli *stakeholder*, a garanzia della funzionalità ed effettività del regime di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche.

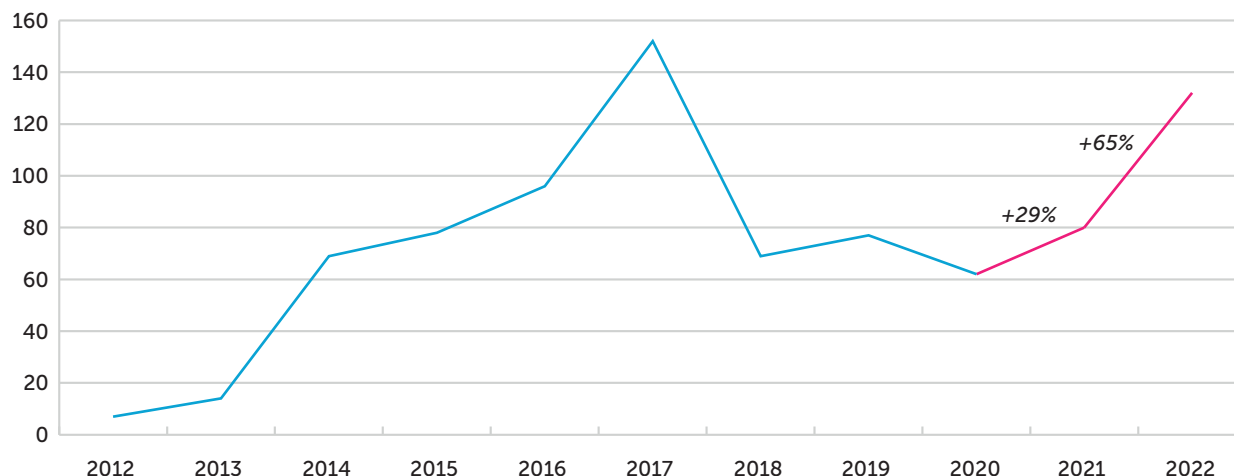
In particolare, l'attività giustiziale, nel 2022, è stata improntata a "*efficientare la gestione dei procedimenti di risoluzione delle controversie tra operatori e gestori, promuovendone anche una maggiore conoscenza*", in coerenza con la specifica linea di intervento prevista nel Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità.

Particolare rilevanza, a tale scopo, ha avuto l'organizzazione di un *webinar* in cui si sono analizzati i profili generali e gli aspetti applicativi della procedura di reclamo tra operatori/produttori contro un gestore di rete.

⁹ Ai sensi dell'art. 3, comma 9, dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com, viene disposta l'archiviazione del reclamo qualora, tra l'altro, per la fattispecie oggetto dell'istanza "... sia stato presentato ricorso innanzi all'autorità giudiziaria ...".

Da segnalare, a tal proposito, che, anche a seguito di questa iniziativa messa in campo dall'Autorità, il numero di reclami presentati nel 2022 è sensibilmente aumentato rispetto all'anno precedente, sia in valore assoluto, passando da 80 a 132 reclami, sia in valore percentuale, dove la crescita appare più che raddoppiata (+ 65%) rispetto al dato, già molto positivo, del 2021 (+ 29%).

FIG. 11.6 Reclami presentati dagli operatori (2012-2022)

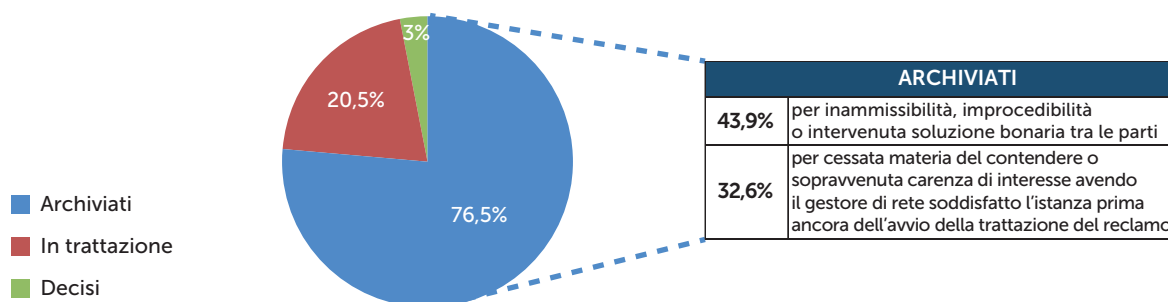


Fonte: ARERA.

Contemporaneamente, si è registrata una maggiore *compliance* nella gestione della procedura di reclamo, sia da parte degli operatori/produttori, che hanno dimostrato di avere maggiormente assimilato le regole procedurali di presentazione del reclamo, sia da parte dei gestori che – recepiti alcuni principi consolidati contenuti nelle decisioni – hanno favorito la risoluzione anticipata delle pretese avanzate nel reclamo con conseguente deflazione del contenzioso giurisdizionale e giustiziale.

Infatti, i numeri indicano che, nel 2022, rispetto all'anno precedente, sono diminuite le decisioni (dal 6,3% al 3%), compensate da un aumento di quattro punti percentuali (da 72,5% a 76,5%) delle archiviazioni, con un incremento, dal 30,0% al 32,6%, dei reclami archiviati per cessata materia del contendere, a seguito dell'avvio del procedimento, o per sopravvenuta carenza di interesse, avendo il gestore di rete soddisfatto l'istanza prima ancora dell'avvio della trattazione del reclamo (Fig. 11.7).

FIG. 11.7 Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus reclami presentati nel 2022)



Fonte: ARERA.

Da segnalare, in particolare, l'aumento esponenziale dei reclami risolti prima dell'avvio del procedimento: nel 2022 sono raddoppiati i casi (12), dopo che nel 2021 erano a loro volta raddoppiati rispetto all'anno precedente. Da sottolineare che, in questi casi, la criticità dedotta dal reclamante viene risolta dal gestore subito dopo la presentazione del reclamo, azzerando, di fatto, i tempi procedurali, in aderenza ai canoni di efficienza ed economicità dell'azione amministrativa (art. 1 della legge 7 agosto 1990, n. 241), espressione del principio costituzionale di buon andamento della stessa (art. 97 della Costituzione).

Tale tendenza è favorita anche dall'aggiornamento, con cadenza annuale, del c.d. Massimario, una raccolta comprensiva di tutte le decisioni sui reclami adottate dall'Autorità, facilmente consultabile per argomenti sul sito istituzionale, in cui vengono sintetizzati i consolidati indirizzi interpretativi assunti da questa istituzione nell'esercizio della sua funzione giustiziale.

Nel dettaglio, dall'entrata in vigore della delibera 188/2012/E/com al 31 dicembre 2022, sono stati presentati 836 reclami, di cui 132 nel 2022. Di questi:

- 452 (il 54,1%), di cui 101 presentati nel 2022, sono stati archiviati, in particolare: 264 (di cui 58 presentati nel 2022) per inammissibilità, improcedibilità o intervenuta soluzione bonaria della controversia nel corso del procedimento; 170 (di cui 37 presentati nel 2022) perché il gestore di rete, nel corso del procedimento, ha soddisfatto l'istanza del reclamante. Inoltre, 3 reclami sono stati archiviati per sostanziale coincidenza delle questioni devolute alla cognizione dell'autorità giudiziaria e dell'Autorità; 12 reclami, di cui 6 presentati nel 2022, sono stati archiviati per sopravvenuta carenza di interesse del reclamante, avendo il gestore di rete soddisfatto l'istanza prima ancora dell'avvio della trattazione del reclamo; per altri 2 reclami, invece, la carenza di interesse è sopravvenuta a seguito della rinuncia tacita alla prosecuzione della trattazione del reclamo da parte del reclamante; 1 reclamo, infine, è stato archiviato a causa dell'avvio, per la fattispecie oggetto dell'istanza, di un procedimento per l'esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi di cui alle lett. c) e d) dell'art. 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481¹⁰;
- 27 (il 3,2%), tutti presentati nel 2022, erano in corso di trattazione;
- 357 (il 42,7%), di cui 4 presentati nel 2022, sono stati oggetto di decisione, per un totale di 273 delibere emenate (di cui 7 nel 2022). Si rileva, infine, che il numero di delibere è inferiore al numero dei reclami presentati perché alcune di esse, per la sostanziale identità delle questioni tecniche e giuridiche affrontate, hanno trattato congiuntamente più reclami.

A dicembre 2022, il tempo medio delle procedure di risoluzione delle controversie, gestite dall'Autorità, tra operatori economici, ex delibera 188/2012/E/com, è di 8 mesi e 29 giorni.

Degna di nota è la percentuale di rispetto delle decisioni giustiziali che, al termine del 2022, risulta superiore al 90%.

¹⁰ Ai sensi dell'art. 3, comma 3.9, dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com, viene disposta l'archiviazione del reclamo qualora, tra l'altro, per la fattispecie oggetto dell'istanza "sia stato avviato un procedimento per l'esercizio dei poteri di cui alle lettere c) e d) dell'articolo 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481".

Settore elettrico

Con riferimento al settore elettrico, le decisioni adottate dall'Autorità nel 2022 hanno riguardato principalmente le tematiche che seguono.

Connessione a reti di distribuzione e accettazione del preventivo

Con delibere 20 dicembre 2022, 692/2022/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da VPD Solar 2 S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 270589937", e 693/2022/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da VPD Solar 7 S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 290490682", l'Autorità ha in primo luogo ricordato il parametro regolatorio rilevante di cui alle previsioni dell'art. 7, comma 8, primo periodo, del Testo integrato delle connessioni attive (TICA), secondo cui il preventivo accettato può essere ulteriormente modificato a titolo gratuito a seguito di imposizioni derivanti dall'iter autorizzativo, ovvero di atti normativi (anche di carattere regionale), ovvero per altre cause fortuite o di forza maggiore non dipendenti dalla volontà del richiedente, opportunamente documentate.

Nelle fattispecie esaminate nelle due decisioni, riferite entrambe a un progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico, l'Autorità ha quindi ritenuto imposta in sede di iter autorizzativo, ex art. 7, comma 8, primo periodo del TICA, la richiesta di modifica del preventivo formulata dal reclamante. In particolare, le decisioni hanno chiarito che l'Autorità competente per la VIA con formale "... *Richiesta di integrazioni a norma dell'articolo 27-bis, comma 5, del DLgs 152/2006* ..." ha espressamente segnalato al reclamante di ottemperare a quanto indicato nel verbale del Tavolo tecnico di confronto, ossia di "*proporre soluzioni alternative che prevedano l'interramento del cavidotto*" ai sensi dell'art. 27-bis del decreto legislativo n. 152/2006, formulando un'espressa indicazione di doverosa ottemperanza alla stessa entro la perentoria tempistica indicata, non certo un mero invito o parere tecnico; pertanto, la richiesta di modifica del preventivo non può essere ritenuta come frutto di una libera determinazione del richiedente ai sensi dell'art. 7, comma 8, secondo periodo, del TICA.

Pertanto, se il produttore ottempera alla richiesta integrativa ricevuta dall'autorità competente per la VIA (*id est*, presentare una soluzione di connessione con il cavidotto interrato) nel termine dalla stessa indicato, il procedimento passa alla fase successiva dell'indizione della conferenza di servizi; diversamente, il procedimento deve esser *sic et simpliciter* archiviato: *tertium non datur*. E l'impossibilità di conseguire il titolo autorizzativo determina anche la decadenza della pratica di connessione ai sensi dell'art. 9, comma 11, del TICA.

L'Autorità ha, inoltre, sottolineato che la posizione del gestore risulta ancora più censurabile in quanto contraria al comportamento assunto in un precedente reclamo, in cui aveva preso atto che "*il parere reso dalla Regione nel verbale (...) possa essere assimilabile ad una prescrizione autorizzativa*"; infatti "*l'asserita differenza di fattispecie è smentita per tabulas dal fatto che – anche nel presente reclamo – viene in considerazione un verbale di Tavolo tecnico identico (...) quindi l'identica tipologia di atti ricorre in entrambe le fattispecie*". Pertanto, il gestore, in entrambe le decisioni in esame, ha tenuto una condotta difensiva non in linea con i principi generali di correttezza e buona fede, nonché con il principio c.d. di non contraddizione (*nemo venire contra factum proprium*).

Conseguentemente, è stato accertato che il tempo successivo alla scadenza del termine di emissione (*id est*, 60 giorni lavorativi dal ricevimento della richiesta di modifica) fino alla data effettiva di emissione si configura come ritardo dipendente da causa imputabile al gestore, con conseguente obbligo di corrispondere l'indennizzo automatico previsto dall'art. 14 del TICA.

Con la delibera 2 agosto 2022, 378/2022/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da VPD Solar 4 S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 275375047", l'Autorità ha chiarito i termini di applicazione dell'art. 9, comma 3, del TICA, che prevede, per le connessioni in media tensione, che entro 90 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo per la connessione il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico comprensiva di tutta la documentazione, ivi compreso il progetto dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti), validato dal gestore di rete, inviando contestualmente al medesimo gestore di rete una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo.

In via preliminare, si è preso quindi atto – pronunciando la cessata materia del contendere sotto tale profilo – che il gestore, nel corso dell'istruttoria, ha dichiarato che *"... il parere reso dalla Regione nel verbale del 17/11/2021 possa essere assimilabile ad una prescrizione autorizzativa..."*.

Nel merito, l'Autorità ha precisato la portata della previsione di garanzia presente nel sopracitato art. 9, comma 3, del TICA *"al netto del tempo necessario al gestore di rete per la validazione del progetto a decorrere dalla data di ricevimento del progetto definito dal richiedente"*, specificando che *"i giorni che il gestore impiega a validare il progetto da quando lo riceve – così come anche i giorni che il gestore impiega per chiedere eventuali integrazioni necessarie per la validazione – non si contano ai fini del compimento del termine dei suddetti 90 giorni: per cui l'originaria scadenza degli stessi (calcolata ab initio dalla accettazione del preventivo) si allunga di un numero di giorni lavorativi pari, appunto, a quelli impiegati dal gestore per chiedere eventuali integrazioni per (o per direttamente) validare il progetto"*. Non rientrano, invece, in tale previsione i giorni che il richiedente impiega per inviare la prima volta il progetto e le eventuali integrazioni.

Né risulta fondata l'asserzione del reclamante per cui il termine di 90 giorni lavorativi subirebbe una sospensione per il tempo necessario a effettuare una voltura della pratica di connessione. Nella decisione viene ribadito che nel TICA le cause di sospensione dei termini sono solo quelle previste dalle disposizioni del TICA stesso, per assolvere alla *"fissazione ex ante di regole chiare e certe circa l'effettiva latitudine dei correlati obblighi, garantendo in tal guisa, ed in definitiva, la certezza e la prevedibilità del quadro normativo ..."* (cfr. Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, sede di Milano, sez. II, 30 maggio 2022, n. 1262).

È stato, infine, ritenuto irrilevante il fatto che il reclamante abbia presentato entro tale termine l'istanza di avvio dell'iter autorizzativo al competente ente, in quanto l'art. 9, comma 3, del TICA prescrive espressamente che entro detto termine sia presentata un'istanza corredata anche del progetto validato, affinché non si incorra nella decadenza del preventivo. Quindi, direttamente dal chiaro e univoco tenore letterale della suddetta disposizione (*in claris non fit interpretatio*) emerge che – tra la documentazione richiesta – vi è anche il progetto definitivo dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti) validato dal gestore. Al riguardo, l'Autorità ha ricordato che la validazione del progetto dell'impianto di rete da parte

del gestore "... rappresenta un requisito fondamentale, in quanto riguarda, non la realizzazione dell'impianto di produzione, destinato a rimanere nella titolarità e nella piena disponibilità del produttore da fonte rinnovabile, bensì di opere di rete, come tali destinate ad essere acquisite dal gestore e ad entrare a far parte del suo asset ...": un principio ormai consolidato espresso nelle decisioni giurisdizionali assunte con le delibere 27 ottobre 2020, 403/2020/E/eel, 25 giugno 2015, 298/2015/E/eel, e 12 febbraio 2019, 42/2019/E/eel.

Con la delibera 27 luglio 2022, 351/2022/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Chiron Energy Real Estate S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità T0737501", l'Autorità ha chiarito le modalità di determinazione del corrispettivo per la connessione, nel caso di un lotto di impianti con una potenza in immissione complessivamente richiesta maggiore di 6.000 kW. Nel caso in esame, si applicano le condizioni procedurali ed economiche, previste nella parte IV del TICA, relative alle connessioni alle reti in alta e altissima tensione, ai sensi dell'art. 18, comma 5, del TICA medesimo. Ciò significa che il parametro-soglia previsto dall'art. 26, comma 2, del TICA e indicato nella tabella 1 del TICA trova applicazione esclusivamente nel caso di connessioni in alta e altissima tensione che comportino la realizzazione di linee elettriche in alta e altissima tensione, come risulta dalla citata tabella 1; condizione che non si verifica nella Soluzione tecnica minima generale (STMG) del preventivo in questione, in quanto non comporta la realizzazione di linee in alta o altissima tensione. Pertanto, l'eventuale applicazione del parametro-soglia ne comporterebbe una moltiplicazione per un valore pari a zero, con conseguente sconto pari a zero in merito alla relativa parte del corrispettivo per la connessione di competenza del produttore.

Peraltro, l'Autorità ricorda che deve essere tenuto in debita considerazione il fatto che, come previsto dalla definizione di lotto di impianti di produzione (art. 1, comma 1, lett. x), del TICA) e come indicato dal gestore nel preventivo in questione, il servizio di connessione per gli impianti di produzione ricompresi nel lotto in esame è erogato in media tensione.

Nella decisione, infine, sono stati forniti chiarimenti in merito alla determinazione della tempistica per la realizzazione della connessione del lotto di impianti in esame. In particolare, poiché la STMG del preventivo prevedeva la realizzazione di due elettrodotti in media tensione per una percorrenza di circa 20,95 km complessivi, il gestore ha correttamente applicato l'art. 10, comma 1, del TICA, nel caso di connessioni alle reti in bassa e media tensione, che comporta che ai 90 giorni lavorativi previsti nel caso di lavori complessi si possano aggiungere 15 giorni lavorativi per 19,95 km (numero di km di linee in media tensione eccedenti il primo km), per un totale di 389 giorni lavorativi.

Con la delibera 12 luglio 2022, 309/2022/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Ingegneria Dinamika S.r.l.s. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità T0738179", l'Autorità ha precisato i limiti entro cui il gestore di rete, a cui è rivolta una richiesta di connessione, possa essere ritenuto responsabile della mancata tempestiva emissione del preventivo, e quindi sia tenuto a erogare gli indennizzi automatici ai sensi dell'art. 14, comma 1, del TICA, nel caso in cui si renda necessario il coordinamento tra gestori di rete, dovendo la connessione essere effettuata a una rete diversa dalla rete gestita dal gestore di rete a cui è presentata la richiesta di connessione.

Nella fattispecie in esame, posto che la potenza in immissione richiesta era superiore a 1.000 kW, il gestore – ai sensi dell'art. 7, comma 1, lett. c), del TICA – aveva a disposizione 60 giorni lavorativi per il rilascio del preventivo

di connessione, al netto delle tempistiche necessarie al coordinamento tra gestori di rete, attivato ai sensi dell'art. 35 del TICA.

In particolare, ai sensi dell'art. 1, comma 1, lett. ll), del TICA, i 60 giorni di tempo per la messa a disposizione del preventivo per la connessione dovevano essere ricompresi tra la data di ricevimento della richiesta di connessione, corredata di tutte le informazioni, come definite nel TICA (*dies a quo*, dato rilevato), e la data di messa a disposizione del preventivo per la connessione (*dies ad quem*, dato non rilevato, in quanto il processo non si è concluso e la pratica è stata successivamente annullata su richiesta del produttore).

La decisione ha, inoltre, accertato che il primo gestore ha rispettato le tempistiche previste dall'art. 35 del TICA per l'attivazione del coordinamento tra gestori di rete, in quanto ha chiesto al secondo gestore l'attivazione della procedura di coordinamento entro 25 giorni lavorativi dalla data di ricevimento della richiesta di connessione (nel caso specifico, anche prima della richiesta di connessione in questione) e ne ha dato comunicazione al richiedente entro la medesima tempistica (nel caso specifico, 3 giorni lavorativi dopo il ricevimento della richiesta di preventivo completa dell'integrazione).

Pertanto, l'Autorità ha verificato che non risulta imputabile al primo gestore alcun ritardo nell'emissione del preventivo di connessione e, di conseguenza, non sussiste il presupposto affinché il gestore medesimo sia tenuto a corrispondere al reclamante l'indennizzo automatico previsto dall'art. 14, comma 1, del TICA, richiamato dall'art. 35, comma 2, lett. c), del medesimo TICA.

Per converso, l'Autorità ha sottolineato che, secondo quanto disposto al paragrafo 2 della "Procedura di coordinamento tra gestori di rete ai sensi degli articoli 34 e 35 dell'allegato A alla delibera ARG/elt 99/08 (TICA)", il secondo gestore, *"entro 60 (sessanta) giorni lavorativi dalla data di ricevimento della comunicazione del primo gestore (al netto degli eventuali tempi necessari per l'integrazione delle informazioni), è tenuto a comunicare al primo gestore gli interventi di adeguamento/sviluppo da eseguire sulla propria rete"*.

Pertanto, sulla base delle evidenze istruttorie emerse nel corso del procedimento, l'Autorità ha ritenuto verosimile che sia stato il secondo gestore a non avere rispettato i 60 giorni lavorativi previsti dal suddetto paragrafo 2 della procedura di coordinamento, risultando inesitati anche i due solleciti del primo gestore a rispondere alla richiesta di attivazione del coordinamento tra gestori.

Di conseguenza, l'Autorità ha ritenuto opportuno raccomandare al secondo gestore, soggetto non destinatario del reclamo, di attuare tutte le azioni necessarie e di sua competenza per dare seguito alle disposizioni regolatorie, previste dall'art. 35, comma 2, lett. b), del TICA, e di erogare eventualmente – dopo le opportune verifiche del caso in questione e qualora non vi avesse già provveduto – l'indennizzo automatico di cui all'art. 14, comma 1, del TICA come previsto dall'art. 35, comma 2, lett. c) del medesimo TICA.

Servizio di misura

Con la delibera 21 giugno 2022, 264/2022/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da BM Energia S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a. (impianto eolico associato al POD IT001E97645524)", l'Autorità ha chiarito alcuni aspetti delle modalità di rilevazione e registrazione delle interruzioni, da parte del gestore, ai sensi dell'art. 8 del

Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIQE), evidenziando i casi in cui sono dovuti i rimborsi a titolo di indennizzi automatici ai sensi dell'art. 53 del medesimo TIQE.

In primis, l'Autorità ha ricordato che, in base all'art. 7, comma 1, del TIQE, l'impresa distributrice registra la causa di ogni interruzione, escluse le interruzioni con origine "sistema elettrico", secondo tre categorie: a) cause di forza maggiore; b) cause esterne; c) altre cause, intese come tutte le altre cause non indicate alle precedenti lettere a) e b), comprese le cause non accertate, anche con riferimento alle interruzioni non localizzate.

Al riguardo, l'Autorità ha poi evidenziato che, ai sensi dell'art. 20, commi 1 e 3 del TIQE, i rimborsi a titolo di indennizzi automatici vengono erogati esclusivamente con riferimento alle interruzioni con origine "altre cause", come definite dal citato art. 7, comma 1, del TIQE.

Nella fattispecie oggetto della presente decisione, l'Autorità ha accertato che il gestore ha correttamente registrato le interruzioni in quanto, dall'analisi dei "moduli IGB (Interruzioni e Guasti BT)" inviati dallo stesso, la discrepanza nella data e nell'orario di inizio delle interruzioni con origine sulla rete in bassa tensione (data e ora di fine delle interruzioni, invece, risultano sostanzialmente corrispondenti a quelle rilevate dal produttore) deriva dal fatto che i sistemi di monitoraggio del reclamante hanno registrato l'interruzione nel momento in cui è avvenuta, mentre il gestore – come disposto dall'art. 8, comma 3, del TIQE – documenta l'inizio delle interruzioni senza preavviso lunghe o brevi mediante annotazione, nell'elenco delle segnalazioni e chiamate telefoniche, dell'istante della prima segnalazione o chiamata telefonica.

Invece, nel caso delle interruzioni sulla rete in media tensione, essendo queste individuate mediante registrazione della prima apertura degli interruttori rilevata dal sistema di telecontrollo del gestore, come disposto dall'art. 8, comma 2, del TIQE, le indicazioni del reclamante risultano sostanzialmente corrispondenti a quelle del gestore.

Ne consegue che le durate delle interruzioni indicate dal gestore sono corrette e inferiori (8 ore) ai tempi massimi di ripristino dell'alimentazione – indicati nella tabella 9 del TIQE richiamata dall'art. 51, comma 4, del medesimo TIQE –, al superamento dei quali l'impresa distributrice è tenuta al versamento di un rimborso a titolo di indennizzo automatico a ogni utente coinvolto nell'interruzione (nel caso specifico, 12 ore per le interruzioni senza preavviso, risultando l'utenza in questione ubicata sul territorio di un comune la cui popolazione non supera i 5.000 abitanti, quindi in "bassa concentrazione"; 8 ore per le interruzioni con preavviso).

Settore del gas

Con riferimento al settore del gas, la decisione adottata dall'Autorità nel 2022 ha riguardato la tematica che segue.

Servizio di misura – allocazione dei volumi gas

Con la delibera 24 maggio 2022, 221/2022/E/gas, “Decisione del reclamo presentato da Estra Energie S.r.l. nei confronti di ATAC Civitanova S.p.a. (Cabina REMI 34653101)”, l’Autorità ha precisato gli obblighi del gestore in materia di misura e di *settlement* in caso di presunto malfunzionamento della cabina Remi.

In primo luogo, l’Autorità ha chiarito che segnalazioni di possibili anomalie, in merito all’adeguatezza dell’assetto di misura, riportate nei verbali di misura Snam relativi al gas consegnato presso la cabina Remi in questione, non necessariamente implicano inadeguatezza degli impianti di misura, malfunzionamenti o negligenza nella gestione.

Al riguardo, l’Autorità ha accertato che il gestore ha correttamente svolto le attività di conduzione previste dalla norma UNI 9571-2 (rif. par. 7.1) volte a garantire la corretta determinazione delle quantità di gas misurate dall’organo primario di misura (a titolo di esempio, tra cambi di diaframma ogni anno al fine di tenere conto dell’andamento stagionale delle portate da trattare e la variazione dell’assetto di rete al fine di impedire che nel periodo estivo ci siano prelievi di gas dalla cabina Remi).

Inoltre, l’Autorità osserva che il reclamante, al fine di accertare eventuali errori di misura, avrebbe ben potuto richiedere all’impresa distributrice, ai sensi del par. 11.2, lett. b) del codice di rete tipo, la verifica della correttezza dei dati rilevati presso il sistema di misura installato nel *city gate*.

Pertanto, non si ravvisano violazioni della regolazione imputabili al gestore nella misurazione dei volumi di gas presso la cabina Remi, risultando rispettate le disposizioni di carattere generale applicabili nei casi di anomalie della misura contenute al par. 11.2 del codice di rete tipo e non essendo emersi elementi che indichino che le misure evidenziate al di fuori del *range* valido siano ricollegabili a negligenza nella gestione del servizio da parte del gestore.

In via puramente incidentale, l’Autorità ha segnalato che con la delibera 23 novembre 2021, 512/2021/R/gas, ha approvato la regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale, definendo, tra l’altro, responsabilità e perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*. In particolare, tra gli indicatori che caratterizzano l’attività di *metering* vi è anche quello relativo alla “Disponibilità del dato nel corretto campo di misura (*rangeability*)”, tematica che ha caratterizzato il reclamo oggetto della presente decisione. Peraltro, l’Autorità sottolinea che, anche nel nuovo quadro regolatorio che entrerà in vigore dal 1° gennaio 2024, il mancato rispetto dei livelli di servizio non costituirà di per sé violazione delle disposizioni regolatorie, ma esporrà il titolare dell’impianto al pagamento di corrispettivi economici.

Nella decisione si sottolinea, inoltre, che l’accertamento della non imputabilità al gestore di violazioni della regolazione relativa alla misurazione dei volumi di gas presso la cabina Remi comporta anche l’infondatezza della pretesa del reclamante di ricondurre a tali asseriti errori la causa degli “scostamenti a suo svantaggio tra i quantitativi di gas immesso e prelevato”.

Peraltro, l’Autorità ha precisato che la disciplina contenuta nel Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG) non riporta indi-

cazioni circa i valori di delta *in-out* ritenuti più o meno ammissibili; ciò significa che la regolazione in materia di *settlement* non individua parametri oggettivi per determinare la correttezza degli esiti delle sessioni di bilanciamento e/o di aggiustamento.

Pertanto, la circostanza per cui – come lamentato dal reclamante – vi sono stati “*significativi scostamenti a danno della scrivente tra i quantitativi di gas immesso e prelevato*” non può essere assunta, di per sé, come indice di una violazione delle disposizioni in materia di *settlement*, ma va inquadrata nell’ambito di un fenomeno più generale legato alla prima applicazione della disciplina del *settlement* che ha presentato “*una serie di anomalie riguardanti, sostanzialmente, la differenza tra i quantitativi di gas immessi in ciascuna rete di distribuzione al punto di riconsegna della rete di trasporto (‘ReMi’) ed i quantitativi complessivamente prelevati dai clienti finali allacciati alla medesima rete*” (cfr. sentenza del Consiglio di Stato, sez. VI, n. 2260/2020).

Infine, sul tema del delta *in-out*, l’Autorità ha ritenuto utile segnalare – per quanto non impattante *ratione temporis* sugli eventi contestati nel reclamo in questione – la pubblicazione del documento per la consultazione 3 agosto 2021, 357/2021/R/gas, in cui si prevede il computo di una penalità a carico dell’impresa di distribuzione per valori macroscopicamente anomali del delta *in-out*, secondo un procedimento di calcolo illustrato nel medesimo documento.

Contenzioso

L’analisi degli esiti del contenzioso dell’anno 2022 (gennaio-dicembre) consente di valutare gli effetti del sindacato giurisdizionale sugli atti di regolazione dell’Autorità nei settori di propria competenza, sia con riguardo a profili sostanziali, sia con riguardo a quelli procedurali.

Per i dati relativi ai procedimenti giurisdizionali incardinati presso il Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, sede di Milano, e presso il Consiglio di Stato, nel periodo compreso tra il 1997 e il 2022, si rinvia alle tavole 11.12 e 11.13, mentre per il dato relativo alla stabilità dell’azione amministrativa si rinvia alla tavola 11.14, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l’indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell’Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

TAV. 11.12 *Esiti del contenzioso dal 1997 al 2022*

CONTENZIOSO	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
- su istanza di sospensiva	505	325	57
- di merito	1.496	388	337
Decisioni del Consiglio di Stato			
- su appelli dell’Autorità	259	203	54
- su appelli della controparte	303	57	103

Fonte: ARERA.

TAV. 11.13 Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2022

ANNO	N. RICORSI ^(A)	SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
		ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI
1997	13	0	2	7	0	1	6	3	0	1	0	0	5
1998	25	0	4	11	3	4	9	0	0	1	2	0	1
1999	66	0	0	24	0	4	25	0	0	0	0	0	10
2000	51	2	0	23	16	0	18	10	3	1	1	0	8
2001	81	2	0	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	0	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	0	1	0	0	2
2004	144	11	2	45	27	58	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45	7	93	5	2	12	3	0	9
2006	255	48	0	88	5	4	10	20	0	3	0	0	2
2007	140	2	0	18	2	17	28	20	0	36	0	0	0
2008	131	2	0	5	11	17	74	21	0	7	2	0	17
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18	12	2	18	10
2010	204	3	0	3	13	17	48	10	1	6	0	4	13
2011	127	85	4	11	10	16	56	12	1	8	3	2	23
2012	176	10	0	53	23	18	81	13	4	24	5	4	24
2013	206	7	0	9	21	5	45	5	0	1	1	2	8
2014	169	5	0	15	14	18	70	5	1	2	0	0	15
2015	125	14	0	27	3	5	75	2	0	4	1	3	7
2016	199	2	1	14	18	9	101	5	0	19	3	0	9
2017	180	36	0	15	9	6	91	16	0	4	1	0	9
2018	83	42	0	23	19	1	89	11	1	8	5	2	23
2019	62	2	0	5	13	8	141	6	0	7	5	1	28
2020	144	4	0	14	3	9	68	8	3	5	0	38	24
2021	74	13	0	9	20	23	36	2	6	10	3	20	17
2022	1.081	13	1	13	32	13	49	3	7	21	9	1	22
TOTALE	4.160	325	57	505	388	337	1496	203	54	259	57	103	303

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentisi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

Fonte: ARERA.

TAV. 11.14 Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2022

ANNO	N. DELIBERE EMESSE	N. DELIBERE IMPUGNATE ^(***)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE ^(**)	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	N. RICORSI ^(*)
1997	152	6	3,9	1	16,7	0,7	13
1998	168	11	6,5	2	18,2	1,2	25
1999	209	15	7,2	2	13,3	1,0	66
2000	250	16	6,4	5	31,3	2,0	51
2001	334	21	6,3	4	19,0	1,2	81
2002	234	27	11,5	14	51,9	6,0	87
2003	169	17	10,1	3	17,6	1,8	49
2004	254	34	13,4	9	26,5	3,5	144
2005	301	36	12,0	11	30,6	3,7	172
2006	332	40	12,0	14	35,0	4,2	255
2007	353	32	9,1	4	12,5	1,1	140
2008	482	56	11,6	12	21,4	2,5	131
2009	587	44	7,5	9	20,5	1,5	116
2010	656	53	8,1	14	26,4	2,1	204
2011	505	28	5,5	9	32,1	1,8	127

(segue)

ANNO	N. DELIBERE EMESSE	N. DELIBERE IMPUGNATE (***)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE (**)	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	N. RICORSI (*)
2012	589	64	10,9	10	15,6	1,7	176
2013	646	82	12,7	17	20,7	2,6	206
2014	677	82	12,1	4	4,9	0,6	169
2015	668	88	13,2	17	19,3	2,5	125
2016	823	92	11,2	13	14,1	1,6	199
2017	928	189	20,4	79	41,8	8,5	180
2018	715	110	15,4	35	31,8	4,9	83
2019	580	42	7,2	5	11,9	0,9	62
2020	609	49	8,0	10	20,4	1,6	144
2021	639	66	10,3	16	24,2	2,5	74
2022	664	63	9,5	1	1,6	0,2	1.081
TOTALE	12.524	1.363	10,9	320	23,5	2,6	4.160

(*) Si intende il numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi.

(**) Si intendono le delibere annullate, in tutto o in parte, in via definitiva.

(***) Si intende il numero di delibere emesse in quell'anno e impugnate nello stesso anno o in quello successivo con ricorso e motivi aggiunti.

Fonte: ARERA (dati disponibili al 31 dicembre 2022).

Su un totale di 12.524 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997-31 dicembre 2022), ne sono state impugnate 1.363, pari al 10,9%, e ne sono state annullate in via definitiva (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 320, pari al 23,5% del totale delle delibere impugnate e al 2,6% di quelle adottate. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale si attesta attorno al 97,4%.

Nell'anno 2022 si è registrato un aumento del contenzioso in termini di numero di ricorsi rispetto all'anno precedente: 1.081 ricorsi nel 2022, rispetto ai 74 ricorsi nel 2021 (144 nel 2020). L'aumento del numero di ricorsi è dovuto, in larga parte, all'impugnazione, da parte dei produttori titolari di fonti rinnovabili, della delibera 21 giugno 2022, 266/2022/R/eel – di attuazione dell'art. 15-*bis* del decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4 –, per un numero di circa 950 ricorsi. Segue come provvedimento maggiormente impugnato, come atto presupposto, la delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif, di approvazione del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2) per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 (24 ricorsi).

Le delibere definitivamente annullate degli anni 2020 (20,4%) e 2021 (24,2%) sono in parte delibere sanzionatorie annullate in primo e secondo grado per superamento del termine di conclusione del procedimento, in seguito al *revirement* della giurisprudenza amministrativa del Consiglio di Stato, a partire dalla sentenza n. 584/2021, che ha ritenuto tale termine perentorio.

Nel corso dell'anno 2022, il giudice amministrativo, cui sono devolute, in sede di giurisdizione esclusiva, le materie di competenza istituzionale dell'Autorità, si è pronunciato su alcune questioni di rilevante interesse per la regolazione tariffaria e dei mercati. Nei prossimi paragrafi si procederà a una sintesi, per settori di materia, delle decisioni di maggiore interesse del TAR Lombardia, sede di Milano, e del Consiglio di Stato.

Mercati all'ingrosso

La maggior parte dei ricorsi notificati quest'anno ha avuto a oggetto la legittimità costituzionale e comunitaria dell'art. 15-*bis* del decreto legge n. 4/2022, che ha previsto l'applicazione di un meccanismo di compensazione a

due vie sul prezzo dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di tariffe fisse derivanti dal meccanismo del c.d. "conto energia", nonché sull'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio in data anteriore al 1° gennaio 2010. Le modalità attuative di questa disposizione sono state affidate all'Autorità, che vi ha provveduto con la delibera 266/2022/R/eel. In data 1° dicembre 2022, sono stati pubblicati i dispositivi di sentenza del TAR Lombardia nn. 2675/2022, 2676/2022, 2677/2022, di annullamento della delibera 266/2022/R/eel, con tale motivazione: *"Il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia (Sezione Prima), definitivamente pronunciando sul ricorso, come in epigrafe proposto, lo accoglie ai sensi di cui in motivazione e, per l'effetto, annulla gli atti impugnati"*. Con le ordinanze nn. 203, 204 e 205 del 18 gennaio 2023, il Consiglio di Stato, sez. II, ha accolto gli appelli dell'Autorità avverso i suddetti dispositivi, con tali motivazioni: *"la funzione affidata all'ARERA dall'art. 15-bis del d.l. 27 gennaio 2022 n. 4 (inserito dalla legge di conversione 28 marzo 2022, n. 25, e successivamente modificato) di disciplinare le modalità con le quali è data attuazione alle disposizioni in materia di applicazione di un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia da fonti rinnovabili rende partecipe l'Autorità della cura dell'interesse pubblico perseguito dal legislatore e ne giustifica l'interesse alla sospensione dell'esecutività del dispositivo; (...) – vertendosi di misura temporanea, destinata a operare soltanto fino al 30 giugno 2023, la mancata sospensione, nelle more, dell'esecutività del dispositivo impugnato finirebbe per vanificarne l'applicazione e quindi la finalità sopra vista, dato che il rinnovo del procedimento non potrebbe ragionevolmente prescindere dalla conoscenza delle motivazioni dell'annullamento, non ancora pubblicate, e quindi interverrebbe con ulteriore ritardo"*.

In tema di sessione di aggiustamento del *settlement* gas (delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas), con la sentenza n. 2260/2022, il Consiglio di Stato, sez. VI, ha precisato come *"la fonte legislativa primaria ha conferito all'autorità l'identica funzione regolatoria che deve avvenire nei termini e con l'estensione propria dello strumento legislativo"*, risultando evidente e logico che, *"quando ricorrono determinate circostanze (eccezionali e con i limiti individuati dalla Corte Costituzionale, come correttamente analizzato dal TAR adito)"*, la stessa Autorità è legittimata, come nel caso di specie, ad adottare atti regolatori che producano effetti retroattivi. Inoltre, la medesima sentenza ha chiarito che: *"non essendo possibile che una rete di distribuzione consenta di prelevare più gas di quanto ne è stato immesso, nessun operatore professionale può ragionevolmente pensare di vendere ai clienti finali un quantitativo di gas naturale, come risultante dai dati di misura presso i medesimi clienti, superiore a quello acquistato ed effettivamente immesso nella rete di distribuzione"*; *"La ratio del settlement contiene in re ipsa la retroazione degli effetti delle rettifiche delle partite economiche, muovendo dal principio che la sessione di aggiustamento interviene su partite relative a periodi passati: si vuole determinare partite fisiche ed economiche confrontando i dati delle sessioni di bilanciamento con nuovi dati di misura, qualora nelle sessioni di bilanciamento vengono effettuate assunzioni sulla base di profilazioni degli utenti. L'aggiustamento risulta quindi senza comprovata alternativa"*.

Regolazione tariffaria e delle infrastrutture

Per quanto riguarda le competenze dell'Autorità – di derivazione comunitaria – in materia di regolazione del servizio di distribuzione del gas (delibera 24 novembre 2016, 687/2016/R/gas), per il Consiglio di Stato, sez. V, sentenza n. 2651/2022, *"Si premette in linea generale che ARERA esercita in subiecta materia (determinazione delle tariffe) competenze riservate ed esclusive, come pure correttamente messo in evidenza nella sentenza di primo grado. Si veda al riguardo quanto previsto dall'art. 41 della direttiva 2009/73/CE in materia di mercato*

interno del gas naturale". La medesima sentenza ha poi precisato come le osservazioni dell'Autorità ai bandi di gara per l'affidamento del servizio costituiscano "pareri vincolanti nell'an ma non anche nel quid. È necessario il coinvolgimento, in altre parole, ma non anche il recepimento delle osservazioni che – se del caso – l'Autorità di settore (ARERA) riterrà di formulare in funzione proprio di 'validazione orientativa'".

In materia di trattamento tariffario dei contributi privati di allacciamento alla rete di distribuzione (delibera 19 marzo 2019, 98/2019/R/gas), il Consiglio di Stato, sez. VI, con la sentenza n. 2111/2022, ha espresso alcuni principi in materia di legalità procedimentale: "il carattere del tutto fondante che il rispetto della legalità in senso procedimentale riveste nell'ambito della legittimazione dell'esercizio delle attività di regolazione delle Autorità indipendenti non ammette lo svolgimento ex post di un giudizio controfattuale (o di prognosi postuma) circa gli esiti che la pur doverosa partecipazione avrebbe prodotto laddove fosse stata correttamente ammessa [...] Ne consegue che, se da un lato il mancato rispetto delle richiamate garanzie e regole procedurali determini ex se l'illegittimità dell'atto regolatorio finale, senza che sia possibile invocare il ricorso al richiamato giudizio di carattere controfattuale, dall'altro lato e parallelamente, il rispetto delle garanzie e regole procedurali esclude parimenti il giudizio controfattuale rispetto a quanto auspicato dalla parte e non condiviso dall'Autorità". Nel merito del rigetto dell'istanza di rettifica: "Non appare compatibile con le finalità della disciplina in esame, in ambito tariffario di attività soggette a regolazione per evidenti profili di interesse pubblico, il consentire al distributore di scegliere la fonte contabile obbligatoria da utilizzare ai fini della determinazione tariffaria...", "poiché il metodo del costo storico rivalutato si fonda su un regime individuale e non presuntivo che consente alle imprese di determinare, qualora dispongano di regolare documentazione contabile, il capitale investito tenendo conto dei costi effettivamente e concretamente sostenuti secondo calcoli definiti nel dettaglio dalla predetta deliberazione". Ciò in coerenza con gli obiettivi della trasparenza e della stabilità della tariffa che consentono di contemperare il principio di copertura dei costi con la tutela dei consumatori finali (cfr. art. 1, comma 1, della legge 14 novembre 1995, n. 481).

Sempre in materia di rettifiche e rideterminazioni delle tariffe di distribuzione del gas naturale (delibera 18 dicembre 2014, 633/2014/R/gas), il Consiglio di Stato, sez. II, con la sentenza n. 10805/2022, ha affermato che soltanto in base allo stato patrimoniale, che contiene la rappresentazione a una certa data di un cespite, è possibile acquisire determinate notizie e, conseguentemente, stabilire se il cespite può essere inserito nella RAB (Regulatory Asset Base) per essere remunerato in tariffa. Secondo il Collegio "la scelta dell'impresa di fare ricorso al conto economico non solo riflette una sua implicita giustificazione contabile, secondo ineludibili principi di razionalità economica, ma non riflette una facoltà liberamente esercitabile". Sul punto, il Collegio cita il precedente secondo cui: "Non appare compatibile con le finalità della disciplina in esame, in ambito tariffario di attività soggette a regolazione per evidenti profili di interesse pubblico, il consentire al distributore di scegliere la fonte contabile obbligatoria da utilizzare ai fini della determinazione tariffaria...", nel senso che "soltanto lo stato patrimoniale possa rappresentare con chiarezza la situazione di un determinato cespite, soprattutto se destinato ad un utilizzo pluriennale (come gli allacciamenti alla rete del gas)". In altre parole: la scelta tra i documenti contabili obbligatori da parte del distributore, stante anche la diversa natura delle fonti, non può risultare mai neutra ai fini tariffari.

In tema di premi/penalità relativi al servizio di pronto intervento gas (delibera 22 dicembre 2020, 567/2020/R/gas), la sentenza n. 2927/2022 del Consiglio di Stato, sez. II, ha ritenuto, con riguardo all'utilizzo della prassi c.d. degli "stracci bagnati", che "proprio l'impossibilità del personale del centralino di pronto intervento di controllare e di verificare l'asserita specifica professionalità che dovesse essere stata dichiarata dal segnalante fa sì che l'impresa di distribuzione non fosse esonerata dall'impartire comunque istruzioni essenziali a tutela della sicurezza e

dell'incolumità del chiamante e dei terzi, tanto che le stesse indicazioni comportamentali fornite ai propri operatori dalla società appellata nelle proprie linee guida (doc. 9 di primo grado) non fanno distinzioni soggettive e giammai si risolvono nella sola indicazione di mettere uno straccio bagnato sulla dispersione qualora fosse stata individuata (imponendo anche di raccomandare di non azionare interruttori, campanelli elettrici ed apparati telefonici, di non fumare e non usare fiamme libere, di chiudere eventuali rubinetti e valvole di intercettazione, di mantenere lontano dalla dispersione eventuali persone presenti, ecc.)".

In materia di riconoscimento dell'extra remunerazione sugli investimenti (delibera 10 marzo 2016, 98/2016/R/gas), il Consiglio di Stato, sez. VI, in riforma della sentenza del TAR Lombardia n. 2430/2019, con la sentenza n. 1085/2022, ha precisato che: *"a fronte della pacifica qualificazione dell'extra remunerazione come un beneficio peculiare riconosciuto sulla scorta di specifiche spese di investimento e miglioramento, non appare condivisibile la sostanziale inversione dell'onere della prova derivante dalla impostazione seguita dalla sentenza impugnata (come se la determinazione tariffaria avesse una valenza sanzionatoria, il che non è) e dall'accoglimento delle tesi di parte ricorrente svolte in prime cure".* Il Collegio, dunque, precisa che a fronte dello svolgimento di una verifica a campione e dell'accertamento dell'inattendibilità delle voci oggetto di verifica, è la parte che intende beneficiare della prevista rideterminazione delle tariffe in termini di extra remunerazione a dovere dimostrare la correttezza totale dei dati richiesti (*n.d.r.*, principio di vicinanza dell'onere della prova). Secondo il Consiglio di Stato, appare pienamente logico e coerente un sistema che in via ordinaria semplifichi la procedura, con la responsabilizzazione della prospettazione proveniente dall'impresa e la verifica a campione, ma che, dinanzi al sorgere di elementi di inattendibilità di tale prospettazione, imponga l'ordinaria dimostrazione, in capo alla stessa parte richiedente la piena e completa dimostrazione dei presupposti in apparenza carenti.

Servizio idrico integrato

In tema di mancato riconoscimento degli oneri finanziari sui conguagli (delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr), il Consiglio di Stato, sez. II, con le sentenze nn. 5428 e 5431 del 2022, disattendendo i precedenti della sez. VI, nn. 8079/2020, 8354/2020, 8502/2020, 645/2021, 732/2021, 731/2021, 768/2021 e 4914/2021 e quello, più recente, della stessa sez. II, n. 4142/2022, ha ritenuto legittima la previsione del Metodo, con tale motivazione: *"deve rilevarsi la ragionevolezza (o, in ogni caso, la non manifesta irragionevolezza) della scelta dell'Autorità di disporre dei dati effettivi e certificati relativi ai volumi di vendita al fine di procedere ai conguagli, essendo preferibile un sistema di certezza basata sui consuntivi che un sistema aleatorio basato sulle previsioni. Inoltre la rischiosità dell'attività di gestione del servizio idrico integrato è già considerata dal valore tariffario beta, il quale, ai sensi dell'art. 18.3 dell'Allegato 'A' va moltiplicato con l'ERP (equity risk premium, overosia il premio per il rischio di mercato), che peraltro si reputa ragionevolmente quantificato, così come motivatamente affermato da un collegio verificatore in analogo giudizio (ricorso n. 7900 del 2014) trattato dal Collegio nella stessa udienza di discussione".* Tali precedenti sono stati poi confermati anche dalle sentenze del Consiglio di Stato, nn. 10726, 10727, 10728, 10729 e 10843 del 2022, con riguardo alla delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, ritenendo che: *"Inoltre ai sensi dell'art. 1282 c.c. la natura liquida di un credito è condizione perché sullo stesso maturino interessi; non sarebbe, nel caso di specie, corretto ritenere che il 'titolo' matura nel corso dell'anno in cui viene effettuata la fornitura, dal momento che per l'utente la richiesta di una maggior somma per conguagli trova titolo solamente nella tariffa determinata dall'Ente d'ambito, mentre sotto il profilo regolatorio le evidenze di bilancio dell'anno di riferimento rilevano ai fini delle tariffe per l'anno medesimo + 2. E ancora, laddove si riconoscessero gli oneri finanziari sui conguagli a favore del gestore ed a spese degli utenti occorrerebbe – in base al principio di reciprocità – prevederne l'applicazione*

a favore degli utenti medesimi (e, quindi, quali interessi passivi a carico del gestore) nel caso di conguagli di segno negativo. Il riconoscimento di oneri finanziari sui conguagli si porrebbe inoltre in contrasto con i principi contabili, dal momento che si riferirebbero a ricavi non iscritti in bilancio nell'anno di riferimento ed in quello immediatamente successivo (dal momento che se ne prevede l'imputazione nell'anno interessato + 2), cosicché nel bilancio del gestore si rileverebbe un tasso di interesse in assenza della voce riferita ai relativi ricavi, andando così a incidere sulla veridicità della rappresentazione della dinamica aziendale".

Servizio integrato dei rifiuti

In materia di regolazione del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati (MTR-2) (delibera 363/2021/R/rif), con la sentenza n. 682/2022, il TAR Lombardia ha giudicato puntuali le ragioni per cui l'Autorità ha ritenuto di escludere dalla regolazione il mercato della selezione di imballaggi in cui è operativa la ricorrente, evidenziando che: "Anche in sede procedimentale, l'istante ha prodotto osservazioni generiche, senza peraltro depositarle in giudizio, non contestando le specifiche ragioni addotte da ARERA per escludere dall'ambito regolatorio il settore in cui la stessa è operativa, limitandosi infatti a dedurre la persistente mancanza di chiarezza sul campo applicativo della intervenenda delibera, e richiamando l'attenzione dell'Autorità sulla necessità di parametrare le proprie politiche al principio di realtà del mercato ed ai principi di legge (riconoscimento dei costi efficienti e concorrenza), e su una serie di ingiustificati vantaggi ipotizzati per i Gestori Integrati, vantaggi suscettibili (in assenza delle norme di unbundling, dalla stessa ARERA preannunciate da ormai 4 anni) di pregiudicare la concorrenza sui mercati a valle della filiera".

Mercati retail

In materia di compensazione dei costi fissi sostenuti dagli esercenti il servizio di maggior tutela (delibera 16 febbraio 2017, 69/2017/R/eel), il Consiglio di Stato, sez. VI, con sentenza n. 2558/2022, ha affermato che: "l'adeguata compensazione dei costi sostenuti dall'operatore in ragione dell'esercizio di tale servizio pubblico", vale a dire il servizio di maggior tutela, "che ha anche funzione di servizio universale, è imposta dalla stessa giurisprudenza comunitaria, secondo cui la compensazione non può eccedere quanto necessario per coprire interamente o in parte i costi originati dall'adempimento dell'obbligo di servizio pubblico, tenendo conto di un margine di utile ragionevole per il suddetto adempimento, affinché non venga concesso all'impresa alcun vantaggio che falsi o minacci di falsare la concorrenza, rafforzando la posizione concorrenziale di tale impresa (cfr. Corte di Giustizia, 17 luglio 2008, causa C-206/06, Essent Netwerk Noord BV)". La sentenza n. 2558/2022 ha altresì confermato che "la mera distanza nel tempo tra la fase di consultazione e il provvedimento dell'Autorità non rende lo stesso ex se illegittimo, se non nella misura in cui si deduca e dimostri l'insorgenza di sopravvenienze rilevanti che impongano l'apertura di un supplemento di consultazione Inoltre, non risulta prospettabile un obbligo di necessaria corrispondenza tra il documento di consultazione e la decisione finale dell'Autorità. Il documento assolve, infatti, ad una finalità partecipativa e serve ad attuare il principio di legalità procedimentale che, come evidenziato da costante giurisprudenza, si sostanzia, tra l'altro, nella previsione di varie forme di coinvolgimento degli operatori del settore nell'ambito del procedimento di formazione degli atti regolamentari. La decisione finale rimane, tuttavia, prerogativa precipua dell'Autorità che, nell'ambito delle proprie valutazioni, può ben modificare il precedente avviso espresso nel documento (cfr. anche Cons. St. n. 2521/2012), potendosi anzi affermare che modifiche parziali della decisione finale siano proprio il portato della partecipazione dei soggetti interessati".

In materia di garanzie relative agli oneri generali di sistema (delibera 2 febbraio 2021, 32/2021/R/eel), con la sentenza n. 4127/2022, il Consiglio di Stato, sez. VI, ha precisato che gli oneri generali di sistema non hanno natura di imposta indiretta ma *“sono una componente tariffaria dell’energia elettrica prevista dalla legge con lo scopo di finanziare attività di interesse generale”*, in particolare tenendo conto del sistema di riscossione, che il Collegio definisce *“‘a catena’ e ‘a risalita’, dal mercato finale a quello intermedio della filiera elettrica, rappresentando una maggiorazione del corrispettivo tariffario del contratto di fornitura e del contratto di trasporto”*. La sentenza ha evidenziato come, *“mentre nel caso di pagamento periodico delle fatture del servizio di trasporto il venditore procede ad una mera anticipazione degli oneri in questione (conformemente a quanto previsto dall’art 3, comma 11, d.lgs. 79/1999, che include gli oneri generali di sistema nel corrispettivo degli operatori per l’accesso alla rete), per poi recuperarli per la totalità dal cliente finale, che rimane unico obbligato, nel caso di prestazione della garanzia si realizza – con riferimento agli oneri che sono fatturati al venditore, ma che questo non ha riscosso e non riscuoterà dall’utente finale – una vera e propria traslazione a titolo definitivo dell’obbligazione pecuniaria in capo ad un soggetto passivo diverso da quello indicato dalla legge”*. Per il Consiglio di Stato, *“la garanzia infatti è un collaterale del credito del distributore che rimane estraneo al sistema di riscossione degli OGdS (cliente finale-venditore-distributore), sicché, a fronte dell’escussione della medesima (come pure nel caso di risoluzione per mancato versamento degli oneri), la quota di oneri non riscossi rimane definitivamente a carico del venditore, ossia di un soggetto diverso da quello obbligato ex lege. La garanzia, in altri termini, non è più funzionale alla copertura dell’esposizione debitoria di uno dei contraenti, ma diviene uno strumento con cui si trasferisce, in via generale con atto di regolazione dell’Autorità, sul venditore il rischio dell’inadempimento del cliente finale che è terzo rispetto al contratto di trasporto”*.

Contenzioso post sanzioni

In materia sanzionatoria, si deve confermare il *revirement* della giurisprudenza sulla natura del termine di conclusione dei procedimenti sanzionatori, inaugurato con la sentenza n. 584/2021 del Consiglio di Stato. Secondo il Consiglio di Stato, il termine di chiusura è perentorio: *“In proposito si rileva che questo Consiglio ha più volte recentemente precisato – in sintonia con analoghe statuizioni del giudice amministrativo su sanzioni di altre autorità amministrative indipendenti e con un iter argomentativo e un approdo ermeneutico da cui il Collegio non intende discostarsi – che il termine di conclusione del procedimento sanzionatorio fissato dall’ARERA è perentorio anche indipendentemente da una sua espressa qualificazione in tal senso o da indicazioni in senso contrario emesse dalla medesima Autorità, sicché la sua violazione comporta l’illegittimità della misura inflitta”* (sentenze del Consiglio di Stato nn. 6588/2022, 2927/2022, 5578/2022, 5365/2022, 4222/2022, 4216/2022, 4117/2022, 4118/2022, 3737/2022, 3584/2022, 1723/2022, 1649/2022, 11340/2022).

Il TAR Lombardia ha confermato il proprio orientamento circa la natura ordinatoria del termine di conclusione del procedimento sanzionatorio, pur ricollegando all’eccessiva durata dell’istruttoria una causa di illegittimità della sanzione finale (sentenze nn. 2791/2022, 1986/2022, 1966/2022, 1967/2022, 1838/2022, 2822/2022, 1973/2022, 2474/2022, 2791/2022, 1926/2022, 1932/2022, 1931/2022, 1930/2022, 1946/2022, 1914/2022, 1642/2022, 1643/2022).

In tema di sanzioni in materia di titoli di efficienza energetica (delibera 5 maggio 2011, 57/2011 – VIS), il Consiglio di Stato, sez. II, con sentenza n. 6473/2022, ha ricordato che: *“Nelle sanzioni amministrative è necessaria e sufficiente la coscienza e volontà della condotta attiva od omissiva, senza che occorra la concreta dimostrazione*

del dolo o della colpa, giacché l'art. 3 della L. n. 689 del 1981 pone una presunzione di colpa in ordine al fatto vietato a carico di colui che lo abbia commesso, riservando poi a questi l'onere di provare di aver agito senza colpa (Cons. Stato, sez. VI, 10 aprile 2020, n. 2366)"; nel caso di specie, "l'omissione è stata consapevole": "Ciò tanto più in quanto i dati relativi ai PdR rientrano nella sfera di disponibilità (e quindi di responsabilità) dell'appellante e, pertanto, nell'ambito di diligenza della stessa. Infine, la società appellante ha omesso la comunicazione anche del dato relativo al numero di clienti finali, di cui si palesa difficile, e non dimostrata, sostenere l'assenza e l'inaffidabilità".

In tema di maggiorazioni ex art. 27 della legge 24 novembre 1981, n. 689, con sentenza n. 7155/2022, il Consiglio di Stato, sez. II, in merito alla prova della colpevolezza in materia di ritardo nel pagamento, ha affermato che: *"Ad ogni modo, in relazione alle sanzioni amministrative – e coerentemente anche alle loro maggiorazioni ex lege – sussiste una presunzione di colpa del trasgressore per il mero fatto del ritardo del pagamento della sanzione, incombendo su tale soggetto l'onere di dimostrare l'assenza di colpevolezza, il che nella vicenda de qua non è concretamente avvenuto e sarebbe, in ogni caso, difficilmente configurabile, trattandosi un'imposizione esecutiva di pagamento di una sanzione, in cui non vi erano ragionevoli dubbi sulla sussistenza di un obbligo di immediato pagamento anche in presenza di un ricorso giurisdizionale, in mancanza di una sospensione dell'esecutività del provvedimento sanzionatorio, successivamente disposta transitoriamente un anno e mezzo dopo la sua emissione e cessata dopo meno di otto mesi".*

Verifiche ispettive

In materia di verifiche ispettive, seguiti amministrativi e recupero degli indebiti benefici riconosciuti in base al regime incentivante di cui al provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) 29 aprile 1992, n. 6, si segnala la sentenza n. 9/2022 del Consiglio di Stato, sez. VI, che ha precisato che l'art. 56, comma 7, lett. a), del decreto legge 16 luglio 2020, n. 76, convertito con modificazioni in legge 11 settembre 2020, n. 120, che ha ulteriormente modificato l'art. 42, comma 3, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, non può trovare applicazione rispetto ai provvedimenti dell'Autorità, dal momento che le previsioni introdotte dalla novella, stante il loro chiaro tenore letterale, si riferiscono ai soli incentivi previsti dallo stesso decreto legislativo n. 28/2011 e al solo GSE: *"risulta dirimente il fatto che le stesse non possono trovare applicazione rispetto ai provvedimenti dell'Autorità, dal momento che, stante il loro chiaro tenore letterale, le stesse si riferiscono ai soli incentivi previsti dallo stesso DLgs n. 28/2011 ed al solo GSE (cfr. art. 42, comma 3, così come modificato: 'il GSE in presenza dei presupposti di cui all'articolo 21-nonies della legge 7 agosto 1990 n. 241 dispone il rigetto dell'istanza ovvero la decadenza dagli incentivi, nonché il recupero delle somme già erogate'; ma anche la disposizione che estende l'applicazione della predetta norma ai procedimenti in corso, secondo la quale: 'Il GSE, preso atto della documentazione già nella propria disponibilità e di eventuale documentazione integrativa messa a disposizione dal proponente, dispone la revoca del provvedimento di annullamento entro il termine di 60 giorni consecutivi dalla data di presentazione dell'istanza a cura del soggetto interessato'). Il procedimento in esame – avente ad oggetto gli incentivi CIP 6 che hanno fonte nella legge n. 9 del 1991 – è di competenza dell'ARERA che, difatti, ha emanato il provvedimento impugnato, oltretutto anche in parziale difformità rispetto ai rilievi del GSE, al quale, nella specifica materia in esame, è demandata solo un'attività di natura istruttoria".*



CAPITOLO

12



**ATTUAZIONE DELLA
REGOLAZIONE,
COMUNICAZIONE,
ORGANIZZAZIONE
E RISORSE**

INTERSETTORIALE

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati

Attività di consultazione

L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, come noto, adotta regolarmente strumenti volti a garantire la partecipazione degli *stakeholder* ai propri procedimenti di regolazione.

Nel corso del 2022 sono stati pubblicati 44 documenti per la consultazione (Tav. 12.1), in linea con il dato dell'anno precedente (nel 2021 sono stati pubblicati 45 documenti per la consultazione) e superiore al numero registrato in precedenza (36 nel 2020, 40 nel 2019 e 38 nel 2018). La durata media delle consultazioni nel 2022 è stata di 39 giorni, in linea con quella dell'anno precedente.

A livello settoriale, con riferimento ai settori energetici, 12 documenti per la consultazione pubblicati nel 2022 hanno avuto a oggetto proposte di regolazione relative al settore del gas e 19 documenti per la consultazione hanno presentato orientamenti per interventi regolatori nel settore dell'energia elettrica, compreso il volume del Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE), sottoposto a consultazione per una durata di tre mesi in ragione della complessità e vastità della materia trattata. In aggiunta, ulteriori 6 documenti per la consultazione hanno avuto a oggetto aspetti della regolazione trasversali ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale. In relazione ai settori ambientali, sono stati adottati: un documento per la consultazione nel settore del servizio idrico integrato, 2 documenti per la consultazione nel settore del ciclo dei rifiuti e i rimanenti 2 hanno riguardato proposte di intervento per il servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento. Infine, l'Autorità ha adottato ulteriori due documenti di consultazione concernenti gli adempimenti anticorruzione e trasparenza, incluso il Codice etico e di comportamento.

Nel 2022, analogamente a quanto avvenuto negli anni precedenti, nell'ambito di alcuni procedimenti di regolazione sono state previste più fasi di consultazione, nel corso delle quali sono stati, dunque, pubblicati più documenti. In particolare, sono state condotte consultazioni plurime, che hanno riguardato i principali ambiti su cui è intervenuta l'Autorità nel corso dell'anno, quali, tra gli altri, la regolazione per la prima applicazione in via urgente delle agevolazioni tariffarie alle imprese a forte consumo di gas naturale dal 1° aprile 2022, la riforma del processo di conferimento della capacità di trasporto del gas naturale, la regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione e, non ultima, l'introduzione dell'approccio ROSS-base in relazione ai metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale per la determinazione del costo riconosciuto per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas.

TAV. 12.1 Documenti per la consultazione adottati nel 2022 (gennaio-dicembre)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
8 febbraio 2022	45/2022/R/eel	Elettricità	Servizio a tutele graduali per le microimprese del settore dell'energia elettrica di cui all'art. 1, comma 60, della legge 4 agosto 2017, n. 124. Orientamenti per la definizione della regolazione del servizio e delle modalità di identificazione degli esercenti

(segue)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
15 febbraio 2022	59/2022/R/gas	Gas	Modalità operative per la prima applicazione in via urgente delle agevolazioni tariffarie alle imprese a forte consumo di gas naturale (imprese "gasivore") a decorrere dal 1° aprile 2022. Prima attuazione del decreto del Ministro della transizione ecologica n. 541/2021
15 marzo 2022	105/2022/R/gas	Gas	Fornitori di ultima istanza e fornitori del servizio di <i>default</i> distribuzione del gas naturale. Orientamenti per l'adeguamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio
29 marzo 2022	133/2022/R/eel	Elettricità	Orientamenti per l'attuazione dell'art. 15- <i>bis</i> del decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, in merito a interventi sull'elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili
5 aprile 2022	156/2022/R/eel	Elettricità	Orientamenti in materia di erogazione del servizio di dispacciamento alle utenze connesse ai sistemi di distribuzione chiusi, in ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato nn. 4346/2021, 4347/2021 e 4348/2021
5 aprile 2022	157/2022/R/gas	Gas	Orientamenti finali in tema di riforma del processo di conferimento della capacità di trasporto
26 aprile 2022	184/2022/R/idr	Idrico	Orientamenti per il riesame di taluni criteri per l'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato
17 maggio 2022	213/2022/R/gas	Gas	Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) – Orientamenti iniziali
31 maggio 2022	244/2022/R/tlr	Teleriscaldamento	Requisiti minimi dei misuratori del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento
14 giugno 2022	260/2022/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamento in merito alle modalità di esercizio del diritto di recesso da sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento non efficienti
28 giugno 2022	284/2022/R/eel	Elettricità	Sistemi di <i>smart metering</i> di seconda generazione (2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione – Modifiche transitorie alla regolazione per gli effetti della pandemia da Covid-19 e della carenza di semiconduttori
28 giugno 2022	288/2022/R/eel	Elettricità	Orientamenti in materia di definizione di un meccanismo automatico per il recupero degli importi dovuti e non versati da parte di gestori di sistemi di distribuzione chiusi a seguito della ritardata applicazione della regolazione vigente in materia di sistemi di distribuzione chiusi
28 giugno 2022	290/2022/R/eel	Elettricità	Orientamenti in merito alla centralizzazione nel Sistema informativo integrato delle richieste di attivazione, disattivazione, sospensione per morosità e riattivazione nel settore elettrico
5 luglio 2022	303/2022/R/eel	Elettricità	Modifiche e integrazioni alla regolazione sulle risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, in materia di tasso di remunerazione del capitale nel regime di reintegrazione e di gestione delle immobilizzazioni soggette ad ammortamento accelerato nel medesimo regime
12 luglio 2022	317/2022/R/com	Elettricità/gas	Ambito di applicazione dell'approccio ROSS e criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base – Orientamenti
19 luglio 2022	336/2022/R/gas	Gas	Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) – Orientamenti sui criteri di incentivazione ed efficientamento dell'esercizio e dello sviluppo della rete di trasporto del gas naturale

(segue)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
19 luglio 2022	337/2022/R/gas	Gas	Criteri per la formulazione delle osservazioni ai bandi di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale <i>ex art. 114-ter</i> del decreto legge 19 maggio 2020, n. 34
26 luglio 2022	360/2022/R/eel	Elettricità	Sistemi di <i>smart metering</i> di seconda generazione (2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione. Aggiornamento delle direttive per il riconoscimento dei costi per le imprese distributrici con oltre 100.000 punti di prelievo
2 agosto 2022	385/2022/R/gas	Gas	Modalità operative per l'applicazione delle agevolazioni tariffarie alle imprese a forte consumo di gas naturale (imprese "gasivore") a decorrere dal 1° gennaio 2023
2 agosto 2022	390/2022/R/eel	Elettricità	Orientamenti in materia di configurazioni per l'autoconsumo previste dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 e dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210
2 agosto 2022	391/2022/R/eel	Elettricità	Orientamenti in materia di integrazione della disciplina regolatoria definita dalla delibera dell'Autorità 16 marzo 2021, 109/2021/R/eel
2 agosto 2022	392/2022/R/eel	Elettricità	Orientamenti per la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale di cui all'art. 23, comma 3, del decreto legislativo n. 210/2021 e dell'auto-bilanciamento di cui all'art. 14, comma 10, lett. e), del medesimo decreto legislativo
2 agosto 2022	393/2022/R/eel	Elettricità	Criteri e condizioni per il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico
6 settembre 2022	412/2022/R/eel	Elettricità	Intervento urgente in materia di conguaglio di <i>load profiling</i>
13 settembre 2022	422/2022/R/eel	Elettricità	Sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica – Aggiornamento delle disposizioni e dei requisiti minimi per il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale
13 settembre 2022	423/2022/R/gas	Gas	Aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 37 del decreto legislativo n. 199/2021
22 settembre 2022	441/2022/R/com	Elettricità/gas	Aggiornamento della regolazione della bolletta 2.0: ulteriore maggiore trasparenza e sistematizzazione delle comunicazioni dell'Autorità
27 settembre 2022	449/2022/R/eel	Elettricità	Iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nei decreti legislativi nn. 210/2021 e 199/2021 in tema di mobilità elettrica
13 ottobre 2022	494/2022/R/com	Elettricità/gas	Disposizioni per la rimozione del servizio di tutela del gas naturale, la definizione delle condizioni di fornitura del gas naturale ai clienti vulnerabili e l'adeguamento di obblighi informativi per l'energia elettrica e il gas
18 ottobre 2022	502/2022/R/gas	Gas	Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) – Orientamenti finali
25 ottobre 2022	533/2022/R/eel	Elettricità	Revisione delle disposizioni in merito alla decorrenza del trattamento orario dei punti di prelievo e di immissione ai fini della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (<i>settlement</i>)
15 novembre 2022	571/2022/R/gas	Gas	Criteri per l'aggiornamento infra-periodo per gli anni 2023-2025 della Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG)

(segue)

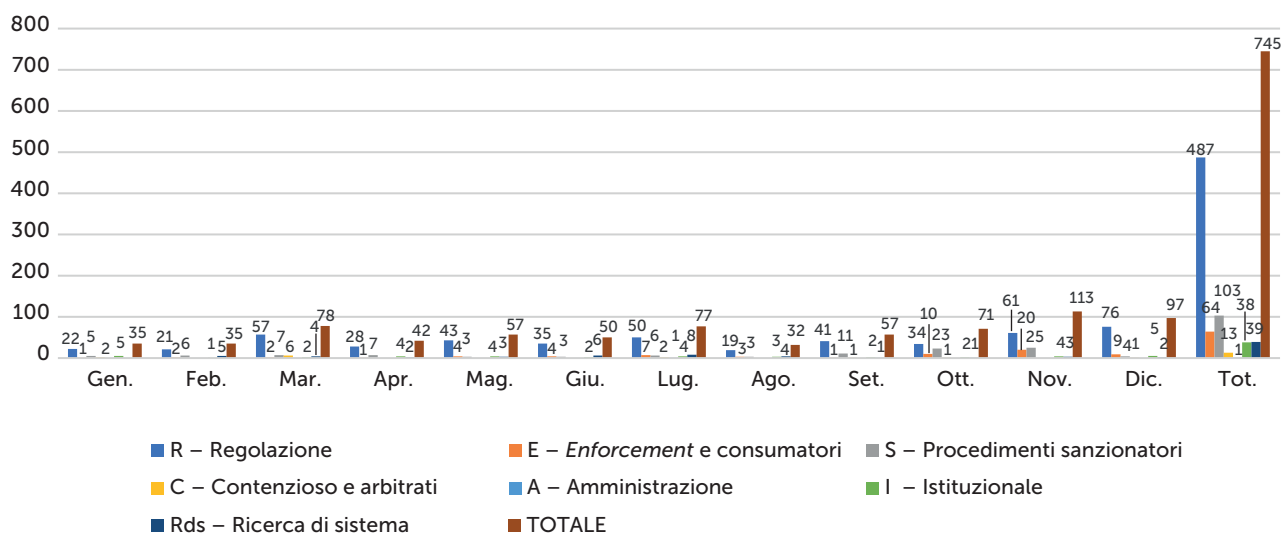
DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
15 novembre 2022	572/2022/R/gas	Gas	Aggiornamento delle disposizioni in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale in attuazione della Legge annuale per il mercato e la concorrenza
15 novembre 2022	584/2022/R/gas	Gas	Modalità attuative del servizio di interrompibilità tecnica di cui al decreto ministeriale 21 ottobre 2022
22 novembre 2022	609/2022/R/eel	Elettricità	Disposizioni urgenti per l'esecuzione nell'anno 2023 del servizio di importazione virtuale di cui all'art. 32, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n. 99
22 novembre 2022	611/2022/R/rif	Rifiuti	Sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti. Orientamenti per l'introduzione dei sistemi di perequazione connessi al rispetto della gerarchia dei rifiuti e al recupero dei rifiuti accidentalmente pescati
22 novembre 2022	615/2022/A	Amministrazione	Codice etico e di comportamento dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente
29 novembre 2022	643/2022/R/rif	Rifiuti	Primi orientamenti per la predisposizione di uno schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra ente affidante e gestore del servizio di gestione dei rifiuti urbani
29 novembre 2022	646/2022/R/com	Elettricità/Gas	Bonus sociali elettrico e gas naturale per clienti economicamente disagiati: revisione delle modalità e della frequenza di determinazione degli ammontari
6 dicembre 2022	655/2022/R/com	Elettricità/Gas	Criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base – Orientamenti finali
6 dicembre 2022	668/2022/R/com	Elettricità/Gas	Interventi di aggiornamento ed efficientamento degli obblighi informativi dei venditori a vantaggio dei clienti finali di energia elettrica e gas naturale
13 dicembre 2022	685/2022/R/eel	Elettricità	Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) – Consultazione dell'articolato
20 dicembre 2022	695/2022/A	Amministrazione	Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2023-2025
20 dicembre 2022	705/2022/R/eel	Elettricità	Primi orientamenti in merito alla riforma del processo di cambio fornitore "in 24 ore" nel settore elettrico, da attuare entro il 1° gennaio 2026, ai sensi del decreto legislativo n. 210/2021

Fonte: ARERA.

Provvedimenti adottati

I provvedimenti adottati dal Collegio dell'Autorità nel corso del 2022 sono stati complessivamente 745, in aumento del 16% rispetto all'anno precedente (erano pari a 639 nel 2021); fra questi è possibile annoverare delibere, documenti per la consultazione, memorie, pareri, rapporti, relazioni e segnalazioni.

La figura 12.1 mostra l'andamento della produzione provvedimentoale nel corso dell'anno in esame; si registra una media mensile pari a 62 provvedimenti, con picchi significativi nei mesi di marzo, luglio, novembre e dicembre (rispettivamente 78, 77, 113 e 97 atti).

FIG. 12.1 Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2022

Fonte: ARERA.

Di seguito una rappresentazione più analitica della produzione provvedimento mensile dell'Autorità per l'anno 2022 (Tav. 12.2).

TAV. 12.2 Andamento mensile della produzione provvedimento per l'anno 2022

MACRO-AREE	GEN.	FEB.	MAR.	APR.	MAG.	GIU.	LUG.	AGO.	SET.	OTT.	NOV.	DIC.	TOT.	%
R – Regolazione	22	21	57	28	43	35	50	19	41	34	61	76	487	65,37
E – Enforcement e consumatori	1	2	2	1	4	4	7	3	1	10	20	9	64	8,59
S – Procedimenti sanzionatori	5	6	7	7	3	3	6	3	11	23	25	4	103	13,83
C – Contenzioso e arbitrati	2	-	6	-	-	-	2	-	1	1	-	1	13	1,74
A – Amministrazione	5	1	2	4	4	2	4	3	2	2	4	5	38	5,10
I – Istituzionale	-	5	4	2	3	6	8	4	1	1	3	2	39	5,23
Rds – Ricerca di sistema	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1	0,13
TOTALE	35	35	78	42	57	50	77	32	57	71	113	97	745	100,00

Fonte: ARERA.

Le macro-aree più rilevanti in termini numerici sono quelle relative alla "Regolazione", cui sono riconducibili 487 atti (+16%), ovvero il 65,4% del totale degli atti adottati dall'Autorità nel corso del 2022, e, a seguire, le macro-aree afferenti: i) ai "Procedimenti sanzionatori" con 103 atti, ovvero il 13,8% del totale; ii) alle attività di "Enforcement e consumatori" con 64 atti, pari all'8,6% della produzione provvedimento; iii) all'attività di "Amministrazione", con 38 atti, pari al 5%; e iv) all'attività "Istituzionale" con 39 atti (+30%), pari a circa il 5,2% del totale. In via residuale, si pongono i provvedimenti riconducibili all'attività di "Contenzioso e arbitrati" che sono stati in numero di 13 nel 2022 (1,7%).

Di seguito una rappresentazione che mostra un confronto tra i provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2021 e quelli adottati nel 2022, suddivisi per macro-aree di intervento.

TAV. 12.3 *Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2021 e 2022, suddivisi per macro-aree di intervento*

TIPOLOGIA	2021		2022	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
R – Regolazione	418	65,41	487	65,37
E – Enforcement e consumatori	47	7,36	64	8,59
S – Procedimenti sanzionatori	80	12,52	103	13,83
I – Istituzionale	30	4,69	39	5,23
C – Contenzioso e arbitrati	18	2,82	13	1,74
A – Amministrazione	46	7,20	38	5,10
Rds – Ricerca di sistema	-	-	1	0,13
TOTALE	639	100,00	745	100,00

Fonte: ARERA.

Più in dettaglio, per quanto concerne gli atti di "Regolazione", in termini statistici si segnala un incremento del 16% del livello dell'attività provvedimento (487 atti nel 2021 rispetto ai 418 dell'anno precedente), a conferma della centralità dell'attività di regolazione nell'ambito delle funzioni esercitate dall'Autorità.

In particolare, quanto all'ambito energetico, sono stati adottati 328 provvedimenti di regolazione nel settore dell'energia elettrica, 139 provvedimenti nel settore del gas, 71 provvedimenti intersettoriali, 7 provvedimenti sui temi dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.

Quanto all'area ambiente, nel 2022 sono stati assunti 67 provvedimenti di regolazione del sistema idrico integrato, 72 provvedimenti per il settore dei rifiuti e 11 provvedimenti per il settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento.

Aumenta di oltre il 28% il dato relativo ai provvedimenti adottati a conclusione dei procedimenti sanzionatori avviati dall'Autorità, che passano da 80 del 2021 a 103 del 2022; ugualmente, si registra un significativo aumento degli atti dell'area "Enforcement e consumatori" (+36%). I dati relativi ai raggruppamenti "Istituzionale" e "Amministrazione" appaiono nel 2022 sostanzialmente allineati in numero assoluto rispetto ai valori osservati nel 2021. In diminuzione, invece, da 18 atti nel 2021 a 13 atti nel 2022, il numero di provvedimenti riconducibili alla macro-area "Contenzioso e arbitrati".

Per l'individuazione dei provvedimenti di maggiore interesse nei diversi ambiti, si rimanda alle relazioni delle Direzioni tecniche competenti.

Comunicazione

Nell'anno che sembrava destinato a segnare la ripresa economica *post-Covid-19* e il ritorno di un equilibrio nei settori di competenza dell'Autorità, gli effetti del conflitto russo-ucraino sul mercato energetico hanno scardinato qualsiasi programmazione dell'attività comunicativa.

Nei paragrafi che seguono si evidenzia con chiarezza la predominanza della comunicazione dedicata all'energia con caratteristiche più vicine alla "comunicazione di crisi" che all'ordinaria attività di comunicazione istituzionale.

Di fronte a questo quadro, la scelta è stata quella di una comunicazione *data-driven*. Le relazioni con i *media*, con i consumatori, con gli operatori e la presenza sui *social* sono state legate alla lettura dei dati, alle scelte regolatorie dell'Autorità e alla lettura del contesto nazionale e internazionale.

Questo ha portato a un approccio trasparente ma non enfatizzato del percorso di accompagnamento della crisi. Ci si è dedicati molto all'attività illustrativa e alla spiegazione dei meccanismi regolatori e di mercato, rappresentando un riferimento per tutti gli *stakeholder* che hanno avuto necessità di comprendere e raccontare la situazione energetica internazionale.

I numerosi provvedimenti del Governo sulle bollette a sostegno dei cittadini e delle imprese, seguiti dalle delibere ARERA, hanno a volte modificato target e contenuti della comunicazione, basti pensare alla platea di potenziali destinatari dei bonus, modificata con vari decreti nel corso dell'anno.

I numeri delle uscite stampa e *social* dimostrano con chiarezza quale sia stato l'effetto di posizionamento reputazionale dell'Autorità in un periodo in cui prevaleva l'approccio sensazionalistico o il racconto delle giuste rimostranze a fronte di prezzi mai raggiunti in precedenza.

Nonostante la centralità della crisi energetica, tuttavia, la prosecuzione dell'attività programmata di comunicazione ha consentito di riportare risultati tangibili.

Coerentemente con gli obiettivi fissati nel Quadro strategico a tutela del consumatore, sono state adattate con flessibilità le *home page* e le pagine interne dei siti web direttamente gestiti dall'Autorità e sono state realizzate specifiche pagine di servizio come le pagine dedicate a "fine tutela imprese" (particolarmente rilevante per accompagnare il processo di fine tutela e di servizio a tutele graduali, prima per le piccole imprese e successivamente per le micro-imprese).

Per accompagnare le scadenze della fine tutela per micro-imprese, la Direzione Comunicazione di ARERA ha progettato, a fine 2022, una campagna di comunicazione coordinata, coinvolgendo le principali associazioni nazionali di categoria e le Camere di commercio riunite in Unioncamere.

Il coordinamento si è concretizzato nella definizione di messaggi e nella personalizzazione grafica per ciascuna delle associazioni partecipanti coinvolgendo – per la prima volta – anche le numerose associazioni degli amministratori di condominio, coinvolte dalla scadenza della tutela in quanto clienti "bassa tensione – altri usi".

Con lo stesso obiettivo di servizio e semplificazione utilizzato nella comunicazione con le imprese, è stata creata la sezione "ARERA per il consumatore", accessibile dalla *home page* del sito istituzionale, che riunisce tutti gli strumenti dedicati ai clienti e utenti, domestici e non.

Alla fine del 2022 è stata progettata e avviata la realizzazione della nuova veste grafica del sito internet Sportello per il consumatore. Promossa da DCSM, DACU e DMRT e in collaborazione con Acquirente unico, nonostante gli slittamenti causati anche dall'*hackeraggio* dei siti GSE, vedrà la luce nel corso del 2023.

Sono state realizzate e presentate (con attività di ufficio stampa e organizzazione di *webinar* dedicati) le schede di *infodata journalism* illustrative dei dati della Direzione Sistemi idrici sulla qualità contrattuale e sulla qualità tecnica del sistema idrico. Sempre rimanendo in ambito idrico, ARERA ha attivamente supportato la realizzazione della campagna progettata dal Ministero della transizione ecologica "H2Orispetto per l'acqua" (www.horispettoperlacqua.it), partecipando a un *roadshow* per le città italiane e fornendo numerose informazioni e testi per la redazione di materiali illustrativi.

Una delle iniziative di comunicazione più importanti, specie in un momento delicato come quello della crisi energetica in cui è ripresa freneticamente l'attività di pressione dei *call center* sui clienti, è stata l'ideazione e realizzazione della campagna "Difenditi così".

Elaborata insieme ad AGCM in uno spirito di consolidata collaborazione istituzionale, la campagna si è sviluppata attraverso *spot* televisivi e radiofonici, attività sui *social media*, presentazioni alle testate giornalistiche e approccio multimediale.

Il punto di approdo della campagna è il sito Difenditicosi.it, realizzato anche con il contributo del gruppo di lavoro permanente ARERA-AGCM sull'attuazione del Protocollo d'intesa integrativo in materia di tutela del consumatore e attualmente in fase di affinamento. Un sito nel quale i consumatori possono trovare informazioni e consigli sui comportamenti da tenere in caso di telefonate di *call center* aggressivi.

Il supporto della Direzione Comunicazione dell'Autorità è andato anche a beneficio delle attività internazionali. In particolare, "ARERA for Balkans", WAREG, MEDREG e il progetto *Balkans Energy School* hanno avuto il supporto strategico e operativo della DCSM, in particolare in occasione del secondo forum EFRWS promosso da WAREG, nell'organizzazione del consueto appuntamento "*Electricity Forum of Regulators*", per la prima volta tenutosi a Roma in giugno, ospitando anche il *Board of Regulators* dell'ACER e la *General Assembly* del CEER.

Se è vero che la diffusione di informazioni (giornalistiche e non) ha virato decisamente verso il digitale, il 2022 ha consolidato una forte competenza acquisita dalla Direzione Comunicazione nella realizzazione di *webinar* e di dirette *streaming*. Come è possibile verificare nei paragrafi che seguono, le attività formative e informative dell'Autorità si sono intensificate durante tutto l'anno registrando un crescente interesse.

L'ufficio stampa

Anche nel 2022 la comunicazione verso i *media* dell'ARERA è stata influenzata dai grandi eventi nazionali e internazionali che hanno caratterizzato l'anno.

Se nel 2021 l'agenda dei *media*, e di riflesso quella comunicativa dell'Autorità, era stata dominata dal superamento graduale della fase acuta della pandemia e poi dalla ripresa economica, con i primi segnali del caro energia l'attenzione si è spostata sul tema del caro bollette, divenuto poi centrale, a causa dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, dopo la quale al tema dei prezzi si è aggiunto quello della sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Temi che hanno visto l'ARERA sempre coinvolta, in modo diretto e indiretto.

I dati che seguono dimostrano l'attività costante dell'ufficio stampa di relazione con i giornalisti, resa necessaria anche dal significativo incremento di giornalisti non esperti del settore energetico chiamati dalle loro redazioni a scrivere articoli e realizzare servizi su argomenti di improvvisa attualità e dal forte contenuto tecnico.

ARERA è andata ben oltre il mero lancio di comunicati stampa: ha illustrato provvedimenti propri e del Governo e contribuito a creare una conoscenza di fondo tra gli operatori dei *media*, consentendo di decodificare nel modo più corretto i risvolti energetici conseguenti alla crisi ucraina.

La crescita esponenziale delle quotazioni energetiche, con prezzi mai raggiunti in precedenza, ha imposto scelte regolatorie e provvedimenti normativi per contenere gli effetti sui consumatori finali e per garantire la sicurezza delle forniture e l'equilibrio di tutto il sistema energetico.

La strategia comunicativa di accompagnamento è stata quella di una costante interazione con le testate giornalistiche (tradizionali e digitali) fornendo dati statistici e illustrando l'effetto dei provvedimenti adottati dall'Autorità autonomamente o a seguito di indicazioni normative contenute nei provvedimenti del Governo.

In questo quadro, dominato forzatamente dai temi legati al gas e all'energia elettrica, non si è tralasciata comunque la diffusione dei principali interventi negli altri settori regolati dall'Autorità: il sistema idrico integrato, i rifiuti, il telecalore. Il tutto con un'azione integrata tra i differenti canali offerti da un panorama della comunicazione sempre più ampio e differenziato: da un lato, i mezzi più tradizionali, come gli spazi delle testate cartacee, quotidiane e periodiche, della radio e della televisione, delle testate web, ancora di fondamentale importanza per gli ampi numeri di pubblico generalista raggiunti; dall'altro, con una crescente attenzione ai *social media*, imprimendo un consolidato forte impulso a tutta la comunicazione online e sviluppando ancora i canali *social* dell'Autorità (Twitter, LinkedIn, YouTube e Facebook, con la campagna tematica "Difenditi così", in collaborazione con AGCM).

Da evidenziare, anche nel 2022, l'importanza crescente dell'appuntamento fisso settimanale all'interno del programma di approfondimento di Radio1, "Sportello Italia", con una rubrica *ad hoc* dedicata ai temi della regolazione, con la partecipazione di rappresentanti dell'Autorità.

L'analisi stampa

La *media analysis* stampa per il 2022 (che ha raccolto gli articoli pubblicati sulla stampa cartacea nel periodo gennaio-dicembre 2022) si è basata sui 7.761 articoli che hanno citato l'Autorità, un numero in aumento del 55% rispetto al 2021. I riscontri valutati con *sentiment* positivo sono il 9%, con 675 articoli (in calo rispetto al 30% del 2021), mentre sono decisamente in aumento quelli valutati come neutri (7.015, ovvero il 90%), con il *sentiment*

non negativo complessivo (positivi più neutri) che ha raggiunto il 99%, risultando superiore rispetto al 2021 (91%). Anche per ARERA, i numeri assoluti di pubblicazione e di lettura possono essere stati significativamente influenzati dalla modifica degli spazi giornalistici indotta dall'emergenza del conflitto russo-ucraino, unitamente alla questione del caro energia, crisi del gas e aumento delle bollette.

In un contesto così sensibile era prevedibile l'aumento di interesse giornalistico anche per le comunicazioni più tradizionali, come l'aggiornamento trimestrale delle tariffe.

In conseguenza del mutato sistema di indicizzazione, nel gas, della componente materia energia (CMEM), gli aggiornamenti tariffari hanno mutato le proprie caratteristiche. Il meccanismo "trimestrale previsionale" per l'elettricità e "mensile *ex post*" per il gas è stato oggetto di ripetute illustrazioni ai giornalisti, contribuendo a modificare le agende ordinarie delle redazioni.

La *readership* complessiva (dati di lettura delle singole testate rilevati attraverso indagini compiute dall'Audipress), con oltre 1 miliardo e 590 milioni di contatti, ha registrato un forte aumento del 65%, rispetto ai 937 milioni di contatti del 2021, risultando pertanto il numero più alto degli ultimi anni. Con riferimento alla *readership*, il 66% dei contatti è stato rilevato dalle testate nazionali, mentre l'altro 34% dalla stampa regionale e locale.

Per quanto riguarda i settori di interesse dell'Autorità, l'attenzione dei giornalisti della carta stampata vede primeggiare il gas (47,5% degli articoli), seguito dall'elettrico (40,5%), dal settore ambientale (5,5%) e dal settore idrico (5,5%). Tra gli argomenti trasversali di maggiore visibilità, sono risultati nettamente prevalenti quelli legati alle bollette, che hanno totalizzato 6.063 citazioni, poi l'argomento prezzi e tariffe con 3.036 citazioni. Molta rilevanza anche per gli argomenti bonus sociale, provvedimenti e sanzioni, quadro politico.

Nel 2022, in termini quantitativi (numero di articoli), è la presenza sulle testate regionali e locali a fare registrare il maggiore spazio dedicato all'Autorità, con 4.902 articoli, pari al 63% del totale; segue la stampa nazionale con il 37% (2.859 articoli). Tra questi ultimi, i quotidiani con le maggiori registrazioni sono: Il Sole 24 Ore (237), Il Messaggero (166) e Il Corriere della Sera (85).

Per quanto riguarda le testate web, secondo la *media analysis* 2022 (che ha raccolto gli articoli pubblicati sui principali siti online nel periodo gennaio-dicembre 2022) sono stati registrati 6.351 articoli che hanno citato l'Autorità su circa 32.000 uscite che citano ARERA, composte dal 38% di notizie online, portali e aggregatori, 32% di blog, 18% *tweet*, 8% quotidiani e 3% forum. Il *sentiment* generale è neutro-positivo (rispettivamente 81% e 6% in peggioramento rispetto al 2021). Emerge anche nel 2022 come i quotidiani creino più *engagement* anche a fronte di minori uscite, mentre notizie online, portali, aggregatori e blog, a parità di numero di uscite, abbiano rispettivamente una grande portata con minore *engagement* rispetto ai quotidiani. I siti che hanno ospitato le maggiori citazioni sono: IlMessaggero.it (287), IlSole24Ore.com (173), Ansa.it (141), Il Giornale.it e QuiFinanza.it (138), IlFattoQuotidiano.it (126), Corriere.it (99), Repubblica.it (94) e Fanpage.it (39). Il portale che dà maggiore visibilità è MSN.it, con i suoi 257 milioni di portata potenziale; il contenuto con maggiore *engagement* è stato un video di Geopop (canale divulgativo Fanpage) su YouTube con circa 18.000 interazioni e Mediaset Tgcom24 con 13.500 mila. Per quanto riguarda la *readership* complessiva ottenuta sul web, gli utenti raggiunti sono stati circa 5,7 miliardi, per quanto riguarda gli articoli, su un totale di 22,3 miliardi di portata potenziale di tutte le fonti web monitorate che hanno citato ARERA.

L'analisi radio e televisione

La rivoluzione dei palinsesti di radio e TV a seguito dell'emergenza del conflitto russo-ucraino, unitamente alla questione del caro energia, con un maggiore interesse verso queste tematiche appaiono evidenti anche nella *media analysis 2022 Radio-TV* di ARERA, che evidenzia un forte aumento, +150% rispetto al 2021, della presenza dell'Autorità sui canali radiotelevisivi. Sono, infatti, 960 le *clip* degli interventi in cui è stata citata direttamente l'Autorità (contro le 386 nel 2021), 715 delle quali televisive. Per quanto riguarda il *sentiment* complessivo del 2022, cioè la percezione dell'intervento, il 10,3% delle citazioni televisive è risultato positivo, mentre l'89,6% è risultato neutro e il *sentiment* non negativo complessivo (positivi più neutri) si è attestato al 99% (era all'88% l'anno precedente).

Nell'insieme, gli ascoltatori raggiunti attraverso gli spazi televisivi (*coverage* complessiva) sono stati oltre 606 milioni, un valore più che raddoppiato rispetto ai 260 milioni del 2021. La *media analysis* vede per la prima volta il maggiore spazio riservato all'Autorità sulle reti private (23%), con la prevalenza di Canale 5 e Tgcom24, mentre il servizio pubblico Rai (il 19% del totale, percentuale ridotta rispetto agli altri anni) ha avuto la prevalenza di Rai 3 e Rai 1. Per quanto riguarda la radio (245 *clip* di interventi totali), sono Rai-Radio 1 (72) e Radio 24 ad avere citato più spesso l'Autorità.

L'analisi delle tematiche più trattate evidenzia come gli argomenti legati a prezzi e tariffe e al caro bollette risultino i più frequenti: il maggiore numero di citazioni ha riguardato questa categoria rispetto alle tematiche che interessano i bonus sociali e i provvedimenti adottati dall'Autorità, coprendo più della metà di tutti gli argomenti affrontati in televisione. Situazione analoga per quanto riguarda gli spazi radio. All'interno dei temi riguardanti i *consumer*, i più visibili in televisione sono stati gli spazi dedicati ai bonus sociali acqua, luce e gas e al Portale Offerte. Identica situazione per quanto riguarda i temi con più spazi radio.

I social media

Il 2022 è stato un anno di grande crescita di ARERA sui *social media* (LinkedIn, Twitter, YouTube, Facebook). Tutti i canali, ognuno con le proprie strategie e dinamiche specifiche, hanno registrato una crescita costante e un posizionamento dei profili/pagine (istituzionali o prodotto) all'interno della "arena" *social* per quanto riguarda i settori e i temi di interesse dell'Autorità. A fine anno il pubblico fidelizzato (inteso come numero di iscritti/*follower* ai diversi profili/pagine) ha superato quota 58.000 (+28% in 12 mesi) e anche la più ampia platea dei visitatori singoli è cresciuta, aumentando l'*engagement* con riferimenti, condivisioni, commenti e menzioni su profili/pagine esterni. I contenuti autoprodotti (470) sono stati realizzati seguendo le linee guida stabilite da un piano editoriale e strategico che ha tenuto conto delle differenze di pubblico, linguaggio e *format* presenti sulle varie piattaforme utilizzate. All'attività di comunicazione "attiva" – focalizzata sulla produzione e diffusione di contenuti relativi a servizi, attività e iniziative di ARERA in ambito nazionale e internazionale e sulla divulgazione degli interventi e delle partecipazioni del *management* – già dal 2021 è stata affiancata un'attività di monitoraggio che, nel corso del 2022, si è intensificata a causa dei volumi altissimi di "buzz" che hanno caratterizzato tutto l'anno. Si segnalano ben 75.000 citazioni web e *social* che hanno consentito di raggiungere 100 miliardi di lettori/*user* e un *engagement* di 658.000 utenti, segnando i tre dati *performance* di miglioramento di oltre il 200% rispetto al 2021.

L'attualità geopolitica e i conseguenti rincari delle materie prime energetiche hanno prodotto sui *social media* in particolare, ma anche sugli altri canali digitali (siti di *news* online, blog, aggregatori di notizie, *newsletter*, riviste), un aumento esponenziale dei contenuti relativi alle tematiche regolate dall'Autorità.

Questo ha confermato, anche nel 2022, il ruolo strategico dei *social* di informazione, dialogo, ascolto, divulgazione e comunicazione, uno strumento innovativo accanto a quelli più tradizionali dell'ufficio stampa. I *social* sono stati, ad esempio, inseriti nell'ambito della programmazione delle campagne di comunicazione. A fine giugno, l'avvio della campagna sponsorizzata sui *call center* aggressivi, "Difenditi così" (organizzata congiuntamente da ARERA e AGCM), ha provocato un aumento esponenziale delle visualizzazioni grazie ai contenuti realizzati *ad hoc* da un fornitore esterno e con un budget dedicato alle sponsorizzazioni di quei contenuti, con ricadute positive anche sui contenuti organici dei canali.

È proseguita l'attività di *employee advocacy*, incoraggiando i dipendenti a seguire gli *account* ufficiali dell'Autorità, a condividerne i contenuti diffusi dai canali *social*, a farsi parte attiva della pubblicazione e approfondimento di specifici aspetti; questo con lo scopo di aumentare lo spirito di appartenenza all'istituzione e il sentirsi "ambassador", come da migliori pratiche nazionali e internazionali. In occasione della cerimonia della *Relazione Annuale* è stata ampliata/intensificata l'attività degli *ambassador* di ARERA che ha coinvolto i dipendenti nella pubblicazione di *post* e articoli su argomenti pertinenti le attività degli uffici e direzioni di appartenenza, quali "teaser" dei contenuti poi espressi nella *Relazione Annuale*. Questi contenuti sono stati poi rilanciati dalla pagina LinkedIn ARERA con un effetto moltiplicatore sul numero delle visualizzazioni, a cui vanno ad aggiungersi quelle registrate dai singoli profili. La collaborazione con i profili personali degli *ambassador* ha migliorato la fiducia nell'istituzione, la sua vicinanza alle persone e un *engagement* tra i dipendenti.

La pagina aziendale di ARERA su LinkedIn (www.linkedin.com/company/arera), nata nel 2019, è rivolta prevalentemente a professionisti, imprese, associazioni, istituzioni, enti e mondo accademico. Nella pagina istituzionale vengono pubblicati i video dei seminari, le principali delibere, determine e consultazioni, gli esiti delle riunioni del Collegio, gli appuntamenti e i convegni, bandi e avvisi, *report*, schede e approfondimenti dedicati, coinvolgendo anche il personale di ARERA nella proposizione di temi e condivisione dei *post*. L'insieme di queste attività e l'interesse per l'attualità dei temi trattati hanno fatto crescere anche nel 2022 il numero dei *follower* organici di ben il 40%, arrivando a superare quota 41.000 a fine anno, con alti tassi di interesse e *click through rate*. Inoltre, l'interazione con i *follower* ha consentito di efficientare il lavoro degli uffici, rispondendo in tempo reale a commenti e richieste di chiarimento degli *stakeholder* (utenti, associazioni, aziende). A ottobre, sempre su LinkedIn, è stata poi chiusa la pagina vetrina "ARERA for Balkans", nata con l'intento di promuovere le attività dell'ARERA nei Balcani e di raggiungere destinatari italiani e stranieri presenti in diversi paesi, la cui funzione si è esaurita con la nascita contestuale della *Balkan Energy School*.

A partire da giugno, la pagina prodotto di Facebook "Il Portale Offerte", nata con la campagna di comunicazione del 2019, è stata trasformata nella pagina "Difenditi così" (www.facebook.com/Difenditicosi/), cambiando nome e finalità pur mantenendo lo stesso pubblico di riferimento: i consumatori domestici e il tema energia. Da spazio di promozione del comparatore di offerte di ARERA (e in generale delle informazioni più interessanti per i consumatori), la pagina è divenuta strumento di diffusione dei contenuti *visual* della campagna contro i *call center* aggressivi.

La conversione è avvenuta mantenendo e sfruttando la *fan base* (numero di *follower*), già acquisita e perfettamente in target con la campagna (2.800 *fan*), ma adeguandone la grafica e le informazioni e conservando tutti i precedenti *post* già pubblicati.

Per il profilo Twitter (@ARERA_it) è proseguita in maniera costante l'attività di acquisizione organica di *follower* e l'attività generata dal profilo, maggiormente sintonizzato sull'ascolto dei diversi dibattiti soprattutto in occasione di eventi ricorrenti come la comunicazione degli aggiornamenti tariffari per energia elettrica e gas. I contenuti si sono concentrati sulla diffusione dei principali provvedimenti, sugli esiti delle riunioni del Collegio, sugli interventi dei componenti del Collegio e dei direttori sui *media*, nelle Commissioni parlamentari, nei convegni. La *reputation* e il consolidamento del *brand* "ARERA" hanno portato anche nel 2022 a un aumento dei *follower* di oltre l'8% (da 12.000 a oltre 13.000).

Il canale YouTube (www.youtube.com/c/ARERAAutoritaRegolazioneEnergiaRetieAmbiente) ha superato nel corso dell'anno i 1.000 iscritti, arrivando a chiudere i 12 mesi a quota 1.300 (+44%). Un forte impulso all'aumento di visibilità del canale è arrivato dalla campagna "Difenditi così" che a luglio ha toccato il picco di 2,9 milioni di visualizzazioni.

Eventi e seminari

Gli eventi dell'Autorità costituiscono un efficace strumento di ausilio alla diffusione della conoscenza delle funzioni e dei compiti istituzionali dell'Autorità e alla divulgazione delle tematiche di maggiore rilievo.

Nel 2022 la modalità degli eventi, che nell'anno precedente era stata prevalentemente online, è tornata a essere, in parte, in presenza. Convegni, seminari, *workshop*, tavoli di lavoro, incontri con gli *stakeholder* e la presentazione della *Relazione Annuale* dell'Autorità alle due Camere parlamentari e al Governo si sono svolti infatti in presenza o in modalità mista, continuando a sfruttare i vantaggi delle piattaforme digitali, nell'uso delle quali si è speso un notevole impegno progettuale e realizzativo.

Grazie alla commistione delle modalità di partecipazione agli eventi, i risultati sono stati notevoli. I numeri di ciascun evento sono riscontrabili nel sito dell'Autorità.

Ha funzionato il *format* definito dalla Direzione Comunicazione per gestire le operazioni di iscrizione, il cerimoniale, i prodotti promozionali, editoriali e multimediali collegati a ogni singolo evento.

La Direzione, inoltre, non ha smesso di investire nel *format* online (*webinar* e dirette in *streaming*), in quanto strumento valido ed efficace che consente l'ampliamento della platea dei partecipanti.

Di seguito si riportano i principali eventi organizzati e promossi dall'Autorità nel corso del 2022:

- il seminario "La transizione ecologica nel settore idrico. Quali strumenti efficaci a supporto dell'efficienza energetica?" (*webinar*, 16 marzo), che ha aperto al dibattito intorno alla conoscenza e all'utilità degli strumenti di efficienza energetica in un quadro generale e specifico per settore idrico;
- il seminario "Bonus sociale idrico: modalità attuative" (*webinar*, 8 e 13 aprile), che ha riguardato le modalità applicative del nuovo meccanismo di riconoscimento automatico del bonus sociale idrico agli aventi diritto;

- l'evento "Consiglio di Stato – ARERA: giornata di studi su energia, reti ed ambiente" (Roma, Palazzo Spada, 13 maggio), organizzato in collaborazione con l'Ufficio Studi della giustizia amministrativa e avente a oggetto un corso di formazione con la finalità di approfondire il tema della transizione ecologica;
- il seminario "La procedura di reclamo tra operatori/produttori contro un gestore di rete ex delibera 188/2012/e/com: profili generali ed aspetti applicativi" (*webinar*, 25 maggio), che ha illustrato i profili generali della disciplina di trattazione dei reclami da parte di ARERA, con particolare riferimento alle modalità di presentazione, nonché all'esposizione di alcuni esempi di applicazione della procedura emersi nelle decisioni giurisdizionali adottate;
- il convegno "Servizi idrici: risultati di qualità" (Milano, Centro Congressi Fast, 15 giugno), rivolto a enti di governo dell'ambito, gestori, consumatori e altri *stakeholder*, che ha illustrato i risultati della qualità dei servizi idrici a seguito della pubblicazione da parte di ARERA degli esiti del meccanismo incentivante della qualità tecnica per il biennio 2018-2019;
- il seminario "Ambito dell'applicazione dell'approccio ROSS e criteri di determinazione del costo riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base" (*webinar*, 11 ottobre), rivolto a operatori e utenti delle reti elettriche e gas, in cui si è approfondito il documento per la consultazione 14 luglio 2022, 317/2022/R/com, recante i criteri di determinazione del costo storico riconosciuto secondo l'approccio ROSS-base;
- il seminario "Iniziativa regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi" (*webinar*, 4 novembre), in cui si è approfondito il documento per la consultazione 30 settembre 2022, 449/2022/R/eel, recante "Iniziativa regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nel DLgs n. 210/2021 e nel DLgs n. 199/2021 in tema di mobilità elettrica";
- le audizioni periodiche dell'Autorità, che si sono svolte online nei giorni 28 e 30 novembre, ai sensi del regolamento (delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A), e sono state incentrate sul tema "Crisi energia: prospettive e proposte settoriali".

La Direzione Comunicazione ha, inoltre, supportato lo svolgimento degli incontri dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento:

- "Il teleriscaldamento sostenibile e flessibile" (incontro online, 18 febbraio);
- "Settimo incontro del Forum" (incontro online, 27 aprile).

Per un maggiore dettaglio sugli incontri dell'Osservatorio, si veda il paragrafo "Accountability, trasparenza e anticorruzione" al Capitolo 2 del presente Volume.

Sul fronte interno, la Direzione Comunicazione ha continuato a supportare l'*Academy*, progetto avviato nel 2021 su iniziativa della Direzione Legale dell'Autorità, consistente in un ricco programma di corsi di formazione per il personale interno tenuti da funzionari dell'ARERA o da relatori esterni. In particolare, la Direzione Comunicazione si è occupata della parte promozionale, della gestione dei *webinar* e della raccolta e diffusione dei materiali di studio e approfondimento. Nel corso dell'anno 2022 si sono tenuti 13 *webinar* sui seguenti argomenti:

- Il sindacato del Giudice amministrativo sugli atti dell'Autorità (18 febbraio);
- Qualità del servizio idrico integrato: prima applicazione del meccanismo incentivante di qualità tecnica e *benchmarking* delle prestazioni di qualità contrattuale (4 marzo);
- Infrastrutture energetiche: il quadro vigente delle regole europee e la revisione del regolamento TEN-E (25 marzo 2022);
- 2022: un anno fuori dall'ordinario (1° aprile);

- *Power price crisis in the EU: unveiling current policy responses and proposing a balanced regulatory remedy – a discussion with Tim Schittekatte – postdoc associate, Massachusetts Institute of Technology (MIT)* (8 aprile);
- Diversità di genere e inclusione. Regole, strumenti e benefici (20 maggio);
- Servizi ancillari: come consumatori e GD possono diventare fornitori (1° luglio);
- *LookOut Elemens – mercato elettrico Q2-2022* (8 luglio);
- La motivazione del provvedimento amministrativo con particolare riferimento alle delibere dell'ARERA (22 luglio);
- Corso sulla regolazione del settore gas (9 settembre);
- Previsioni di prezzo al 2050 – *LookOut Elemens* (14 ottobre);
- Linee guida aiuti di stato in materia di clima, protezione ambientale ed energia (CEEAG). La politica della concorrenza a sostegno della transizione verde – I e II sessione (18 ottobre-18 novembre);
- Tassonomia UE e settori regolati: un nuovo paradigma per la sostenibilità ambientale, con focus sul settore idrico (16 dicembre).

Merita attenzione la cerimonia per la presentazione, al Parlamento e al Governo, della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, che nel 2022 si è tenuta in presenza il 15 luglio presso l'Aula dei Gruppi parlamentari della Camera dei deputati.

La gestione dell'evento comporta attività di logistica, di cerimoniale, di ufficio stampa, di documentazione, anche fotografica. La presentazione è stata seguita anche via *streaming* sui canali istituzionali web e *social* della Camera e dell'Autorità, oltre che in diretta televisiva sul TG di Rai 2.

I due volumi della *Relazione Annuale*, una sintesi e il testo del discorso del Presidente hanno costituito il riferimento fondamentale della presentazione.

Il sito web istituzionale

Nel corso del 2022, nel sito istituzionale dell'Autorità (www.arera.it) sono state realizzate nuove sezioni dedicate a temi di attualità, valorizzate anche da *banner* nella *home page*.

Per il *target* consumatori è stata progettata la nuova pagina "ARERA per il consumatore" con la finalità di offrire un unico punto di accesso ai tre principali servizi destinati ai piccoli consumatori: Portale Consumi, Portale Offerte, Sportello per il consumatore. L'indirizzo della nuova pagina, www.arera.it/consumatori dal 2023 viene riportato su tutte le bollette dei clienti serviti in maggior tutela e in tutela gas.

La creazione della nuova pagina ha richiesto modifiche anche nella *home page* del sito, con la creazione di un *banner* di accesso e la razionalizzazione degli spazi dedicati alle novità in primo piano e agli atti di recente pubblicazione.

Sempre per i consumatori sono state riorganizzate e rieditate le pagine relative ai bonus sociali in seguito alle modifiche normative in materia, mentre per l'Atlante per il consumatore è stata realizzata una nuova sezione dedicata al teleriscaldamento e sono stati razionalizzati e semplificati i menu degli altri settori.

Dal mese di ottobre 2022 e a seguito dell'introduzione del nuovo metodo di calcolo (delibera 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas) è stata pubblicata una nuova sezione per la componente del prezzo del gas a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale ($C_{MEM,m}$), applicata ai clienti ancora in tutela e aggiornata su base mensile, e conseguentemente sono state riorganizzate le pagine sui prezzi e le tariffe, le schede di confrontabilità e i grafici.

Parallelamente è stata progettata anche una pagina, che prevede un aggiornamento mensile, dedicata alla "stima spesa annua" da inserire nelle schede di confrontabilità.

Per la sezione dei dati statistici, sono stati implementati ulteriori dati per il monitoraggio *retail*, sono state realizzate infografiche per il settore idrico in collaborazione con REF Ricerche e pubblicati grafici con i dati semestrali relativi al Servizio conciliazione.

Per facilitare la navigazione relativa ad alcuni atti del Collegio, è stata realizzata una nuova voce del menu principale con elenco delle memorie e delle segnalazioni del Collegio.

Invece, per accompagnare le esigenze di approfondimento degli operatori dei vari settori, sono state riprogettate o aggiornate pagine specifiche sul Massimario, sullo *smart metering*, sulle isole minori non interconnesse, sul servizio a tutele gradualità, sul Servizio conciliazione e sullo Sportello per il consumatore.

Nel 2022, l'Autorità ha aderito all'accordo quadro Consip per servizi applicativi in ottica *cloud* e PMO e ha dato avvio a un progetto di reingegnerizzazione completa del sito web, che verrà portato avanti nel corso del 2023. Scopo del progetto è una riqualificazione completa del sito che lo renda più fruibile e rispondente alle esigenze dei cittadini e conforme alle normative vigenti in termini di accessibilità e fruibilità, secondo le linee guida di *design* per i siti internet e i servizi digitali della pubblica amministrazione di AgID e Designers Italia.

Comunicazione tecnica

Per comunicare correttamente e in modo tempestivo i contenuti dei propri provvedimenti, caratterizzati da elementi tecnici spesso anche molto complessi, l'Autorità pubblica sul proprio sito internet – contestualmente alle principali delibere – le c.d. "schede tecniche".

Si tratta di documenti divulgativi che utilizzano un linguaggio semplificato, seppure rigoroso, in modo da permettere una corretta comprensione, anche da parte di un pubblico non specializzato, dei principali provvedimenti di carattere generale adottati in tema di energia e di ambiente.

Nell'anno 2022 sono state redatte 40 schede tecniche; tra i principali fruitori si annoverano i giornalisti, specializzati e non, che le considerano utili ausili per la redazione dei propri articoli.

Biblioteca

L'Autorità dispone di una biblioteca specializzata nei settori oggetto di regolazione e, di anno in anno, ha ampliato le risorse bibliografiche e svolto un processo di informatizzazione delle medesime.

Anche in risposta alle sfide poste dall'emergenza epidemiologica da Covid-19, si è assistito a un forte impulso verso la digitalizzazione della documentazione. Il vantaggio è stato duplice: una maggiore fruibilità delle risorse bibliografiche, in particolare banche dati e periodici, da parte dei dipendenti, anche tramite accesso da remoto mediante PC, e un efficientamento nella gestione delle suddette risorse.

Nel corso del 2022 il patrimonio bibliotecario è stato ulteriormente ampliato: tra documentazione cartacea e digitale, i titoli, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia, sono più di 5.000. Sono, inoltre, consultabili, su carta o online, 100 riviste di carattere giuridico-economico, tutte relative ai campi di interesse dell'Autorità. Inoltre, sono in dotazione 17 banche dati in ambito economico, statistico e giuridico. Con riferimento a queste ultime, per migliorarne l'utilizzo da parte dei dipendenti, sono stati organizzati nel corso dell'anno, su iniziativa della responsabile del servizio, alcuni *webinar* di formazione.

La biblioteca è collegata al circuito ESSPER, il cui servizio di *document delivery* consente di ampliare la consultazione del patrimonio documentario, mettendo a disposizione una banca dati di spoglio costituita da più di 1.742 titoli italiani.

Risorse umane

A seguito delle disposizioni di cui all'art. 7, comma 6, del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21 la pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità è stata incrementata di 25 unità, da inquadrare nella carriera dei funzionari. Con delibera 27 luglio 2022, 353/2022/A, si è rideterminata la pianta organica dell'Autorità per un totale di 260 unità di personale di ruolo e 20 unità di personale a tempo determinato.

Al 31 dicembre 2022 erano in servizio 228 dipendenti di ruolo (16 dei quali dirigenti, 164 funzionari, 46 operativi, 2 esecutivi), 19 dipendenti con contratto a tempo determinato e 4 unità acquisite in comando, distacco o fuori ruolo da altre amministrazioni pubbliche. L'Autorità può contare, per le verifiche ispettive, anche sulla collaborazione di personale dalla Guardia di Finanza in disponibilità di impiego nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa. Il personale dipendente ha un'età media indicativamente di 50 anni; oltre il 90% è laureato.

TAV. 12.4 Personale di ruolo dell'Autorità in servizio al 31 dicembre 2022

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	16
Funzionari	164
Operativi	46
Esecutivi	2
TOTALE	228

Fonte: ARERA.

TAV. 12.5 *Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2022 per tipo di contratto e qualifica*

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI, DISTACCHI E FUORI RUOLO
Dirigenti	16	7 ^(A)	1
Funzionari	164	3	3
Operativi	46	9	0
Esecutivi	2	0	0
TOTALE	214	15 ^(A)	4

(A) È conteggiato anche un dirigente in aspettativa.

Fonte: ARERA.

Nella tavola 12.6 viene riportata la retribuzione annua lorda, in euro, con riferimento al livello base di ciascuna qualifica. Le tabelle stipendiali sono aggiornate al 1° gennaio 2019 sulla base del trattamento dell’Autorità garante della concorrenza e del mercato. L’Autorità applica ai componenti del Collegio e ai dirigenti apicali, a decorrere dal 1° maggio 2014, il tetto massimo retributivo di 240.000 euro annui, al lordo dei contributi e degli oneri fiscali a carico del dipendente.

TAV. 12.6 *Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2022*

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore centrale	197.186,34	Primo funzionario	120.179,91	Impiegato	66.848,88	–	–
Direttore	157.790,78	Funzionario I	93.762,89	Coadiutore	56.279,04	Commesso capo	51.173,64
Direttore aggiunto	141.431,89	Funzionario II	73.877,56	Aggiunto	44.062,15	Commesso	38.814,67
		Funzionario III	63.194,41	Applicato	39.532,22	–	–

Fonte: ARERA.

L’anno 2022 ha visto innanzitutto l’indizione di bandi di concorso per complessive 26 unità di personale di carriera funzionale, nonché l’assunzione in ruolo di 10 unità di personale di carriera funzionale e operativa che prestavano servizio in Autorità in ragione di provvedimenti di comando da altre pubbliche amministrazioni o Autorità indipendenti.

Nell’ambito delle relazioni sindacali, si è disposto il riallineamento tabellare ad AGCM e si è dettata una disciplina per il trattamento giuridico ed economico del personale in comando immesso nei ruoli da altra pubblica amministrazione.

L’Autorità collabora con diverse Università per la realizzazione di attività di comune interesse legate alla didattica, alla formazione e alla ricerca nei settori dell’energia elettrica, del gas, dell’acqua, del telecalore, nonché del ciclo dei rifiuti. Sono 6 le convenzioni attive con le Università e, in questo quadro, 6 gli assegni di ricerca finanziati nel 2022.

Gestione economico-finanziaria

L'Autorità utilizza un sistema contabile integrato: alla contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio si collega una contabilità analitica ed economico-patrimoniale, che supporta la programmazione finanziaria e consente la gestione delle risorse. L'esercizio finanziario trae origine da un bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio.

TAV. 12.7 Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)

	2021	2022
ENTRATE DELLA GESTIONE	66,03	76,16
Contributo a carico dei soggetti regolati	58,83	76,09
Altre entrate	7,20	0,07
SPESE DELLA GESTIONE	(64,33)	(65,58)
Spese correnti	(64,12)	(65,04)
– Personale in servizio (retribuzioni lorde, contributi carico ente, mensa ecc.)	(37,23)	(40,63)
– Imposte e tasse a carico dell'ente	(2,49)	(2,74)
– Acquisto di beni e servizi	(14,45)	(13,79)
– Rimborsi e poste correttive delle entrate	(1,41)	(1,37)
– Altre spese correnti	(2,96)	(0,93)
Trasferimenti al bilancio dello Stato e ad altre pubbliche amministrazioni	(5,58)	(5,58)
Spese in conto capitale	(0,21)	(0,54)
Variazione dei residui attivi	(0,00)	(0,21)
Variazione dei residui passivi	0,56	0,63
Avanzo vincolato accantonamento fondo quiescenza personale	(3,18)	(2,98)
Avanzo accantonato spese ristrutturazione immobile	0,00	(4,93)
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE LIBERO	9,30	13,57

Fonte: ARERA.

L'Autorità si è rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzioni della spesa poste a carico di determinate amministrazioni pubbliche (si vedano il decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, come convertito dalla legge 30 luglio 2010, n. 122; il decreto legge 6 luglio 2012, n. 95, come convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 135; il decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge 23 giugno 2014, n. 89; il decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 114; da ultima, la legge 27 dicembre 2019, n. 160). Nel corso dell'esercizio 2022, la somma versata al bilancio dello Stato è risultata di circa 5,5 milioni di euro.

L'Autorità non grava, in modo diretto o indiretto, sul bilancio dello Stato. Ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo versato dai soggetti operanti nei settori regolati. Tale contributo, in base alla legge istitutiva, può raggiungere al massimo l'1% dei ricavi. L'Autorità ogni anno propone alla Presidenza del Consiglio dei ministri lo spettro delle aliquote contributive relative all'anno in corso. Per l'anno 2022, su proposta dell'Autorità, è stata sensibilmente ridotta l'aliquota contributiva a carico dei soggetti regolati per il settore dell'energia elettrica e del gas (fissata allo 0,25% dei ricavi rispetto allo 0,31% del 2021, oltre a un contributo aggiuntivo pari

allo 0,02% dei ricavi richiesto ai soggetti che svolgono attività infrastrutturali a tariffa). Sono rimaste invariate anche le aliquote dei soggetti regolati per il settore idrico e per quello dei rifiuti, che già erano più contenute (pari, rispettivamente, allo 0,27% e allo 0,30%).

La principale voce sul versante delle uscite dell'Autorità è naturalmente rappresentata dalle spese per il personale, che hanno raggiunto, nel 2022, i 40,63 milioni di euro.

Le indennità percepite dai componenti del Collegio – che, come quelle degli organi di vertice di altre autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprendente – sono determinate ai sensi dell'art. 23-ter del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, come convertito dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214, dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 marzo 2012, e, da ultimo, dall'art. 13 del decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge 23 giugno 2014, n. 89.

L'Autorità esternalizza alcuni servizi strumentali, mediante le ordinarie procedure di affidamento previste dalla vigente normativa in materia. Le procedure sono espletate utilizzando gli strumenti di negoziazione messi a disposizione da Consip. L'Autorità si avvale, inoltre, di collaborazioni previste dalle norme e dai regolamenti (Collegio dei revisori, Nucleo di valutazione, Consiglieri giuridici). La spesa complessiva per l'acquisto di beni e servizi è risultata in calo, principalmente in ragione della diminuzione delle spese di natura informatica necessarie per la gestione dell'attività istituzionale dell'Autorità, per le quali si era verificato un aumento negli esercizi precedenti per assicurare la gestione lavorativa, tramite informatizzazione, durante il periodo pandemico, a causa della cessazione di ogni forma di lavoro in somministrazione.

Le spese in conto capitale (0,54 milioni di euro) sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, impianti, materiale bibliografico e per lavori relativi alla nuova sede di Milano, acquistata sulla base di quanto consentito dall'art. 22 del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 114. L'Autorità non è proprietaria di alcun tipo di autoveicolo.

A valle della determinazione dell'avanzo di esercizio si è provveduto a vincolarne una parte per il trattamento di quiescenza del personale e a seguito dell'adeguamento dei prezzari, avvenuto nel 2022, per i lavori di ristrutturazione della sede di Milano. L'avanzo libero complessivo è pertanto determinato in 13,57 milioni di euro.

Raccolte dati e strumenti informatici

La raccolta dei dati da parte dei soggetti regolati costituisce la base essenziale per tutte le attività di regolazione e vigilanza proprie dell'Autorità.

Al 31 dicembre 2022 erano attive più di 140 raccolte dati con finalità, complessità e obiettivi diversi, che andavano dalla gestione delle anagrafiche degli operatori a quella del contributo di funzionamento proprio dell'Autorità, fino alle raccolte di dati economici e di bilancio e a quelle dei dati necessari per la determinazione delle tariffe dei servizi regolati e per il monitoraggio della qualità dei servizi.

Per la predisposizione di basi di dati adeguate alla successiva analisi ed elaborazione da parte del personale dell'Autorità, è stato implementato un sistema di gestione delle raccolte dati evoluto e flessibile, in grado di soddisfare i requisiti di efficienza, complessità e gestione che nel corso degli anni si sono progressivamente manifestati al crescere delle responsabilità regolatorie (e, conseguentemente, delle esigenze di raccolta dei dati) in carico ad ARERA.

Inoltre, l'Autorità negli ultimi anni ha investito nell'acquisizione della piattaforma SAS, leader di mercato nel campo dell'analisi e della reportistica su grandi moli di dati, con l'obiettivo specifico di rendere disponibile una soluzione potente, versatile e centralizzata per supportare esigenze di elaborazione dei dati sempre più evolute e complesse.

Smart working e lavoro agile

Negli ultimi anni è emersa in maniera sempre più evidente, anche grazie alla disponibilità di dispositivi personali evoluti, l'esigenza di potere svolgere il proprio lavoro con le medesime modalità a prescindere dal luogo in cui ci si trova e dallo strumento con il quale si accede ai servizi informatici.

In questo senso ARERA ha avviato, a partire dal 2018, un progetto pluriennale di ammodernamento volto a garantire sia la fruibilità dei servizi informatici da qualsiasi dispositivo (PC, tablet, cellulari, ecc.), assicurando coerenza di funzionalità e di *user experience*, sia l'indipendenza tra fruibilità dell'informazione e disponibilità degli strumenti informatici, al fine di permettere agli utenti di lavorare anche usando dispositivi personali o pubblici, garantendo al contempo la sicurezza e la riservatezza delle informazioni nel rispetto delle normative vigenti.

Dal punto di vista dell'ottimizzazione dei processi dell'Autorità (e del relativo incremento di efficienza che ne consegue), è stato seguito un approccio fortemente incentrato sulla condivisione delle informazioni, anche grazie a strumenti di *office automation* basati sul *cloud*, che implementa una logica collaborativa nelle attività di preparazione, redazione e verifica di documenti e studi, nonché una pianificazione efficiente delle attività dei singoli Uffici.

A questo fine è stata introdotta un'infrastruttura di *Enterprise Content Management* (ECM) che consente di orientare la gestione documentale in Autorità in un contesto di dematerializzazione e ottimizzazione dei flussi informativi/documentali che, tra le altre cose, prevede una gestione integrata dei processi documentali che permette un ciclo di vita dei documenti condiviso dalle varie applicazioni, controllato e affidabile in tutte le sue fasi, dall'acquisizione alla conservazione.

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Comunicazione Specialistica e Mass Media

Piazza Cavour 5, 20121 Milano
Tel. 02 655 651
e-mail: info@arera.it

Maggioli Editore

Impaginazione e grafica

AB Comunicazioni

Stampa

Maggioli Editore



