



RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2018

Volume I Stato dei Servizi

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Guido Bortoni	<i>Presidente</i>
Alberto Biancardi	<i>Componente</i>
Rocco Colicchio	<i>Componente</i>
Valeria Termini	<i>Componente</i>

Capitolo 1. Contesto internazionale e nazionale	pag.	2
 Mercati internazionali dei prodotti energetici	pag.	3
Mercato internazionale del petrolio	pag.	4
Mercato internazionale del gas naturale	pag.	9
Mercato internazionale del GNL	pag.	16
Mercato internazionale del carbone	pag.	18
 Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione	pag.	21
 Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea	pag.	23
Prezzi dell'energia elettrica	pag.	24
Prezzi del gas	pag.	31
 Domanda e offerta di energia in Italia	pag.	36
Capitolo 2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico	pag.	42
 Domanda e offerta di energia elettrica nel 2017	pag.	43
 Mercato e concorrenza	pag.	46
Struttura dell'offerta di energia elettrica	pag.	46
Infrastrutture elettriche	pag.	56
Mercato all'ingrosso	pag.	68
Mercato dei Titoli di efficienza energetica	pag.	74
Mercato finale della vendita	pag.	75
 Prezzi e tariffe	pag.	106
Tariffe per l'uso delle infrastrutture	pag.	106
Prezzi del mercato al dettaglio	pag.	107
 Qualità del servizio	pag.	114
Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	pag.	114
Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	pag.	118
Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	pag.	128
Capitolo 3. Struttura, prezzi e qualità nel settore gas	pag.	138
 Domanda e offerta di gas naturale	pag.	139
 Mercato e concorrenza	pag.	142
Struttura dell'offerta di gas	pag.	142
Infrastrutture del gas	pag.	148
Mercato all'ingrosso del gas	pag.	167
Mercato finale al dettaglio	pag.	177
Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali	pag.	193
 Prezzi e tariffe	pag.	197
Tariffe per l'uso delle infrastrutture	pag.	197

Prezzi del mercato al dettaglio	pag. 203
Condizioni economiche di riferimento	pag. 204
Qualità del servizio	pag. 211
Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale	pag. 211
Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas	pag. 214
Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale	pag. 222
Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas	pag. 226
Capitolo 4. Struttura del mercato e prezzi nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento	pag. 230
Struttura del mercato e concorrenza	pag. 231
Stato di diffusione del servizio	pag. 231
Caratteristiche dell'offerta	pag. 232
Caratteristiche della domanda	pag. 234
Operatori del servizio di telecalore	pag. 235
Prezzi del servizio	pag. 236
Prezzi di fornitura	pag. 236
Contributi di allacciamento	pag. 237
Capitolo 5. Stato dei servizi idrici	pag. 240
Investimenti e tariffe	pag. 241
Stato delle approvazioni tariffarie per il secondo periodo regolatorio 2016-2019	pag. 241
Caratteristiche degli schemi regolatori approvati dall'Autorità	pag. 244
Variazioni tariffarie e investimenti	pag. 249
Qualità contrattuale del SII	pag. 257
Qualità tecnica del SII	pag. 282
Investimenti pianificati nei Programmi degli Interventi	pag. 282
Lo stato degli indicatori di qualità tecnica	pag. 286

Indice delle tavole

Tav. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale (PIL)	pag.	4
Tav. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2013 al 2017 e previsione per il 2018	pag.	5
Tav. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2013 al 2017 e previsione per il 2018	pag.	6
Tav. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC	pag.	7
Tav. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno dal 2014	pag.	7
Tav. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo	pag.	10
Tav. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE	pag.	10
Tav. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea	pag.	11
Tav. 1.9	Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza	pag.	12
Tav. 1.10	Principali paesi importatori ed esportatori di GNL	pag.	17
Tav. 1.11	Commercio globale di GNL nel 2017	pag.	17
Tav. 1.12	Mercato Internazionale del carbone	pag.	20
Tav. 1.13	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2017	pag.	25
Tav. 1.14	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2017	pag.	29
Tav. 1.15	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2017	pag.	31
Tav. 1.16	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2017	pag.	34
Tav. 1.17	Bilancio energetico nazionale nel 2016 e nel 2017	pag.	37
Tav. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2016 e nel 2017	pag.	43
Tav. 2.2	Bilancio degli operatori del settore elettrico nel 2017	pag.	44
Tav. 2.3	Produzione lorda per fonte 2013-2017	pag.	46
Tav. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti	pag.	47
Tav. 2.5	Produttori, impianti e generazione nel 2017 per fonte	pag.	47
Tav. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2017	pag.	51
Tav. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2017	pag.	51
Tav. 2.8	Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2017	pag.	52
Tav. 2.9	Presenza territoriale degli operatori nel 2017	pag.	52
Tav. 2.10	Asset della Rete di trasmissione nazionale	pag.	56
Tav. 2.11	Capacità di interconnessione con l'estero	pag.	57
Tav. 2.12	Attività dei distributori elettrici dal 2011	pag.	59
Tav. 2.13	Composizione societaria dei distributori nel 2017	pag.	60
Tav. 2.14	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2017	pag.	61
Tav. 2.15	Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2017	pag.	61
Tav. 2.16	Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2017	pag.	62
Tav. 2.17	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2017 per classe di potenza	pag.	63
Tav. 2.18	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2017 per fascia di consumo e residenza anagrafica	pag.	64
Tav. 2.19	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2017 per classe di potenza e per fascia di consumo	pag.	65
Tav. 2.20	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2017 per livello di tensione e di potenza	pag.	66
Tav. 2.21	Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento	pag.	68
Tav. 2.22	Volumi scambiati sul Mercato a termine dal 2010	pag.	73
Tav. 2.23	Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME nel 2017	pag.	75
Tav. 2.24	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2017	pag.	75
Tav. 2.25	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente	pag.	76
Tav. 2.26	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione	pag.	78
Tav. 2.27	Primi venti gruppi per vendite di energia elettrica al mercato finale nel 2017	pag.	80
Tav. 2.28	Tassi di switching dei clienti finali	pag.	81

Tav. 2.29	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente	pag. 83
Tav. 2.30	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2017	pag. 84
Tav. 2.31	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2017	pag. 84
Tav. 2.32	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2017	pag. 85
Tav. 2.33	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2017	pag. 86
Tav. 2.34	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2017	pag. 87
Tav. 2.35	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2017	pag. 88
Tav. 2.36	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2017	pag. 89
Tav. 2.37	Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2017	pag. 90
Tav. 2.38	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2017	pag. 92
Tav. 2.39	Attività dei venditori dal 2011 al 2017 per classe di vendita	pag. 93
Tav. 2.40	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione	pag. 94
Tav. 2.41	Mercato libero domestico nel 2017 per classe di consumo	pag. 95
Tav. 2.42	Mercato libero domestico nel 2017 per condizione contrattuale applicata	pag. 96
Tav. 2.43	Mercato libero non domestico nel 2017 per classe di consumo	pag. 96
Tav. 2.44	Mercato libero non domestico nel 2017 per livello di tensione	pag. 97
Tav. 2.45	Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di elettricità con servizi aggiuntivi	pag. 98
Tav. 2.46	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero	pag. 99
Tav. 2.47	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2017	pag. 101
Tav. 2.48	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2016 e nel 2017	pag. 104
Tav. 2.49	Servizio di salvaguardia nel 2016 e nel 2017 per regione	pag. 104
Tav. 2.50	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura	pag. 106
Tav. 2.51	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 106
Tav. 2.52	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 107
Tav. 2.53	rezzi medi finali a clienti domestici nel 2017 per classe di consumo	pag. 108
Tav. 2.54	Ripartizione dei clienti domestici nel 2017 per prezzo di approvvigionamento nel mercato libero	pag. 108
Tav. 2.55	Prezzi medi finali ai clienti non domestici nel 2017 per livello di tensione	pag. 109
Tav. 2.56	Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2017	pag. 109
Tav. 2.57	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica	pag. 110
Tav. 2.58	Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2017	pag. 114
Tav. 2.59	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti	pag. 114
Tav. 2.60	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	pag. 115
Tav. 2.61	Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici	pag. 115
Tav. 2.62	Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN	pag. 115
Tav. 2.63	Standard relativi al numero di interruzioni senza preavviso lunghe o brevi e alla durata massima delle interruzioni senza preavviso per i clienti finali AAT o AT	pag. 116
Tav. 2.64	ASAI relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale	pag. 116
Tav. 2.65	ASAI relativo alle linee elettriche aeree per livello di tensione	pag. 117
Tav. 2.66	Numerosità delle indisponibilità delle linee elettriche aeree, per livello di tensione	pag. 117
Tav. 2.67	Durata delle indisponibilità delle linee elettriche aeree, per livello di tensione	pag. 117
Tav. 2.68	Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione	pag. 117
Tav. 2.69	Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione nel 2017	pag. 122
Tav. 2.70	Durata media annuale delle interruzioni per utente in bassa tensione dovute a furti registrate da E-distribuzione	pag. 123
Tav. 2.71	Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione	pag. 123

Tav. 2.72	Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati	pag. 124
Tav. 2.73	Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e brevi e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati	pag. 125
Tav. 2.74	Numero medio di buchi di tensione per classe di severità su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	pag. 126
Tav. 2.75	Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2016	pag. 126
Tav. 2.76	Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2016	pag. 126
Tav. 2.77	Standard in vigore per l'anno 2017 sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e in media tensione	pag. 127
Tav. 2.78	Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e in media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni	pag. 127
Tav. 2.79	Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna	pag. 127
Tav. 2.80	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2017	pag. 128
Tav. 2.81	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2017	pag. 129
Tav. 2.82	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie dei clienti in bassa tensione nel 2017	pag. 130
Tav. 2.83	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee dei clienti non domestici in bassa tensione nel 2017	pag. 130
Tav. 2.84	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2017	pag. 131
Tav. 2.85	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in media tensione nel 2017	pag. 131
Tav. 2.86	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2017	pag. 131
Tav. 2.87	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2017	pag. 132
Tav. 2.88	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2017	pag. 136
Tav. 3.1	Bilancio del gas naturale 2017	pag. 141
Tav. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2017	pag. 144
Tav. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2017	pag. 146
Tav. 3.4	Reti delle società di trasporto nel 2017	pag. 149
Tav. 3.5	Attività di trasporto per regione nel 2017	pag. 149
Tav. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale a inizio anno termico 2017-2018	pag. 151
Tav. 3.7	Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale per gli anni termici dal 2018-2019 al 2023-2024	pag. 152
Tav. 3.8	Concessioni di stoccaggio in Italia	pag. 153
Tav. 3.9	Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2017-2018 e 2018-2019	pag. 155
Tav. 3.10	Attività dei distributori nel periodo 2011-2017	pag. 157
Tav. 3.11	Attività di distribuzione per regione nel 2017	pag. 158
Tav. 3.12	Livelli di concentrazione nella distribuzione	pag. 159
Tav. 3.13	Composizione societaria dei distributori	pag. 159

Tav. 3.14	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2017	pag. 160
Tav. 3.15	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2017	pag. 161
Tav. 3.16	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo	pag. 161
Tav. 3.17	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso	pag. 162
Tav. 3.18	Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2017	pag. 163
Tav. 3.19	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2016 e 2017 per classe di misuratore	pag. 164
Tav. 3.20	Attività di misura degli utenti distinti per classe di consumo annuo	pag. 165
Tav. 3.21	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2017	pag. 165
Tav. 3.22	Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento	pag. 167
Tav. 3.23	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento	pag. 167
Tav. 3.24	Numero di operatori e vendite nel 2017	pag. 168
Tav. 3.25	Mercato all'ingrosso nel periodo 2013-2017	pag. 168
Tav. 3.26	Approvvigionamento dei grossisti nel 2017	pag. 170
Tav. 3.27	Impieghi di gas dei grossisti nel 2017	pag. 170
Tav. 3.28	Vendite dei principali grossisti nel 2017	pag. 171
Tav. 3.29	Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME	pag. 177
Tav. 3.30	Consumi finali di gas naturale nel 2016 e nel 2017	pag. 178
Tav. 3.31	Attività dei venditori nel periodo 2013-2017	pag. 178
Tav. 3.32	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2017	pag. 181
Tav. 3.33	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2017	pag. 182
Tav. 3.34	Consumi finali di gas naturale per settore di consumo	pag. 183
Tav. 3.35	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2017	pag. 185
Tav. 3.36	Tassi di switching dei clienti finali nel 2016 e nel 2017	pag. 186
Tav. 3.37	Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di elettricità con servizi aggiuntivi	pag. 188
Tav. 3.38	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2017	pag. 189
Tav. 3.39	Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2017	pag. 191
Tav. 3.40	Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2017	pag. 192
Tav. 3.41	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 194
Tav. 3.42	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 195
Tav. 3.43	Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2017	pag. 196
Tav. 3.44	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2017	pag. 197
Tav. 3.45	Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2018	pag. 198
Tav. 3.46	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2018	pag. 200
Tav. 3.47	Corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio per l'anno 2018	pag. 200
Tav. 3.48	Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione effettuate da Stogit ed Edison Stoccaggio per l'anno termico 2018-2019	pag. 201
Tav. 3.49	Articolazione della quota fissa -1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2018	pag. 202
Tav. 3.50	Articolazione della quota variabile -3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2018	pag. 202
Tav. 3.51	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale	pag. 203
Tav. 3.52	Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2017	pag. 204
Tav. 3.53	Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"	pag. 205

Tav. 3.54	Imposte sul gas	pag. 209
Tav. 3.55	Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2017	pag. 211
Tav. 3.56	Protezione catodica delle reti nel 2017	pag. 211
Tav. 3.57	Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2017	pag. 211
Tav. 3.58	Impianti di odorizzazione nel 2017	pag. 212
Tav. 3.59	Emergenze di servizio nel 2017	pag. 212
Tav. 3.60	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2017, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto in caso di emergenza di servizio	pag. 212
Tav. 3.61	Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2017	pag. 212
Tav. 3.62	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2017, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio	pag. 212
Tav. 3.63	Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2017	pag. 213
Tav. 3.64	Casi di mancato rispetto nel 2017 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna	pag. 213
Tav. 3.65	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2017	pag. 213
Tav. 3.66	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate	pag. 216
Tav. 3.67	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi	pag. 216
Tav. 3.68	Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2017	pag. 218
Tav. 3.69	Rete ispezionata dai grandi esercenti nel quadriennio 2014-2017 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2015-2017 (rete in alta/media pressione)	pag. 219
Tav. 3.70	Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2017	pag. 220
Tav. 3.71	Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2017	pag. 221
Tav. 3.72	Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2017	pag. 221
Tav. 3.73	Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	pag. 223
Tav. 3.74	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	pag. 225
Tav. 3.75	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori	pag. 225
Tav. 3.76	Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	pag. 226
Tav. 3.77	Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	pag. 226
Tav. 3.78	Verifiche eseguite dai Comuni con riferimento agli accertamenti con esito positivo effettuati su impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2016	pag. 226
Tav. 3.79	Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributtrice	pag. 227
Tav. 3.80	Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributtrice	pag. 227
Tav. 3.81	Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	pag. 227
Tav. 3.82	Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	pag. 227
Tav. 4.1	Produzione di energia relativa all'anno 2016	pag. 232
Tav. 4.2	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di calore negli impianti di teleriscaldamento	pag. 233
Tav. 4.3	Tecnologie di produzione dell'energia termica	pag. 233
Tav. 4.4	Capacità di generazione installata per tecnologia	pag. 233

Tav. 4.5	Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore	pag. 234
Tav. 5.1	Matrice di schemi regolatori per il secondo periodo regolatorio 2016-2019	pag. 241
Tav. 5.2	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per il periodo 2016-2019	pag. 243
Tav. 5.3	Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità	pag. 246
Tav. 5.4	Campione di riferimento per l'analisi dei corrispettivi e della spesa media dell'utenza domestica	pag. 252
Tav. 5.5	Volumi degli scaglioni tariffari del servizio di acquedotto nel 2017	pag. 253
Tav. 5.6	Tariffe unitarie degli scaglioni del servizio di acquedotto nel anno 2017	pag. 253
Tav. 5.7	Valori dello scaglione tariffario unico di fognatura e depurazione nel 2017	pag. 254
Tav. 5.8	Valori della parte fissa del corrispettivo nel servizio idrico integrato nel 2017	pag. 254
Tav. 5.9	Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2017	pag. 255
Tav. 5.10	Componenti della spesa media nel 2017	pag. 256
Tav. 5.11	Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici	pag. 262
Tav. 5.12	Indennizzi automatici per tipologia d'utenza	pag. 265
Tav. 5.13	Prestazioni eseguite fuori standard relativamente agli standard generali	pag. 266
Tav. 5.14	OPEX _{qc} richiesti e OPEX _{qc} approvati per il quadriennio 2016-2019	pag. 281
Tav. 5.15	Campione di analisi in tema di investimenti pianificati	pag. 282

Indice delle figure

Fig. 1.1	Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori	pag. 5
Fig. 1.2	Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2015	pag. 8
Fig. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	pag. 9
Fig. 1.4	Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent	pag. 13
Fig. 1.5	Prezzi del GNL nell'area asiatica	pag. 14
Fig. 1.6	Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento	pag. 14
Fig. 1.7	Prezzo alla frontiera per Paese importatore	pag. 15
Fig. 1.8	Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere	pag. 15
Fig. 1.9	Prezzo del gas naturale negli hub europei	pag. 16
Fig. 1.10	Prezzi del GNL per aree	pag. 19
Fig. 1.11	Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali	pag. 20
Fig. 1.12	Prezzo dei permessi d'emissione Emission Unit Allowance (EUA)	pag. 21
Fig. 1.13	Emissioni dei settori ETS nel 2017 rispetto al 2016 per Stato membro	pag. 22
Fig. 1.14	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei	pag. 26
Fig. 1.15	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici	pag. 27
Fig. 1.16	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali paesi europei	pag. 30
Fig. 1.17	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali	pag. 30
Fig. 1.18	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici	pag. 32
Fig. 1.19	Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei	pag. 35
Fig. 1.20	Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei	pag. 35
Fig. 1.21	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali	pag. 36
Fig. 1.22	Intensità energetica del PIL dal 1995	pag. 38
Fig. 1.23	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995	pag. 39
Fig. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	pag. 48
Fig. 2.2	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2017	pag. 49
Fig. 2.3	Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2017	pag. 50
Fig. 2.4	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	pag. 53
Fig. 2.5	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	pag. 54
Fig. 2.6	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	pag. 54
Fig. 2.7	Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2013	pag. 55
Fig. 2.8	Andamento mensile del PUN e dei volumi scambiati complessivi per il Sistema Italia	pag. 70
Fig. 2.9	Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2017	pag. 71
Fig. 2.10	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2017	pag. 72
Fig. 2.11	Andamento mensile di prezzi e volumi per ciascuna sessione del MI nel 2017	pag. 72
Fig. 2.12	Prezzi medi nel 2017 del prodotto baseload di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione	pag. 73
Fig. 2.13	Numero di clienti domestici che acquistano energia nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2007	pag. 77
Fig. 2.14	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione	pag. 79
Fig. 2.15	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione e per tipologia di mercato	pag. 79
Fig. 2.16	Tassi di switching dal 2011	pag. 82
Fig. 2.17	Consumi e clienti serviti in maggior tutela nel 2017	pag. 83
Fig. 2.18	Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2016	pag. 87
Fig. 2.19	Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2017	pag. 89
Fig. 2.20	Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione	pag. 91

Fig. 2.21	Distribuzione del numero di offerte rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	pag. 97
Fig. 2.22	Numero di venditori del mercato libero per regione dal 2013	pag. 100
Fig. 2.23	Venditori del servizio di salvaguardia	pag. 105
Fig. 2.24	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi tre anni	pag. 110
Fig. 2.25	Livello dei prezzi nell'ultimo triennio	pag. 111
Fig. 2.26	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei	pag. 211
Fig. 2.27	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	pag. 113
Fig. 2.28	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	pag. 113
Fig. 2.29	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione	pag. 118
Fig. 2.30	Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione	pag. 119
Fig. 2.31	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 120
Fig. 2.32	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	pag. 120
Fig. 2.33	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione	pag. 121
Fig. 2.34	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 121
Fig. 2.35	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2017	pag. 124
Fig. 2.36	Utenti in media tensione con impianti adeguati nel 2017	pag. 125
Fig. 2.37	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2017	pag. 132
Fig. 2.38	Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi per i clienti in bassa tensione nel 2017	pag. 133
Fig. 2.39	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2016	pag. 133
Fig. 2.40	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2017	pag. 134
Fig. 2.41	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in media tensione nel 2017	pag. 134
Fig. 2.42	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2017	pag. 135
Fig. 2.43	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2017	pag. 135
Fig. 3.1	Consumi di gas naturale per settore	pag. 139
Fig. 3.2	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980	pag. 143
Fig. 3.3	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2017	pag. 144
Fig. 3.4	Immissioni in rete negli ultimi due anni	pag. 145
Fig. 3.5	Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza	pag. 145
Fig. 3.6	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2017, secondo la durata intera	pag. 147
Fig. 3.7	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2017, secondo la durata residua	pag. 148
Fig. 3.8	Attività di trasporto dal 2008	pag. 150
Fig. 3.9	Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici	pag. 154
Fig. 3.10	Gruppi di misura elettronici e tradizionali dal 2013 per tipologia di cliente	pag. 164
Fig. 3.11	Sottoscrittori del PSV dal 2008	pag. 172
Fig. 3.12	Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale	pag. 173

Fig. 3.13	Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale	pag. 174
Fig. 3.14	Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas	pag. 177
Fig. 3.15	Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009	pag. 186
Fig. 3.16	Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	pag. 187
Fig. 3.17	Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2017	pag. 190
Fig. 3.18	Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2017	pag. 190
Fig. 3.19	Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni	pag. 205
Fig. 3.20	Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni	pag. 206
Fig. 3.21	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei	pag. 206
Fig. 3.22	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 207
Fig. 3.23	Composizione percentuale all'1 aprile 2018 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 208
Fig. 3.24	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 210
Fig. 3.25	Composizione percentuale all'1 aprile 2018 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 210
Fig. 3.26	Percentuale di rete ispezionata dal 2002	pag. 215
Fig. 3.27	Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2017	pag. 215
Fig. 3.28	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti	pag. 217
Fig. 3.29	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti	pag. 217
Fig. 3.30	Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace	pag. 218
Fig. 3.31	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale	pag. 223
Fig. 3.32	Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6	pag. 224
Fig. 4.1	Evoluzione dell'estensione delle reti di teleriscaldamento e della volumetria allacciata	pag. 231
Fig. 4.2	Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento	pag. 232
Fig. 4.3	Calore fornito distinto per tipologia di utenza e relativo utilizzo	pag. 234
Fig. 4.4	Quota di mercato degli operatori in base alla volumetria allacciata	pag. 235
Fig. 5.1	Copertura, per macroarea geografica, della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità	pag. 243
Fig. 5.2	Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità	pag. 244
Fig. 5.3	Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	pag. 245
Fig. 5.4	Quota degli Investimenti programmati per Quadrante della matrice di schemi regolatori	pag. 246
Fig. 5.5	Distribuzione delle variazioni tariffarie (anni 2018 e 2019) nell'ambito della matrice di schemi regolatori	pag. 247
Fig. 5.6	Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2017	pag. 247
Fig. 5.7	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2017	pag. 248
Fig. 5.8	Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2017	pag. 248
Fig. 5.9	Variazione media per macroarea dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2017	pag. 249
Fig. 5.10	Investimenti pro capite netti per macroarea pianificati per il quadriennio 2016-2019	pag. 250
Fig. 5.11	Investimenti pro capite lordi per macroarea pianificati per il quadriennio 2016-2019	pag. 251
Fig. 5.12	Investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2016-2019	pag. 251
Fig. 5.13	Dinamica della RAB nel quadriennio 2016-2019	pag. 252
Fig. 5.14	Variabilità della spesa media annua nel 2017	pag. 255
Fig. 5.15	Ripartizione geografica del panel 2017	pag. 259
Fig. 5.16	Ripartizione per area geografica della popolazione servita dal panel nel 2017	pag. 259
Fig. 5.17	Ripartizione geografica della popolazione servita dal gestore con Carta dei servizi aggiornata	pag. 260

Fig. 5.18	Rispetto degli standard specifici per area	pag. 261
Fig. 5.19	Totale indennizzato nel 2016 e nel 2017	pag. 264
Fig. 5.20	Casi con diritto all'indennizzo e indennizzi automatici medi per area	pag. 265
Fig. 5.21	Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale	pag. 267
Fig. 5.22	rispetto degli standard generali per area	pag. 267
Fig. 5.23	Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area	pag. 268
Fig. 5.24	Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area	pag. 269
Fig. 5.25	Rispetto degli standard su preventivazione di lavori e allacci nel 2016 e nel 2017	pag. 270
Fig. 5.26	Rispetto degli standard sull'esecuzione di lavori e allacci nel 2016 e nel 2017	pag. 271
Fig. 5.27	Rispetto degli standard su avvio e cessazione del rapporto contrattuale nel 2016 e nel 2017	pag. 272
Fig. 5.28	Tempo per l'emissione della fattura e tempo di rettifica di fatturazione nel 2016 e nel 2017	pag. 273
Fig. 5.29	Rispetto dello standard di periodicità di fatturazione nel 2017	pag. 273
Fig. 5.30	Rispetto degli standard sugli appuntamenti nel 2016 e 2017	pag. 274
Fig. 5.31	Rispetto degli standard su misuratori e livello di pressione nel 2016 e nel 2017	pag. 275
Fig. 5.32	Rispetto degli standard sul pronto intervento nel 2016 e nel 2017	pag. 276
Fig. 5.33	Rispetto degli standard sui tempi di attesa agli sportelli nel 2016 e nel 2017	pag. 276
Fig. 5.34	Rispetto dello standard sul Call center nel 2016 e nel 2017	pag. 277
Fig. 5.35	Rispetto degli standard sulle risposte scritte nel 2016 e nel 2017	pag. 278
Fig. 5.36	Rispetto dello standard sulla risposta ai reclami per area nel 2016 e nel 2017	pag. 279
Fig. 5.37	Rispetto dello standard sulla risposta a richieste scritte di informazioni per area nel 2016 e nel 2017	pag. 279
Fig. 5.38	Rispetto dello standard sulla risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione per area nel 2016 e nel 2017	pag. 280
Fig. 5.39	OPEX _{qc} approvati nel quadriennio 2016-2019 pro capite, per area	pag. 281
Fig. 5.40	Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2016-2019	pag. 283
Fig. 5.41	Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2016-2019 per area geografica	pag. 283
Fig. 5.42	Criticità che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti	pag. 284
Fig. 5.43	Andamento investimenti previsti nel periodo 2016-2019	pag. 285
Fig. 5.44	Andamento investimenti totali e pro-capite previsti nel periodo 2016-2019	pag. 285
Fig. 5.45	Ripartizione degli investimenti per fonte di finanziamento nel periodo 2016-2019	pag. 286
Fig. 5.46	Volume di perdite totali, reali e apparenti, rispetto al volume immesso in distribuzione	pag. 289
Fig. 5.47	Simulazione dei valori assunti dagli indicatori M1a ed M1b per il panel di gestioni analizzate	pag. 290
Fig. 5.48	Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1	pag. 291
Fig. 5.49	Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per aree geografiche per il macro-indicatore M1	pag. 291
Fig. 5.50	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1: confronto tra la situazione iniziale e la situazione a 5 anni	pag. 292
Fig. 5.51	Dinamica dei valori degli indicatori M1a e M1b: situazione attuale e simulazione a 5 anni	pag. 292
Fig. 5.52	Valori medi, massimi e minimi nazionali effettivi dichiarati dai gestori relativi alle interruzioni del servizio	pag. 293
Fig. 5.53	Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3	pag. 295

Fig. 5.54	Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4	pag. 296
Fig. 5.55	Destinazione dei fanghi di depurazione	pag. 298
Fig. 5.56	Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5	pag. 298
Fig. 5.57	Tasso di non conformità per impianti superiori ai 2.000 A.E. tenuti al rispetto delle tabelle di cui all'allegato 5, parte terza del Dlgs 152/2006 e s.m.i.	pag. 299

1.

Contesto
internazionale
e nazionale

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Nel 2017 l'economia mondiale ha accelerato rispetto all'anno precedente (Tav. 1.1), registrando il tasso di crescita più elevato dal 2011 (+3,8%). È stato l'effetto della ripresa generalizzata degli investimenti nelle economie più avanzate, della riforma fiscale americana e di una crescita dell'economia europea maggiore delle attese. Tassi di crescita costanti o di poco superiori a quelli del 2016 si sono registrati nei paesi asiatici, mentre un netto rallentamento si è manifestato nel Medio Oriente, a seguito dei tagli di offerta di petrolio decisi dall'OPEC nel 2017.

Gli Stati Uniti, dopo il calo del tasso di crescita del 2016, sono ripartiti a ritmi sostenuti (+2,3%): le politiche di riduzione della pressione fiscale sulle imprese e sulle famiglie hanno visto un contestuale rafforzamento degli investimenti e dei consumi.

I tassi di crescita dell'Unione europea e dell'Area euro (rispettivamente +2,7% e +2,3%) sono stati i più alti degli ultimi cinque anni, in conseguenza del ciclo economico favorevole, del miglioramento del clima di fiducia e di uno sviluppo positivo del mercato del lavoro, con effetti sugli investimenti delle famiglie e, in generale, sulla domanda interna.

L'Italia, beneficiando della ripresa dell'Area euro, ha registrato la crescita maggiore dal 2010 (+1,5%), grazie soprattutto alle esportazioni, sostenute dal recupero della domanda internazionale, agli investimenti in macchinari e attrezzature, al turismo e alla domanda interna.

È proseguita anche la crescita in Giappone, che nel 2017 ha conosciuto una maggiore spinta (+1,7%) rispetto agli anni precedenti,

segnando la ripresa più vivace dal 2013. L'effetto è riconducibile alle politiche monetarie e fiscali espansive della Banca del Giappone, a supporto di un'inflazione che, se pure ancora prossima allo zero, ha visto raggiungere l'1% nel dicembre 2017.

Tra i paesi asiatici e nel 2017, la Cina è cresciuta più delle attese e più del 2016 (+6,9%). La crescita cinese ha subito un rallentamento rispetto al passato, ma il paese sta attraversando la transizione da un'economia trainata da investimenti e manifattura a un'economia in cui pesano sempre più i consumi, i servizi e gli effetti di una massiccia urbanizzazione. L'India è cresciuta a un ritmo lievemente inferiore (+6,7%), ma le prospettive per i prossimi due anni sono di una ripresa da primato (+7,4% nel 2018 e +7,8% nel 2019), che dovrebbe permettere al paese di superare la Cina. Quest'ultima invece dovrebbe mantenersi su livelli espansivi prossimi agli attuali, stabilizzandosi, secondo le previsioni, su tassi di crescita del 6,6% nel 2018 e del 6,4% nel 2019.

Dai dati 2017 emerge il rallentamento dei paesi appartenenti all'area MENA, Medio Oriente e Nord Africa (+2,2% nel 2017, in calo rispetto al +4,9% del 2016). A frenare la crescita sono stati i paesi medio-orientali produttori di petrolio, in particolare Kuwait (-2,5%), Iraq (-0,8%) e Arabia Saudita (-0,7%). Il rispetto dei tagli di produzione definiti insieme agli altri paesi appartenenti al cartello OPEC ha direttamente inciso sul prodotto interno lordo. Le stime di crescita economica dell'area previste per i prossimi due anni includono però l'effetto congiunto dell'aumento di domanda petrolifera e di un incremento dei prezzi del greggio.

TAV. 1.1

Tassi di crescita
dell'economia mondiale (PIL)
Valori percentuali

AGGREGATO MONDIALE						PREVISIONE APRILE 2017	
	2014	2015	2016	2017	2016	2018	2019
Mondo	3,5	3,6	3,5	3,2	3,8	3,9	3,9
Economie avanzate	1,3	2,1	2,3	1,7	2,3	2,5	2,2
Stati Uniti	1,7	2,6	2,9	1,5	2,3	2,9	2,7
Unione europea	0,3	1,8	2,4	2,0	2,7	2,5	2,1
Area euro	-0,2	1,3	2,1	1,8	2,3	2,4	2,0
Giappone	2,0	0,4	1,4	0,9	1,7	1,2	0,9
Comunità Stati indipendenti	2,5	2,0	-2,0	0,4	2,1	2,2	2,1
Paesi asiatici in via di sviluppo	6,9	6,8	6,8	6,5	6,5	6,5	6,6
Cina	7,8	7,3	6,9	6,7	6,9	6,6	6,4
India	6,4	7,4	8,2	7,1	6,7	7,4	7,8
Asean-5	5,2	4,6	4,8	5,0	5,3	5,3	5,4
America Latina e Caraibi	2,9	1,3	0,3	-0,6	1,3	2,0	2,8
Medio Oriente e Nord Africa	2,5	2,6	2,4	4,9	2,2	3,2	3,6
Africa sub-sahariana	5,3	5,1	3,4	1,4	2,8	3,4	3,7

Fonte: FMI, World Economic Outlook Database, aprile 2018.

Mercato internazionale del petrolio

Anche nel 2017 il mercato del petrolio è stato caratterizzato da instabilità, con i prezzi del Brent scesi dai 54,7 \$/b (dollari al barile) di gennaio ai 46,5 \$/b di giugno e poi, con l'inversione di tendenza registrata nel secondo semestre, risaliti sino ai 64,2 \$/b di dicembre. Nelle due riunioni del 2017 tra i produttori OPEC e un nuovo gruppo di dieci paesi, non facenti parte dell'organizzazione e guidati dalla Russia, è stato confermato il proseguimento del taglio congiunto di 1,8 milioni di b/g (barili al giorno) fino alla fine del 2018. Sono state in tal modo rafforzate le aspettative riguardanti l'efficacia di questo nuovo accordo allargato nell'esercitare effetti concreti per il ribilanciamento del mercato.

Domanda e offerta

Il 2017 ha visto l'ennesima crescita della domanda mondiale di petrolio, che ha raggiunto quota 97,8 milioni di b/g (Tav. 1.2),

corrispondente a un volume addizionale di 1,6 milioni di b/g rispetto ai dati consuntivi 2016 (+1,7%, contro il +1,2% dell'anno precedente). Le proiezioni di inizio anno mostrano che l'incremento dei consumi petroliferi proseguirà anche nel 2018 (+1.5 milioni di b/g), raggiungendo un ulteriore record storico a quota 99,3 milioni di b/g, dovuto principalmente all'incremento dei consumi della Cina e dei paesi asiatici non OCSE. Nel 2017, la Cina ha recuperato il rallentamento subito nel 2016 e ha registrato l'incremento più sostenuto (+0,6 milioni di b/g, +5%), a seguito di una crescita economica anch'essa sopra le aspettative, caratterizzata anche dall'espansione dei settori dei trasporti e petrolchimico. Negli altri paesi asiatici la crescita è stata di 0,4 milioni di b/g, (+3%).

Nei paesi OCSE l'aumento dei consumi petroliferi è stato di poco più dell'1%, con il maggior incremento di domanda in valore assoluto registrato in Europa (+0,4 milioni di b/g, +3%), supportato sia dalla crescita economica, sia dai prezzi del petrolio che, rimasti deboli

TAV. 1.2

Domanda mondiale di petrolio dal 2013 al 2017 e previsione per il 2018
Milioni di barili/giorno

	2013	2014	2015	2016	2017	PREVISIONE 2018
Paesi OCSE	46,1	45,8	46,4	46,9	47,4	47,7
America ^(A)	24,2	24,2	24,6	24,7	24,9	25,1
Europa ^(B)	13,6	13,5	13,8	14,0	14,4	14,4
Asia-Oceania ^(C)	8,3	8,1	8,1	8,1	8,2	8,1
Paesi non OCSE	45,6	47,4	48,6	49,3	50,4	51,6
Russia e altri Paesi ex URSS	4,5	4,7	4,6	4,7	4,7	4,8
Europa	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
Cina	10,4	10,8	11,6	11,8	12,4	12,9
Altri Asia	11,7	11,8	12,4	12,9	13,3	13,8
America Latina	6,6	6,9	6,7	6,6	6,6	6,6
Medio Oriente	8,0	8,4	8,4	8,3	8,3	8,4
Africa	3,8	4,1	4,3	4,3	4,3	4,4
Totale mondo	91,7	93,1	95,0	96,2	97,8	99,3

(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 2017.

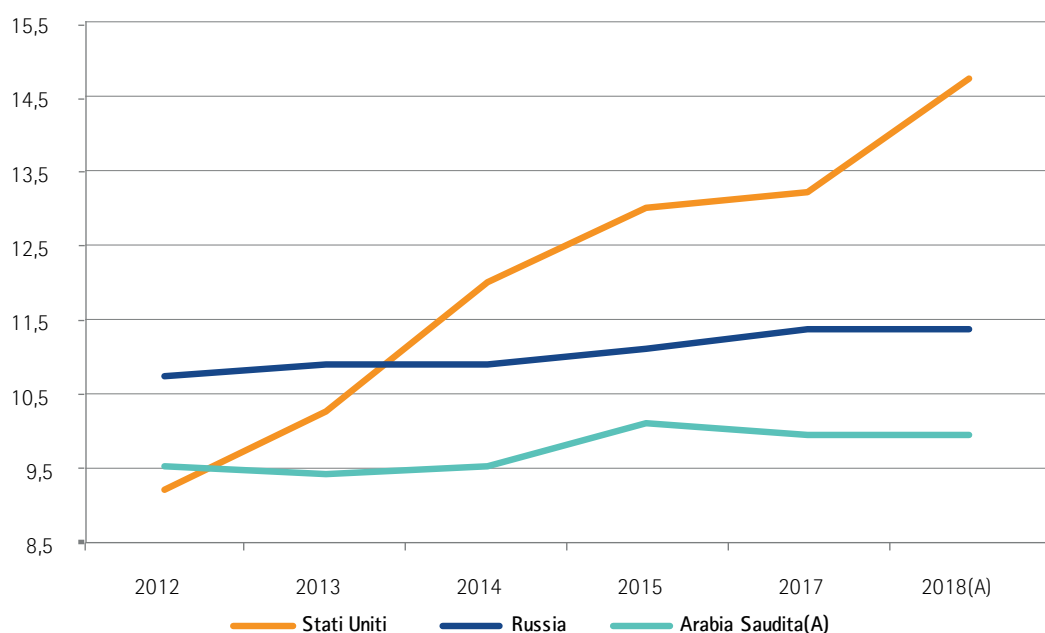


FIG. 1.1

Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori
Milioni di barili/giorno; previsioni per il 2018

(A) Media del primo trimestre.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati AIE

per gran parte dell'anno, hanno beneficiato del tasso di cambio favorevole dell'euro rispetto al dollaro. I consumi europei del 2017 sono andati oltre le previsioni, ma segnali di rallentamento potrebbero arrivare nel 2018. Anche il Nord America ha mostrato una crescita dell'1% (+0,2 milioni di b/g) spiegata in larga parte dall'andamento positivo dei consumi negli Stati Uniti, in ripresa

dopo un declino iniziato negli anni successivi al 2005, quando era stato toccato il record storico di consumi del paese a 20,8 milioni di b/g. Le prospettive di aumento di domanda in Nord America nel 2018 rimangono della stessa entità degli anni precedenti (+0,2 milioni di b/g), per effetto del proseguimento della crescita economica dell'area.

TAV. 1.3

Produzione mondiale di petrolio dal 2013 al 2017 e previsione per il 2018
Milioni di barili/giorno

	2013	2014	2015	2016	2017	PREVISIONE 2018
Paesi OCSE	21,0	22,9	23,9	23,4	24,1	25,8
Americhe	17,2	19,1	20,0	19,5	20,3	21,9
Europa	3,3	3,3	3,5	3,5	3,5	3,5
Asia-Oceania	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4
Paesi non OCSE e non OPEC	29,3	29,2	29,7	29,3	29,3	29,3
Russia e altri Paesi ex URSS	13,8	13,9	14,1	14,2	14,4	14,4
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	4,2	4,2	4,3	4,0	3,9	3,8
Resto Asia	3,5	3,5	3,6	3,6	3,5	3,4
America Latina	4,2	4,4	4,6	4,5	4,5	4,6
Medio Oriente	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2
Africa	2,0	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8
Altro non OPEC						
Miglioramenti di raffinazione	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3
Biocarburanti ^(A)	2,1	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5
Totale non OPEC	54,5	56,6	58,1	57,4	58,1	59,9
Totale OPEC ^(B)	36,7	37,1	38,4	39,6	39,2	38,9
Greggio	30,6	30,7	31,8	32,8	32,4	32,0
Gas liquidi	6,1	6,4	6,6	6,8	6,9	6,9
Totale mondo	91,2	93,6	96,5	97,0	97,4	97,9
Variazione scorte ^(C)	-0,5	0,5	1,5	0,8	-0,4	-1,4

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

(B) Riferito ai paesi appartenenti all'OPEC all'1 gennaio 2009. Il dato del 2013 è calcolato come differenza tra il fabbisogno mondiale e la produzione non OPEC, nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

(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.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2018.

Nel 2017 è proseguito il taglio di produzione (Tav. 1.3) definito negli accordi di fine 2016 tra i paesi OPEC e i dieci paesi non OPEC guidati dalla Russia, dai quali è nato un cartello temporaneo denominato "OPEC Plus". Il primo accordo tra i paesi OPEC, risalente a novembre 2016, prevedeva un taglio di 1,2 milioni di b/g (rispetto al livello di ottobre) e un tetto produttivo complessivo di 32,5 milioni di b/g. Un'ulteriore riduzione di 0,6 milioni di b/g è stata concordata nell'innovativo accordo tra undici paesi non OPEC effettuato qualche giorno dopo, sempre nella sede ufficiale OPEC di Vienna (i paesi sono diventati poi dieci a causa dell'entrata della Guinea Equatoriale nell'OPEC). Il taglio complessivo di 1,8 milioni di b/g è stato riconfermato sia durante la riunione del 25 maggio 2017, sia in quella del 30 novembre 2017, allungando la validità dell'accordo fino al termine del 2018.

Nella seconda metà del 2017 è emerso come i tagli siano stati generalmente rispettati (Tav. 1.4). Rispetto ai dati finali 2016,

la produzione OPEC del 2017 è calata di 0,45 milioni di b/g, con contributo differente dei singoli paesi: l'Arabia Saudita è il paese che ha effettuato il taglio maggiore (-0,46 milioni di b/g), seguito dal Venezuela (-0,27 milioni di b/g) e dal Kuwait (-0,17 milioni di b/g). Si sono registrati incrementi di produzione in Libia e Nigeria (+0,44 e + 0,06 milioni di b/g rispettivamente), paesi che erano stati esentati dal taglio durante l'accordo di novembre 2016, mentre il rialzo produttivo registrato in Iran (+ 0,25 milioni di b/g) è stato causato da un tetto produttivo più elevato concesso al paese (3,8 milioni di b/g). I dati relativi alla produzione statunitense mostrano invece una tendenza opposta (Fig. 1.1): a livello aggregato, la produzione è aumentata di 0,66 milioni di b/g, favorita da un'inversione di tendenza del numero di pozzi petroliferi attivi che, dopo due anni di continuo declino, sono aumentati a partire dal secondo semestre del 2016.

TAV. 1.4

Produzione trimestrale di greggio OPEC

Milioni di barili/giorno

	2016					2017					2017 ^(A)
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA	
Algeria	1,10	1,09	1,13	1,12	1,11	1,05	1,06	1,06	1,02	1,05	1,01
Angola	1,77	1,74	1,73	1,61	1,71	1,64	1,64	1,67	1,62	1,64	1,55
Ecuador	0,54	0,55	0,55	0,54	0,55	0,52	0,53	0,54	0,53	0,53	0,52
Gabon ^(B)		0,23	0,23	0,22	0,23	0,20	0,20	0,20	0,21	0,20	0,21
Guinea Equatoriale ^(B)					0,14		0,12	0,12	0,13	0,12	0,13
Indonesia ^(B)	0,71	0,74	0,74		0,73						
Iran	3,15	3,59	3,67	3,81	3,55	3,78	3,77	3,83	3,81	3,8	3,81
Iraq	4,28	4,30	4,42	4,62	4,42	4,45	4,50	4,48	4,45	4,47	4,45
Kuwait	2,83	2,81	2,89	2,86	2,88	2,71	2,71	2,70	2,70	2,71	2,70
Libia	0,36	0,32	0,31	0,57	0,39	0,66	0,71	0,94	1	0,83	1,01
Nigeria	1,76	1,53	1,36	1,46	1,47	1,39	1,49	1,62	1,60	1,53	1,67
Qatar	0,66	0,66	0,64	0,64	0,65	0,60	0,62	0,6	0,61	0,61	0,60
Arabia Saudita	10,21	10,32	10,61	10,55	10,42	9,90	9,97	9,99	9,99	9,96	9,95
Emirati Arabi Uniti	2,81	2,97	3,09	3,13	3,05	2,94	2,93	2,94	2,90	2,93	2,84
Venezuela	2,36	2,25	2,18	2,12	2,24	2,04	2,05	1,99	1,75	1,97	1,55
TOTALE	32,54	33,10	33,55	33,25	32,80	31,88	32,30	32,68	32,32	32,35	32,00

(A) Media del primo trimestre.

(B) Paesi entranti o uscenti nell'OPEC nel periodo considerato.

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

TAV. 1.5

Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno

Milioni di barili/giorno

	PRODUZIONE SOSTENIBILE					CAPACITÀ DI RISERVA				
	2014	2015	2016	2017	2018 ^(A)	2014	2015	2016	2017	2018 ^(A)
Algeria	1,17	1,14	1,12	1,13	1,08	0,05	0,03	0,01	0,00	0,10
Angola	1,80	1,80	1,67	1,78	1,60	0,08	0,01	0,01	0,13	0,06
Ecuador	0,57	0,57	0,56	0,56	0,54	0,02	0,03	0,01	0,02	0,02
Gabon	0,23	0,23	0,23	0,23	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Guinea Equatoriale					0,13					0,00
Iran	2,90	3,60	3,75	3,75	3,85	0,06	0,80	0,30	0,03	0,04
Iraq	3,60	4,04	4,61	4,66	4,75	0,00	0,06	0,16	0,02	0,31
Kuwait	2,85	2,82	2,93	2,93	2,94	0,09	0,04	0,00	0,12	0,24
Libia	0,85	0,49	0,60	0,65	1,02	0,41	0,08	0,06	0,03	0,03
Nigeria	2,00	1,89	1,70	1,70	1,70	0,13	0,09	0,20	0,31	0,05
Arabia Saudita	12,40	12,29	12,20	12,20	12,1	2,78	2,10	2,07	1,72	2,18
Qatar	0,73	0,70	0,67	0,67	0,64	0,06	0,04	0,00	0,04	0,04
Emirati Arabi Uniti	2,90	2,93	3,10	3,14	3,18	0,14	0,04	0,20	0,01	0,31
Venezuela	2,60	2,50	2,14	2,20	1,5	0,18	0,08	0,11	0,08	0,01
TOTALE	34,60	35,00	35,11	35,60	35,24	4,00	3,40	3,13	2,51	3,39

(A) Riferite al periodo gennaio-marzo 2018.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2018.

Prezzi dei greggi

Nel 2017 l'andamento dei prezzi del greggio è stato altalenante.

Nei primi due mesi dell'anno i prezzi del Brent sono rimasti stabili intorno ai 55 \$/b, in linea con i prezzi di dicembre 2016, che già avevano parzialmente scontato le notizie sugli accordi OPEC Plus appena siglati di novembre e inizio dicembre. Successivamente, sono stati resi noti i dati relativi alle scorte americane che hanno evidenziato incrementi consecutivi per alcune settimane, mentre andavano contestualmente riducendosi le posizioni lunghe (in acquisto) accumulate dagli operatori nei mesi precedenti. Di conseguenza, i prezzi hanno visto una leggera discesa, con valori intorno a 52 \$/b tra marzo e aprile. La conferma del prolungamento del taglio decisa dai paesi OPEC Plus, giunta a fine maggio, non ha avuto effetti sui prezzi, che al contrario hanno continuato a mostrare segni di indebolimento. Il minimo annuale a quota 46,5 \$/b è stato toccato a giugno.

Nel secondo semestre, nonostante l'aumento di offerta proveniente da Libia e Nigeria, conseguente all'esenzione dai tagli, si è registrata un'effettiva inversione di tendenza dei prezzi. I dati relativi alla raffinazione, provenienti dagli Stati Uniti durante la stagione estiva, la cosiddetta *driving season*, hanno mostrato una domanda

in aumento, sostenuta anche dalla stessa discesa dei prezzi dei mesi precedenti e da una congiuntura statunitense più robusta.

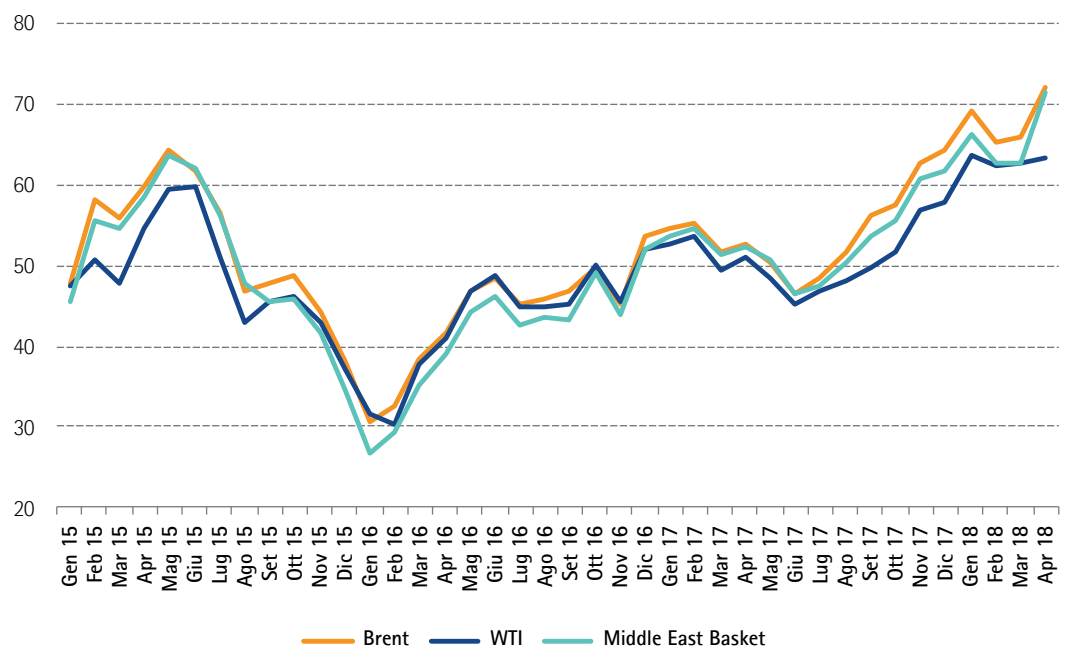
La crescita economica nei paesi emergenti è stata un ulteriore fattore chiave per l'aumento della domanda di petrolio, come dimostrato dalla dinamica dei consumi in Cina.

Nel secondo semestre 2017 si è inoltre assistito a un riequilibrio del mercato a livello mondiale: il miglioramento del livello di aderenza ai tagli stabiliti nell'accordo OPEC Plus ha comportato un aumento di offerta proveniente quasi esclusivamente dagli Stati Uniti. Il mercato ha prontamente scontato tali effetti sui prezzi del Brent, che sono saliti a partire da luglio 2017. In aggiunta, il dollaro ha registrato in quei mesi un progressivo indebolimento rispetto alla divisa europea. Le aspettative di un ulteriore allungamento dell'efficacia dell'accordo OPEC Plus nella riunione tenutasi a novembre ha poi contribuito a una spinta ulteriore dei prezzi fino a fine anno, con il Brent che a dicembre ha raggiunto il livello medio di 64,2 \$/b, la quotazione più alta del 2017.

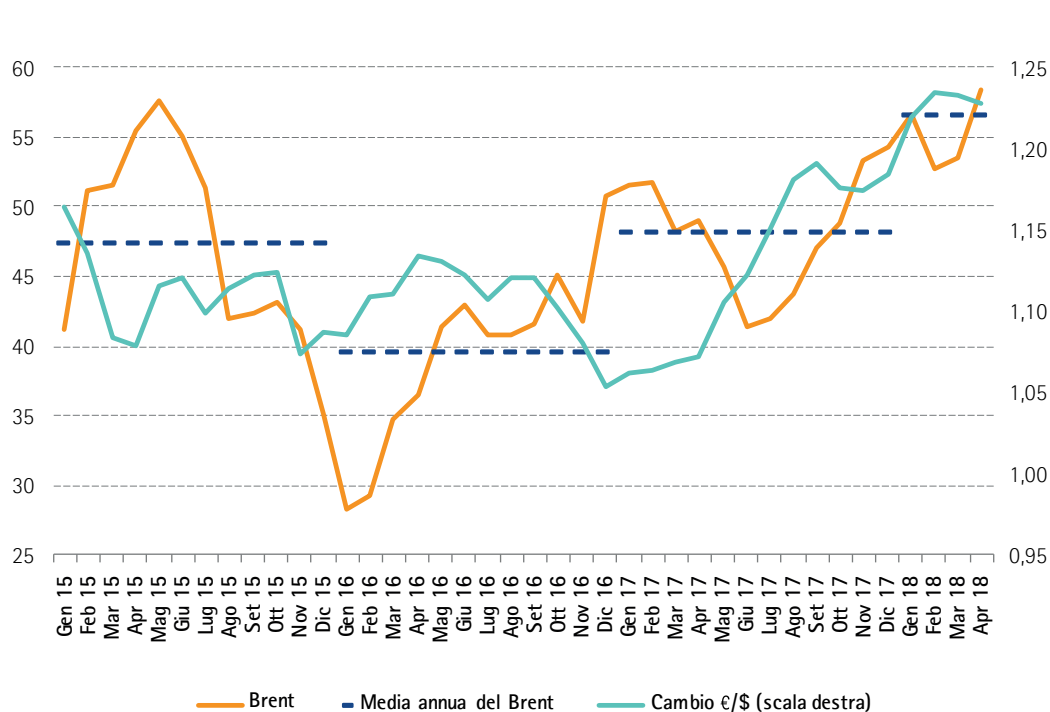
A livello di intero anno, nel 2017 i prezzi del petrolio Brent, greggio di riferimento per l'Europa, è stato in media di 48,1 \$/b, il 22% in più rispetto all'anno precedente. I paesi dell'Area euro hanno visto grazie alla moneta unica e al suo apprezzamento sul dollaro un aumento del 19%, su valori assoluti prossimi a quelli del 2015 (Figg. 1,2 e 1.3).

FIG. 1.2

Prezzo dei greggi Brent, WTI
e Dubai dal 2015
\$/barile



Fonte: Platts.



Mercato internazionale del gas naturale

Domanda di gas naturale

Nel 2017 la domanda mondiale di gas naturale ha registrato un incremento del 2,8% (Tav. 1.6). È stata trainata in maniera preponderante dalla crescita dei consumi in Cina – del 18%, corrispondente a 37 G(m³) incrementali – conseguente alle decisioni del governo di ridurre l'uso del carbone per mitigare l'inquinamento atmosferico.

L'area OCSE America è rimasta di gran lunga quella con il più alto livello di consumi, pari a circa il 26% sul totale mondiale, nonostante sia stata l'unica area ad aver registrato una diminuzione dei prelievi (-0,8%). In particolare, negli USA il calo dei consumi è da ascrivere alla contrazione della domanda elettrica, per il disaccoppiamento tra crescita economica e consumi elettrici, nonché al contestuale aumento delle fonti rinnovabili. La produzione di gas ha comunque fatto segnare un leggero aumento, in cerca di sbocchi di esportazione. In leggero rialzo (+0,4%) sono stati invece i consumi relativi all'area Asia-Oceania (Tav. 1.7), con i maggiori contributi da Australia (+6%) e Corea (+5%), mentre il Giappone ha presentato una domanda stabile,

con un aumento nella prima parte dell'anno, compensato però dal calo dei mesi successivi per la ripresa produttiva di alcuni impianti nucleari. L'aumento dei consumi è continuato invece in maniera vivace nell'area OCSE Europa, dove si è registrata una crescita del 5% favorita in generale dalla ripresa, e in particolare dal rialzo dei volumi di produzione del settore manifatturiero e dalla crescita dei consumi di gas nel settore elettrico un po' in tutti i paesi.

In particolare, nell'Unione europea – a fronte di aumenti di consumi di gas nel settore elettrico, cresciuti di 17 G(m³) rispetto ai 90 del 2016, in virtù della sostituzione di carbone con gas – si è registrato un aumento della quota del gas tra le diverse fonti (dal 19,5% del 2016 al 22% del 2017), insieme a quella delle rinnovabili.

Per il terzo anno consecutivo, i consumi totali di gas nell'Unione europea hanno quindi registrato nel complesso un aumento (+4%), assestandosi a quota 486 G(m³) e superando così il livello di consumo totale del 2013, pari a 473 G(m³) prima del crollo del 2014 (-12%).

Tra i paesi dell'Unione europea gli incrementi più significativi si sono verificati in Portogallo (+22%), Grecia (+21%), Paesi

TAV. 1.6

Consumo di gas naturale
nelle principali aree del
mondo
G(m³)

	2013	2014	2015	2016	2017
Paesi OCSE	1.618	1.602	1.623	1.687	1.704
Paesi ex URSS	574	570	604	599	606
Altri Paesi	1.189	1.221	1.171	1.257	1.335
TOTALE MONDO	3.381	3.393	3.398	3.543	3.644
di cui Unione europea	473	417	436	468	486
di cui USA	739	761	780	786	766
di cui Cina	139	157	160	209	246
di cui Giappone	129	132	127	125	125

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati AIE, BP e Jodi Gas World Database.

Bassi (+10,5%) e Spagna (+8,7%). Tra i maggiori consumatori, Italia e Germania hanno visto i prelievi incrementarsi rispettivamente del 6% e del 3,2%, mentre sono diminuiti del 2,6% quelli britannici dopo il forte aumento dell'anno

precedente. La Germania rimane il primo consumatore europeo di gas, con 92 G(m³) e una quota sui consumi totali pari al 19%, seguita dal Regno Unito (16,3%) e dall'Italia (15,5%) (Tav. 1.8).

TAV. 1.7

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

AREA DI CONSUMO	2013	2014	2015	2016	2017
OCSE Americhe					
Produzione interna	900	943	979	973	984
Saldo import/export	4	1	-8	-15	-42
Disponibilità	904	944	971	958	942
Variazione scorte	-19	9	16	-10	-8
Consumo apparente	923	935	955	968	950
Consumo effettivo	906	935	947	960	952
OCSE Asia-Oceania					
Produzione interna	67	72	71	112	132
Saldo import/export	149	151	139	113	101
Disponibilità	216	223	210	225	233
Variazione scorte	1	1	0	-2	1
Consumo apparente	215	222	211	227	232
Consumo effettivo	210	216	206	224	225
OCSE Europa					
Produzione interna	269	252	246	243	244
Saldo import/export	230	208	224	249	281
Disponibilità	499	460	470	492	525
Variazione scorte	-3	7	-3	-12	-2
Consumo apparente	502	453	473	504	527
Consumo effettivo	503	452	470	502	527
Totale OCSE					
Produzione interna	1.236	1.267	1.296	1.328	1.360
Saldo import/export	383	360	355	347	340
Disponibilità	1.619	1.627	1.651	1.675	1.700
Variazione scorte	-21	17	13	-24	-9
Consumo apparente	1.640	1.610	1.638	1.699	1.709
Consumo effettivo	1.619	1.603	1.623	1.686	1.704

Fonte: AIE, Monthly Gas Statistics, gennaio 2018.

TAV. 1.8

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

	2013	2014	2015	2016	2017	DIFFERENZA 2016-2012
Austria	8,5	7,8	8,3	8,7	9,5	1,0
Belgio	17,8	15,6	16,8	17,0	17,3	-0,5
Bulgaria	2,9	2,8	3,0	3,1	3,2	0,3
Croazia	2,5	2,4	2,6	2,7	3,1	0,6
Danimarca	3,7	3,2	3,2	3,2	3,1	-0,7
Estonia	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	-0,2
Finlandia	3,5	3,1	2,7	2,5	2,3	-1,2
Francia	43,8	36,9	39,8	43,2	43,3	-0,4
Germania	90,9	77,6	81,3	89,1	92,0	1,1
Grecia	3,9	2,9	3,2	4,1	4,9	1,1
Irlanda	4,7	4,4	4,4	5,1	5,2	0,4
Italia	70,1	61,9	67,5	70,9	75,2	5,1
Lettonia	1,5	1,3	1,3	1,4	1,3	-0,2
Lituania	2,7	2,5	2,5	2,2	2,3	-0,4
Lussemburgo	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	-0,2
Paesi Bassi	46,6	40,3	40,1	42,0	46,4	-0,1
Polonia	18,3	17,9	18,2	19,1	20,4	2,1
Portogallo	4,4	4,1	4,7	5,2	6,3	1,9
Regno Unito	77,4	70,9	72,2	81,5	79,4	2,0
Repubblica Ceca	8,4	7,5	7,9	8,5	8,7	0,3
Romania	12,6	11,6	11,2	11,4	12,3	-0,3
Slovacchia	5,8	3,8	4,8	5,0	4,7	-1,1
Slovenia	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,1
Spagna	30,0	27,2	28,2	28,8	31,3	1,4
Svezia	1,1	0,9	0,8	0,9	0,8	-0,3
Ungheria	9,5	8,5	9,1	9,7	10,4	0,9
Unione europea	473,0	417,4	436,0	467,5	485,6	12,6

Fonte: AIE, Monthly Gas Statistics Information e Jodi Gas World Database.

Offerta di gas naturale

Nell'area OCSE, la produzione di gas naturale è aumentata significativamente rispetto al 2016, con un incremento di oltre 30 G(m³), pari al 24%. La crescita maggiore è stata registrata nell'area OCSE Asia-Oceania (+18%), guidata principalmente dall'aumento della produzione australiana e sud-est asiatica. Un incremento significativo (+11,3%) si è verificato anche nell'area OCSE Americhe, in seguito alla maggior produzione di *shale* gas statunitense. Nel 2017 gli Stati Uniti si sono confermati il

principale produttore di gas a livello mondiale con un volume di 762 G(m³), (+0,7%),

Relativamente stabile è stata la produzione nell'area OCSE Europa (+0,4%), mentre è risultata in calo quella dei paesi dell'Unione europea (-5%), anche per effetto dell'ulteriore diminuzione registrata nei Paesi Bassi per circa 4 G(m³). Tale diminuzione è stata causata dai limiti produttivi imposti al campo di Groningen, che hanno fatto sì che nel 2017 questo paese, storico fornitore dell'Europa, sia divenuto importatore netto. Il minor apporto olandese è stato comunque inferiore a quello degli anni precedenti – pari a -16,5 G(m³) nel 2015

e a -5,6 G(m³) nel 2016 – ed è stato solo parzialmente coperto dalle maggiori produzioni di altri paesi dell'Unione: tra questi, la Romania, che ha assicurato il maggior apporto incrementale pari a +0,8 G(m³). Anche nel 2017 le scorte della totalità dei paesi OCSE sono calate di 7 G(m³), con l'unica area ad aver registrato un aumento, seppur lieve e pari a 1 G(m³), rappresentata dall'Asia-Oceania. Le importazioni hanno continuato a crescere (Tav. 1.9).

Tra i paesi non OCSE, la Russia ha visto un aumento della produzione dell'8%: con un livello produttivo di 695 G(m³) il paese si è confermato il secondo produttore a livello mondiale. Negli approvvigionamenti europei, la Russia resta anche il principale paese fornitore, con una quota pari al 43% del totale, solo leggermente superiore a quella del 2016 (42%), ma con volumi cresciuti del 16% rispetto all'anno precedente.

A fronte di una domanda crescente e di una produzione in calo, le importazioni complessive verso l'Unione europea sono aumentate del 10%. Tutte le fonti di importazione, a eccezione di Algeria e Libia, (Russia, Norvegia, e GNL) hanno registrato un aumento nell'anno. La Norvegia ha visto assestarsi la sua quota al 34%, come nel 2016).

Tra i fornitori di GNL, fonte che copre il 14% delle importazioni di gas dell'Unione europea (era il 13% nel 2016), il principale di questi, il Qatar, è risultato in leggera diminuzione (-0,2%). Il paese ha concentrato le sue esportazioni verso i più attraenti mercati asiatici,

per l'effetto combinato di un più elevato livello di domanda (trai-nata soprattutto da Cina e dal Sud Corea nei mesi invernali) e di un maggior premio a livello di prezzo.

Prezzo del gas

I prezzi del gas naturale sono tornati a crescere nel 2017, dopo la discesa registrata l'anno precedente. All'inizio dell'anno è stata principalmente la pressione della domanda a causare il rialzo delle quotazioni, mentre a partire dalla seconda metà del 2017 si è aggiunta l'inversione di rotta del prezzo del petrolio. Il rialzo medio è stato considerevole in ciascuna delle tre principali aree di mercato a livello mondiale, Europa (+26,1%), Stati Uniti (+18,7%) ed Estremo Oriente (+15,4%), anche se la portata è stata diversa a livello assoluto (Fig. 1.4). In particolare, in Asia, le rigide temperature dell'inverno e l'avvio delle politiche di *switching* dal carbone al gas in Cina hanno contribuito a una forte evoluzione della domanda di gas, che ha avuto un ulteriore effetto rialzista sui prezzi, tornati temporaneamente sui livelli del 2015 (Fig. 1.5). La spiccata diminuzione del premio europeo rispetto al prezzo del gas americano, avvenuta nel corso del 2016, non ha trovato continuità nel 2017: il differenziale è salito del 36%, passando a 2,7 \$/MBtu da 2 \$/MBtu.

Dopo la contrazione dei prezzi conseguente al ribasso delle quotazioni del greggio avvenute tra il 2015 e 2016, il cambio di rotta

TAV. 1.9

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

AREA DI PROVENIENZA	2013	2014	2015	2016	2017
America del Nord	116,8	109,1	107,2	122,7	126,7
Asia(A)	0,6	3,1	2,8	1,0	0,2
Europa	4,0	0,5	0,5	0,4	0,0
Altre aree	9,3	8,9	10,0	9,3	6,1
Totale import area: OCSE Americhe	130,7	121,6	120,5	133,5	133,1
Oceania	26,0	26,9	29,0	38,6	46,0
Asia(A)	103,3	101,0	96,7	88,2	82,5
Europa e Russia	15,4	15,5	14,6	14,0	13,2
Altre aree	38,0	36,3	33,1	30,7	34,0
Totale import area: OCSE Asia-Oceania	182,6	179,7	173,4	171,5	175,7
Europa	348,5	346,8	351,2	354,8	377,3
Russia	57,4	51,3	56,0	59,4	69,0
Asia ^(A)	30,0	28,4	36,0	32,4	35,1
Altre aree	196,3	222,3	221,0	245,2	257,3
Totale import area: OCSE Europa	632,2	648,8	664,3	691,7	738,7

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, gennaio 2017.

verificatosi nel 2017 ha contribuito a generare un effetto positivo sulle quotazioni alle frontiere europee del gas naturale, con i rincari più alti registrati proprio dalle fonti che avevano subito la maggiore flessione durante l'anno precedente: le quotazioni del gas algerino sono aumentate del 30%, assestandosi secondo alcune fonti a 18,9 c€/m³; il gas russo è cresciuto invece del 31,7%, raggiungendo i 18,4 c€/m³.

È proseguito nel 2017 il processo di convergenza dei prezzi del gas alla frontiera in Europa (Fig. 1.6). Il paese europeo che ha subito il minor incremento medio in termini di costi di importazione è stato la Spagna, con un differenziale positivo di 14 punti percentuali e un costo medio pari a 18,3 c€/m³. Il minor costo medio assoluto è invece stato sostenuto dal Regno Unito, con 17,27 c€/m³ (Fig. 1.7).

Con riferimento ai prezzi nei principali *hub* europei (Fig. 1.9), anch'essi in rialzo, i maggiori incrementi hanno riguardato il TTF olandese e l'NCG tedesco (entrambi attorno alla soglia del +24%), il cui prezzo medio è stato rispettivamente di 18,4 c€/m³ e 18,6 c€/m³. A metà dicembre 2017, un'esplosione presso l'*hub* di Baumgarten in Austria, da dove si dirama la rete gas verso l'Italia, ha fatto schizzare i prezzi del gas verso l'alto. I prezzi al PSV italiano hanno raggiunto i 76 c€/m³. L'interruzione

è stata presto risolta con i segnali di prezzo e la disponibilità di fonti e tratte alternative che hanno garantito i necessari flussi di importazione di gas in Italia. Nel 2017, anche al netto del picco appena descritto, i prezzi al PSV hanno continuato a essere più alti rispetto a quelli degli altri *hub* europei, con un valore medio di 21,2 c€/m³.

Anche l'NBP britannico, ove il prezzo medio nel 2017 si è attestato a 18,6 c€/m³, ha registrato nel mese di dicembre gli effetti di temperature al di sotto delle medie stagionali, che hanno stimolato la domanda e spinto i prezzi fino al picco di 23,9 c€/m³, quotazione media più elevata dal febbraio 2015.

Nel 2017 è migliorato anche l'allineamento tra i prezzi ai principali *hub* europei e il prezzo alla frontiera tedesca (BAFA), che include il prezzo dei contratti di lungo termine, per effetto delle rinegoziazioni delle formule a favore di una minore indicizzazione al prezzo del petrolio e di un maggior peso del riferimento ai prezzi del gas europei (Fig. 1.8).

I valori 2017 vedono comunque confermata una forte correlazione tra prezzi del gas agli *hub* europei e prezzi dell'energia (petrolio e carbone), nonostante la tendenza a ridurre l'indicizzazione al petrolio.

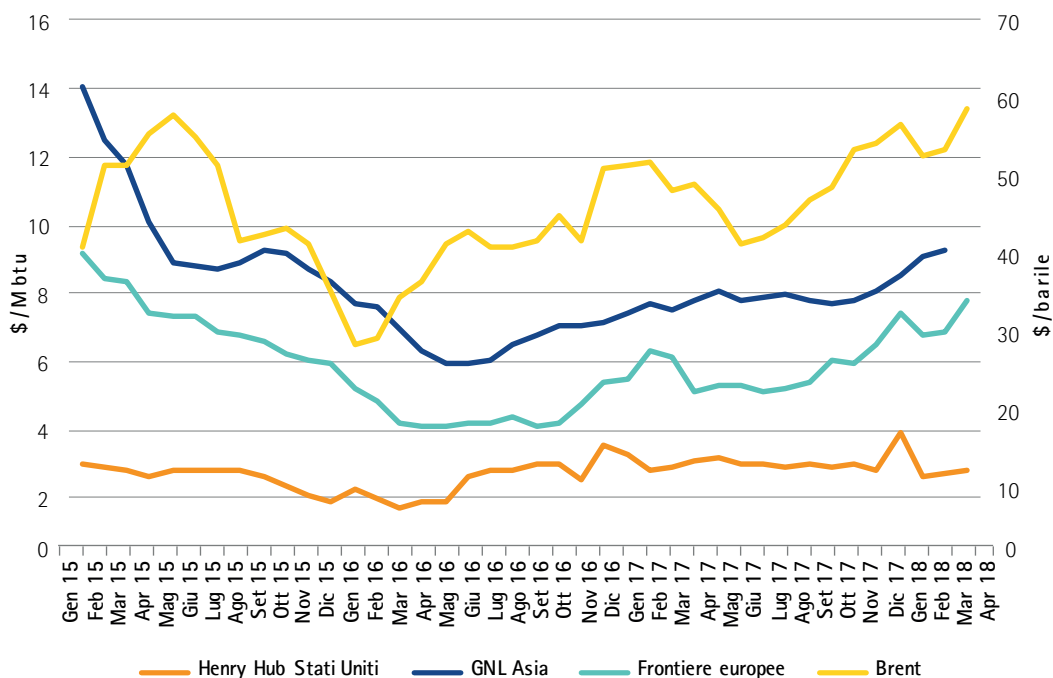


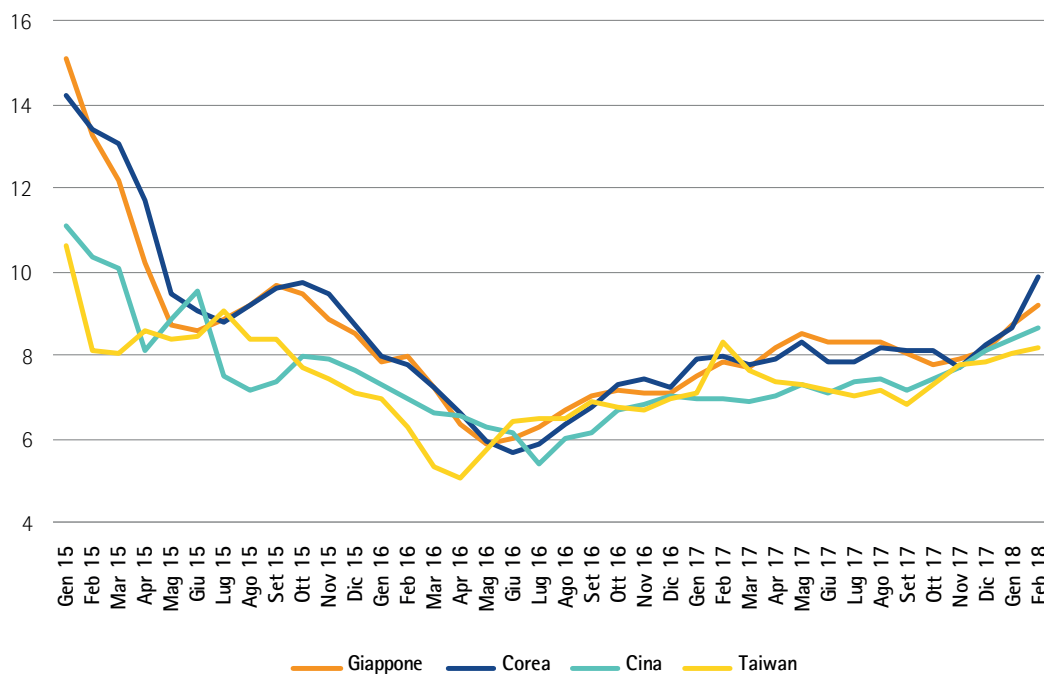
FIG. 1.4

Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent
\$/Mbtu per il gas, \$/barile per il Brent

Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

FIG. 1.5

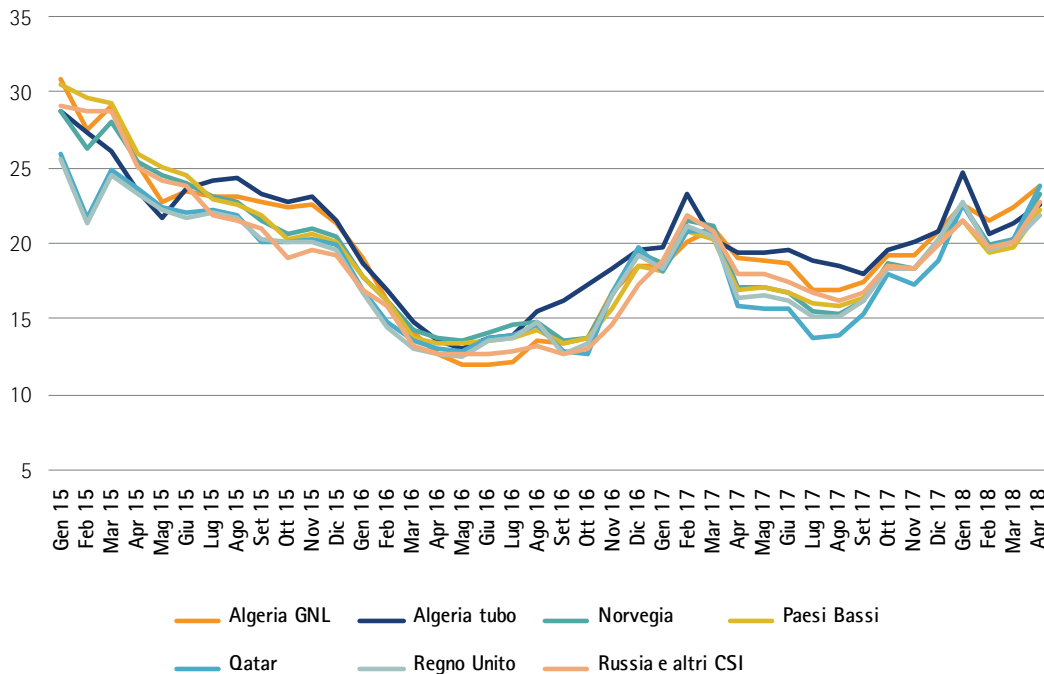
Prezzi del GNL nell'area
asiatica
\$/MBtu



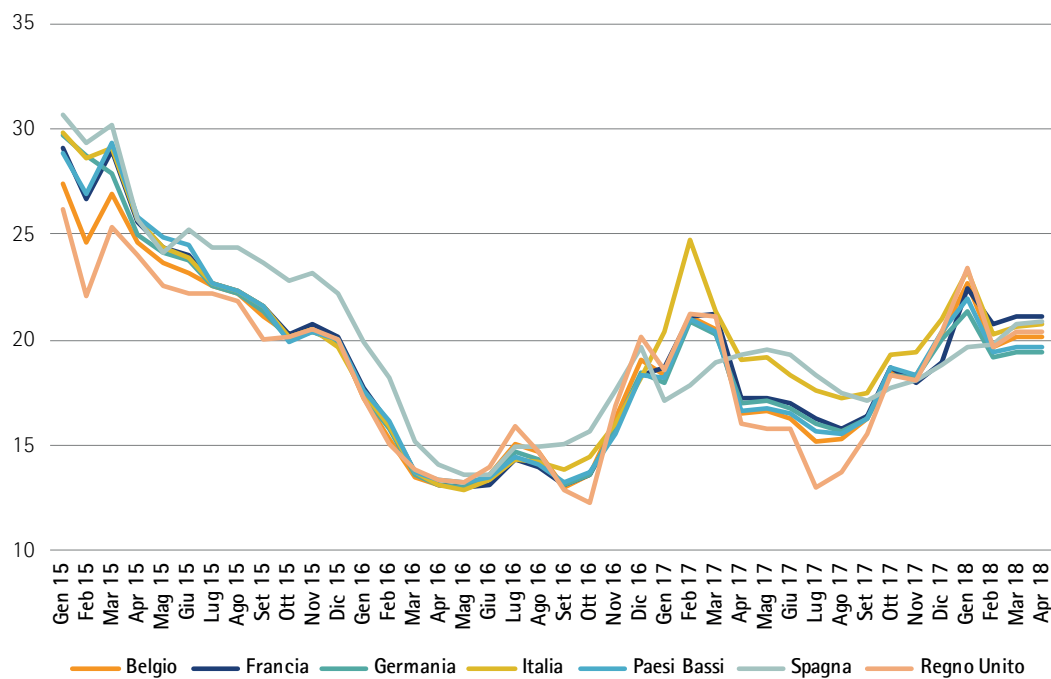
Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

FIG. 1.6

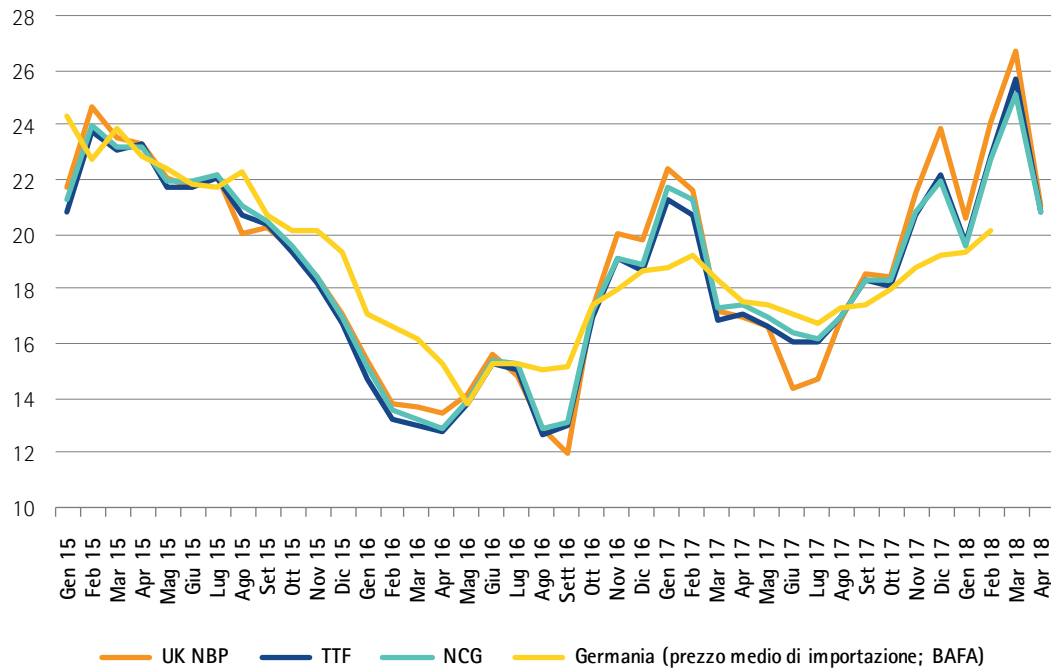
Prezzo alla frontiera per fonte
di approvvigionamento
c€/m³



Fonte: World Gas Intelligence.



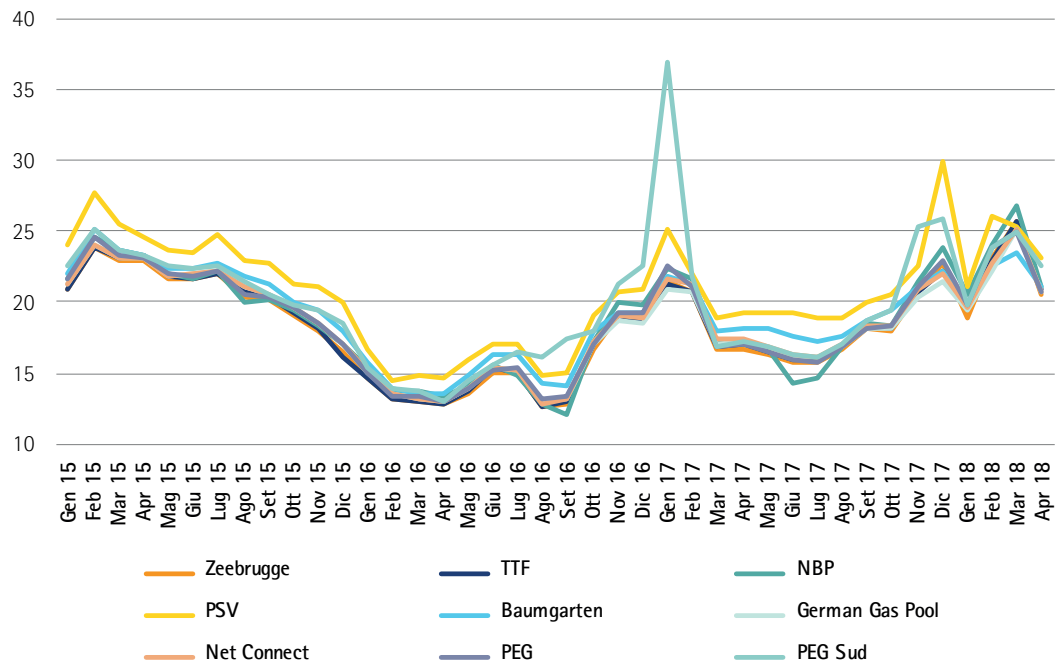
Fonte: World Gas Intelligence.



Fonte: Platts e Bundesamt für Wirtschaft und Au sfuhrkontrolle (BAFA).

FIG. 1.9

Prezzo del gas naturale negli
hub europei
c€/m³



Fonte: Platts.

Mercato internazionale del GNL

Il 2017 ha segnato un nuovo record storico in termini di volumi transati nel mercato del GNL. A livello mondiale sono state sfiorate le 290 milioni di tonnellate (Mt), equivalenti a una crescita del 10% rispetto al 2016. Il fattore principale di questo aumento è stato, anche in questo ambito, l'imponente crescita delle importazioni asiatiche (Tav. 1.10), in particolare da parte della Cina che, toccando 39 Mt (con un incremento su base annua del 42%), ha scavalcato la Corea del Sud (37,8 Mt) divenendo secondo paese importatore a livello globale alle spalle del Giappone, che si conferma il principale importatore di GNL al mondo (83,5 Mt). Nello specifico, la domanda cinese è stata stimolata sia dall'intensificarsi delle politiche di *switching* dal carbone al gas messe in pratica dal governo nelle zone più industrializzate del paese, sia da una maggiore incidenza della domanda di gas per riscaldamento durante i mesi invernali, alla base anche dell'incremento della domanda sud-coreana(+11%).

La crescita della domanda mondiale è stata comunque contenuta rispetto a quella della produzione di GNL, soprattutto grazie agli aumenti di capacità di liquefazione in Australia e negli Stati Uniti. Tra il 2016 e il 2017, le esportazioni di GNL australiano sono aumentate del 24%, assestandosi oltre quota 55,6 Mt, mentre quelle statunitensi sono più che quadruplicate in seguito al raggiungimento della piena capacità operativa dell'impianto di Sabine Pass, l'unico impianto di liquefazione americano attivo nel 2017. In entrambi i paesi, la tendenza alla crescita è destinata a rafforzarsi nei prossimi anni con l'entrata in funzione di nuovi impianti.

Il Qatar si è confermato il maggiore produttore di GNL a livello mondiale, con una quota del 27% circa e una produzione risultata in lieve calo rispetto al 2016 (77,5 Mt contro 79,6 Mt), seguito da Australia (19%), Malesia (9%) e Nigeria (7%).

Alcune stime riguardanti l'equilibrio del mercato, considerando la crescita prevista in termini di capacità di liquefazione a livello

TAV. 1.10

Principali paesi importatori ed esportatori di GNL

Mt

PAESI IMPORTATORI	2017	PAESI ESPORTATORI	2017
Giappone	83,5	Qatar	77,5
Cina	39,0	Australia	55,6
Corea del Sud	37,8	Malesia	26,9
India	19,2	Nigeria	20,3
Taiwan	16,6	Indonesia	18,7
Spagna	12,1	Algeria	12,3
Francia	7,4	USA	12,2
Turchia	7,3	Russia	11,5
Egitto	6,2	Trinidad	10,2
Italia	6,0	Oman	8,2
Altri	54,7	Altri	36,4
Totale	289,8	Totale	289,8

Fonte: GIIGNL.

mondiale, indicano che il diverso tasso di sviluppo di domanda e offerta, con la prima che storicamente cresce in media a un ritmo sensibilmente più lento della seconda, potrebbe portare a un allargamento del divario già esistente tra le due.

La prospettiva di un mercato sbilanciato lato offerta sarebbe dunque alla base dei rallentamenti riguardanti la realizzazione di nuovi impianti produttivi in tutto il mondo, sia per la forte competizione che si verrebbe a creare all'esportazione, sia per le diverse esigenze contrattuali dei compratori, sempre più focalizzati su soluzioni flessibili e di ridotta durata temporale.

Per il secondo anno consecutivo i paesi dell'area asiatico-pacifica hanno totalizzato un ammontare di esportazioni superiore a quello dell'area medio orientale, raggiungendo una quota di mercato pari

al 40% (Tav. 1.11). Grazie all'aumento delle quantità provenienti dagli Stati Uniti, hanno assunto maggior rilievo le esportazioni dalle Americhe, arrivate a incidere sul totale mondiale per il 9%. È poi aumentata di circa 1 Mt l'esportazione dalla Russia, che mantiene una quota del 4%. In particolare, nel 2017 si è registrato il primo carico di GNL nell'Unione europea proveniente dal nuovo progetto a Yamal e da una compagnia diversa da Gazprom.

Nel 2017, l'area asiatico-pacifica si è confermata nuovamente anche il principale mercato di ricezione del GNL, con oltre 148 Mt importate (equivalenti al 51% dell'intero mercato), seguita da Asia ed Europa, con quote rispettivamente pari al 21% e al 16%.

Nonostante un aumento delle importazioni totali europee del 22%, la differenza tra le quantità importate da Asia ed Europa è cresciuta del

TAV. 1.11

Commercio globale di GNL nel 2017

Mt

PAESI ESPORTATORI							TOTALE	RIESPORTAZIONI RICEVUTE	RIESPORTAZIONI CONSEGNATE
PAESI IMPORTATORI	AFRICA	EUROPA	RUSSIA	AMERICHE	MEDIO ORIENTE	ASIA PACIFICO			
Asia	6,9	0,1	0,4	2,2	22,7	29,5	61,8	1,1	-0,1
Asia-Pacifico	4,7	0,1	10,9	4,3	42,3	86,3	148,5	0,6	-0,8
Europa	20,2	3,4	0,1	5,7	17,7	0,0	47,0	0,6	-1,6
Nord America	1,3	0,1	0,0	5,1	0,0	0,2	6,6	0,0	0,0
Sud America	1,8	0,0	0,0	6,8	1,7	0,0	10,3	0,1	-0,2
Medio Oriente	4,4	0,1	0,0	2,0	2,8	0,1	9,4	0,3	0,0
Africa	1,6	0,2	0,0	0,2	4,2	0,0	6,1	0,1	0,0
TOTALE	40,9	3,9	11,5	26,1	91,3	116,1	289,8	2,7	-2,6

Fonte: GIIGNL..

46% nel corso del 2017 per via del forte incremento della domanda cinese. Sono invece rimaste pressoché sugli stessi livelli del 2016 le importazioni di Nord America e Sud America, segno di un consolidamento delle pratiche di esportazione verso i più economicamente vantaggiosi mercati asiatici.

Sono state poi dimezzate le riesportazioni, pratica che consiste nell'importare volumi di GNL e nel stoccarli temporaneamente, per poi riesportarli verso altre destinazioni con l'obiettivo di lucrare sul differenziale di prezzo al momento della vendita (arbitraggio). Il comportamento nell'attuazione di tale pratica, però, può variare considerevolmente a livello regionale: mentre Africa e Sud America hanno visto entrambe una diminuzione delle riesportazioni ricevute dell'85%, l'Europa, crocevia dei carichi *spot* provenienti da oltreoceano poi diretti verso i porti orientali, ha registrato un aumento dei volumi riesportati, passando dalle 0,4 Mt del 2016 alle 0,6 Mt del 2017. Anche nella stessa Asia, complice il forte aumento delle importazioni verificatosi nella zona, i volumi legati alle riesportazioni sono cresciuti, arrivando fino a quota 1,1 Mt.

Prezzi del GNL

Nel 2017 si è assistito a una relativa divergenza dei prezzi del GNL globali, in particolare nell'ultimo trimestre dell'anno, in concomitanza con l'avvio della stagione invernale e con l'avvento di alcune contingenze che hanno interessato le diverse aree di mercato.

Il prezzo medio del GNL sui mercati asiatici è stato protagonista di un rialzo del 23% (7,15 \$/MBtu contro i 5,81 \$/MBtu del 2016), con picchi durante il mese di dicembre superiori agli 11 \$/MBtu. Nel Sud-Ovest europeo i prezzi sono aumentati di quasi il 30%, con un incremento in termini assoluti pari a circa 1,43 \$/MBtu e un livello medio di 6,32 \$/MBtu, considerando tutto l'anno. Stessa dinamica anche per

i prezzi registrati presso l'NBP britannico, dove l'incremento è stato del 26% (equivalente a un prezzo medio di 5,86 \$/MBtu), e l'Henry Hub statunitense, dove invece la variazione è stata di poco inferiore al 19% (equivalente a un prezzo medio di 2,99 \$/MBtu). I movimenti di prezzo hanno portato ad alcune modifiche tra i differenziali esistenti tra i mercati: avendo subito una variazione minima in termini assoluti rispetto agli altri mercati, è infatti aumentata la convenienza per i produttori americani a esportare il proprio gas verso i porti europei e asiatici (Fig. 1.10).

Questa tendenza è destinata a proseguire nei prossimi anni, grazie anche alla crescente capacità di liquefazione statunitense, parzialmente già contrattualizzata con accordi di lungo termine, alcuni di tipo *FOB (free-on-board)*, ovvero senza clausole di destinazione specifica.

Un tema cruciale che influenzerà le dinamiche di mercato mondiali per il segmento GNL del gas riguarderà dunque la capacità dei produttori di sottostare, in un contesto altamente competitivo, a condizioni di fornitura più flessibili e ridotte a livello temporale. La durata media dei nuovi contratti di lungo periodo sta andando notevolmente riducendosi, mentre aumenta il peso dei contratti di breve periodo (durata massima 4 anni), coi compratori di GNL che cercano sempre più di svincolarsi sia dalle clausole di destinazione vincolata, sia dall'eccessivo peso delle indicizzazioni ai prezzi del greggio.

Gli effetti di questi cambiamenti sono già misurabili a livello finanziario, come pure tecnologico. Per offrire adeguate garanzie ai creditori, chi investe nei nuovi progetti di liquefazione si è già messo alla ricerca di soluzioni che permettano un minor investimento, una maggiore flessibilità operativa (come le *FSRU/FSLU, floating storage regasification/liquefaction unit*) e nuove soluzioni per assicurare quote minime di guadagno annuali capaci di soddisfare i requisiti minimi di garanzia richiesti al momento del finanziamento.

Mercato internazionale del carbone

Nel 2017 si è assistito alla crescita delle esportazioni di carbone dai principali paesi produttori (Russia +8,1%, Indonesia +5,4%). L'incremento maggiore proviene dagli Stati Uniti (+60%, corrispondenti a 33 Mt), la cui industria del carbone ha sofferto negli

ultimi anni di prezzi della materia prima in declino, dell'incremento della competizione con il gas naturale e dei fallimenti di compagnie coinvolte in attività estrattive. L'Australia invece, fino al 2016 il principale produttore mondiale, ha registrato una

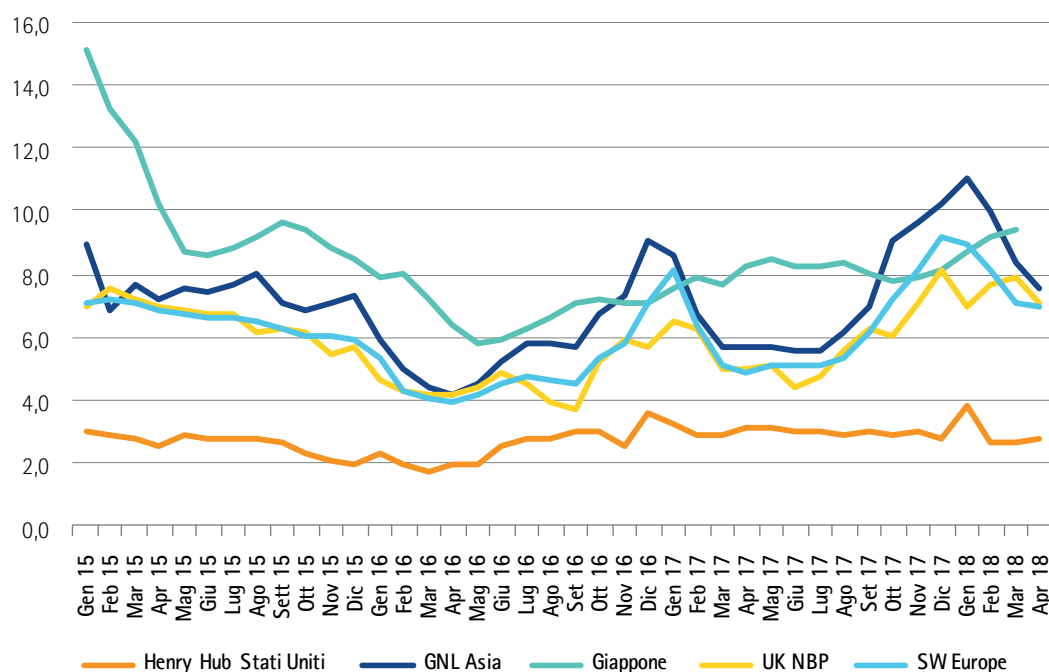


FIG. 1.10

Prezzi del GNL per aree
\$/MBtu

Fonte: World Gas Intelligence.

lieve flessione delle esportazioni (2,9%) a causa, in particolare, dell'avvento del ciclone Debbie, che ha colpito le coste australiane nei primi mesi dell'anno provocando problemi alle attività di esportazione.

I primi dati consuntivi del 2017 (Tav. 1.12) mostrano che le importazioni cinesi sono salite a 271 Mt (+6%), valore massimo dal 2014. A guidare i risultati cinesi hanno concorso la razionalizzazione della produzione interna di carbone e la campagna di chiusura delle miniere più obsolete. I consumi invece sono rimasti pressoché stabili rispetto all'anno precedente (+0,4%), dato comunque rilevante se si considera che il 2017 è stato il primo anno di crescita dopo tre consecutivi di contrazione. Dai primi dati consuntivi emerge tuttavia come il peso del carbone nel consumo energetico totale sia calato nel 2017, benché rimanga ancora la materia prima dominante nel mix energetico con una quota del 60%. Le politiche cinesi di riduzione dell'inquinamento avviate nel 2013 si stanno concentrando sulla riduzione dell'utilizzo di questa fonte per la produzione termoelettrica e l'utilizzo in caldaie domestiche e industriali, in favore del gas naturale, identificata come principale alternativa.

In India, paese sostenuto da un'economia in forte crescita, è attesa nei prossimi anni una ripresa della domanda di carbone,

nonostante il rapido sviluppo di impianti per la produzione elettrica da rinnovabili avvenuto nel paese. Situazione opposta negli Stati Uniti, dove proseguirà la diminuzione sia dei consumi, sia della produzione di carbone, complice il basso prezzo del gas (diventato competitivo nella produzione elettrica grazie all'abbondante produzione interna) e la forte crescita della produzione da fonti rinnovabili. La Germania, il principale consumatore di carbone e il secondo produttore dopo la Polonia in Europa, ha registrato nel 2017 una discesa dei consumi, grazie alla diminuzione dell'impiego del combustibile per usi termoelettrici, compensata da un'alta produzione rinnovabile.

Prezzo del carbone

Il recupero dei prezzi del carbone avviatosi nel 2016 è proseguito per l'intero 2017 sui mercati internazionali (Fig. 1.11). Il *benchmark* di prezzo asiatico relativo alle consegne a Qinhuangdao, in Cina, ha raggiunto in media d'anno i 173,3 \$/tep, con una crescita del 37,7% rispetto all'anno precedente, spiegabile in gran parte con il proseguimento delle campagne cinesi di chiusura delle miniere e la contestuale crescita dei volumi importati. Il *benchmark* di prezzo per le consegne in

TAV. 1.12

Mercato internazionale del
carbone
Mt

ESPORTATORI DI CARBONE	2014	2015	2016	2017 ^(A)
Indonesia	424,3	409,2	366,7	369,9
Australia	336,2	375,0	392,3	389,3
Russia	155,5	155,2	171,1	185,0
Colombia	81,2	77,8	83,3	105,0
Sudafrica	69,0	75,5	76,5	81,0
USA	88,2	67,1	54,7	88,0
Altri	191,2	173,5	188,7	142,4
Mondo	1.369,3	1.308,1	1.333,5	1.369,4
IMPORTATORI DI CARBONE	2014	2015	2016	2017 ^(A)
Cina	291,6	204,1	255,6	271,2
India	237,6	215,6	200,1	200,1
Giappone	188,1	189,6	189,4	191,3
Corea del Sud	131,0	133,9	134,5	148,2
Taiwan	65,8	64,8	65,6	69,3
Germania	53,8	54,5	53,6	48,1
Altri	444,6	449,0	432,5	439,0
Mondo	1.412,5	1.311,5	1.331,3	1.367,2

(A) Stime REF-E

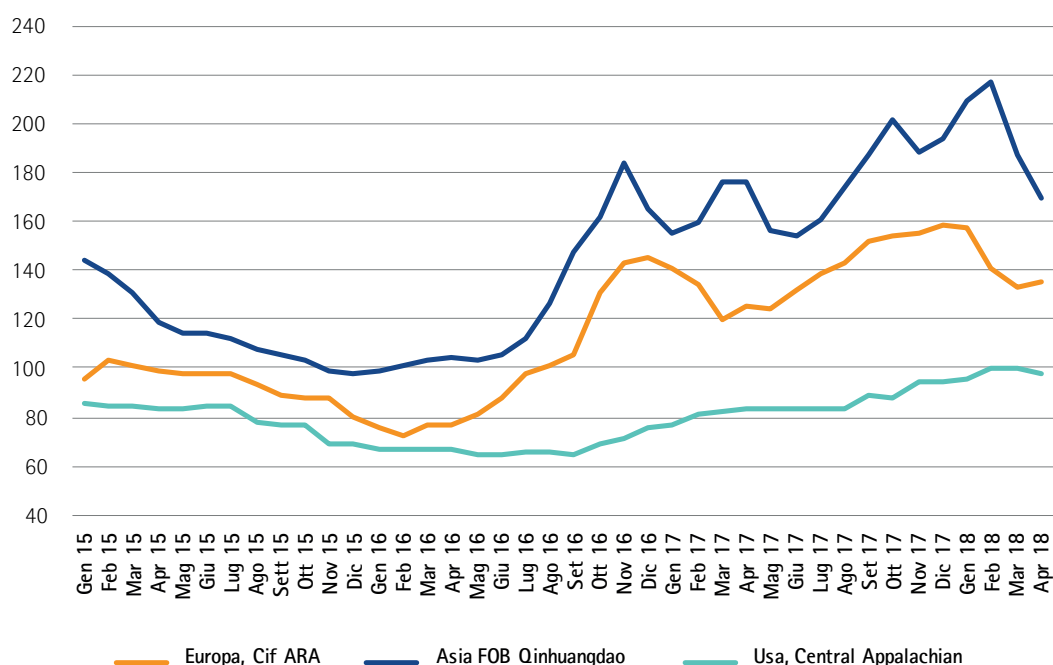
Fonte: International Energy Agency.

Europa ha seguito il *trend* dei mercati asiatici, attestandosi a 139,6 \$/tep (+40,4%), risentendo inoltre degli effetti provenienti dall'area europea, quali la ridotta idraulicità che ha investito il

continente e la minore generazione nucleare francese. Il prezzo americano, aumentato in maniera minore rispetto agli altri prezzi mondiali, ha raggiunto gli 85,2 \$/tep (+26,8%).

FIG. 1.11

Prezzo del carbone nei tre
principali mercati mondiali
\$/tep



Fonte: Platts per i benchmark cif NW Europe e Asia; EIA per US Appalachian.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Nel 2017 l'andamento del prezzo dei certificati EUA (*European Allowances*) del sistema europeo delle emissioni (EU ETS) è stato altalenante a causa dell'effetto congiunto di diverse novità regolamentari, nonché degli andamenti dei prezzi delle *commodities* e dell'energia elettrica in Europa. Nei primi mesi dell'anno i livelli di prezzo (in media 5 €/t nel primo semestre) sono rimasti allineati alla media delle quotazioni del 2016, valori che tuttavia rendono difficile la disincentivazione degli investimenti in tecnologie a basso impatto ambientale in termini di CO₂ emessa.

A favorire la discesa di prezzo del primo semestre ha contribuito il mancato supporto del *backloading*, la misura attraverso la quale sono state accantonate 900 milioni di quote per il periodo 2014-2016 con l'obiettivo di un loro successivo rilascio nel biennio 2019-2020. L'effetto ribassista sotteso all'esaurimento degli interventi previsti dalla misura è perdurato sul mercato fino a giugno, quando ancora le quotazioni faticavano a risalire oltre la soglia dei 5 €/t. La seconda parte dell'anno ha invece registrato una graduale inversione di tendenza avviatasi sulla scia degli andamenti positivi dei prezzi delle *commodities* e dell'energia elettrica in Europa.

Sul fronte dei prezzi, le pressioni rialziste esercitate dalla salita del prezzo del carbone hanno fornito i primi slanci al prezzo dell'EUA (Fig. 1.12) già

dal mese di luglio, poi cresciuto ulteriormente a seguito degli aumenti dei prezzi dell'energia elettrica, dovuti alla riduzione della produzione dei reattori nucleari francesi, per le specifiche richieste eseguite direttamente da ASN (l'Autorità francese sulla sicurezza nucleare), nonché alla ridotta idraulicità che ha investito il continente europeo nel 2017.

Sul fronte normativo, le novità riguardanti il funzionamento della Riserva di stabilità del mercato, che sarà avviata a partire dal 2019 e durerà fino al 2023, hanno contribuito a fornire un supporto ai prezzi. La Riserva di stabilità, sulla base del numero di certificati in circolazione, prevede che avvenga un ritiro di quote in caso vi sia un numero di certificati superiore alla soglia di 833 milioni, ovvero un reintegro, nel caso il numero dei certificati in circolazione sia inferiore alla soglia di 400 milioni. Le quote da ritirare o reintegrare verranno calcolate sulla base di un fattore percentuale, inizialmente fissato al 12% della differenza tra il numero di quote in circolazione e i valori soglia. Nel corso dell'anno sono inoltre migliorate le aspettative di un esito positivo della discussione a livello del trilogio formato dal Parlamento, dal Consiglio e dalla Commissione europea in merito al raddoppio di tale quota fino al 24%, accordo poi effettivamente raggiunto in via provvisoria nel mese di novembre.

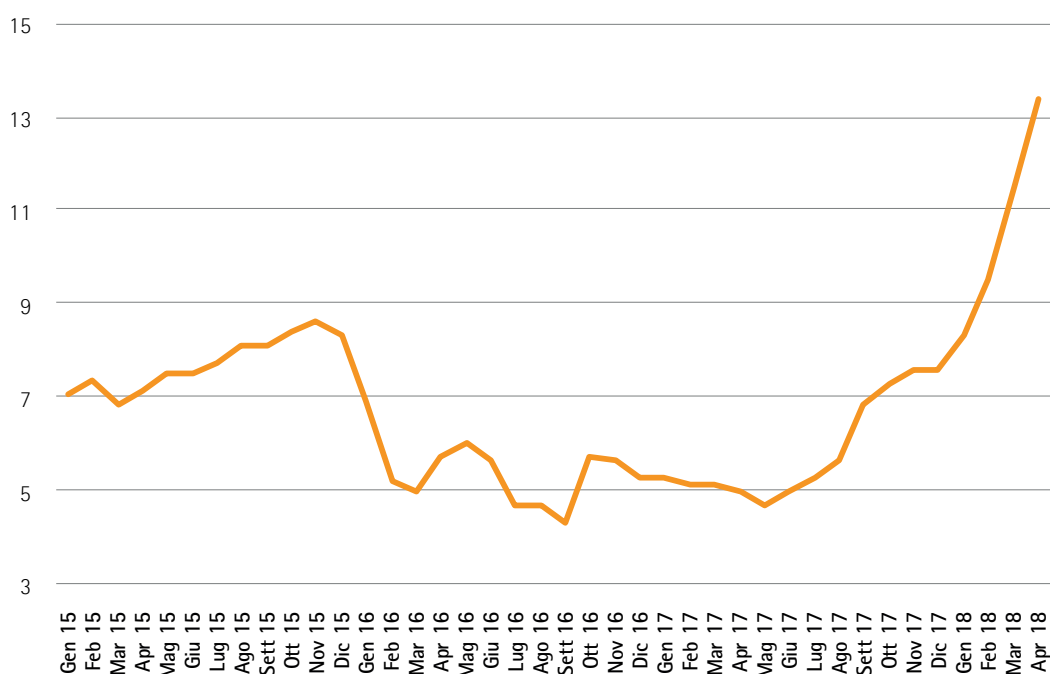


FIG. 1.12

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

€/ton

Fonte: ICE.

Sempre sul fronte normativo, a contribuire al rialzo dei prezzi, in particolare durante il mese di settembre, sono state le prime mosse a favore di un accordo tra Unione europea e Regno Unito volto a evitare un riversamento di quote sul mercato a seguito della Brexit: l'emendamento parlamentare approvato nella metà del mese ha previsto l'annullamento automatico delle quote rilasciate da un paese in procinto di lasciare lo schema ETS. È possibile inoltre che la Gran Bretagna, pur uscendo ufficialmente dall'Unione europea a partire dal 29 marzo 2019, possa continuare a far parte dello schema ETS europeo, come altri paesi non comunitari quali la Norvegia o l'Islanda.

I dati preliminari pubblicati dalla Commissione europea sulle emissioni verificate mostrano che le emissioni dei settori ETS sono diminuite nel loro complesso del 4,7% rispetto all'anno precedente e di circa il 7% rispetto ai dati 2015.

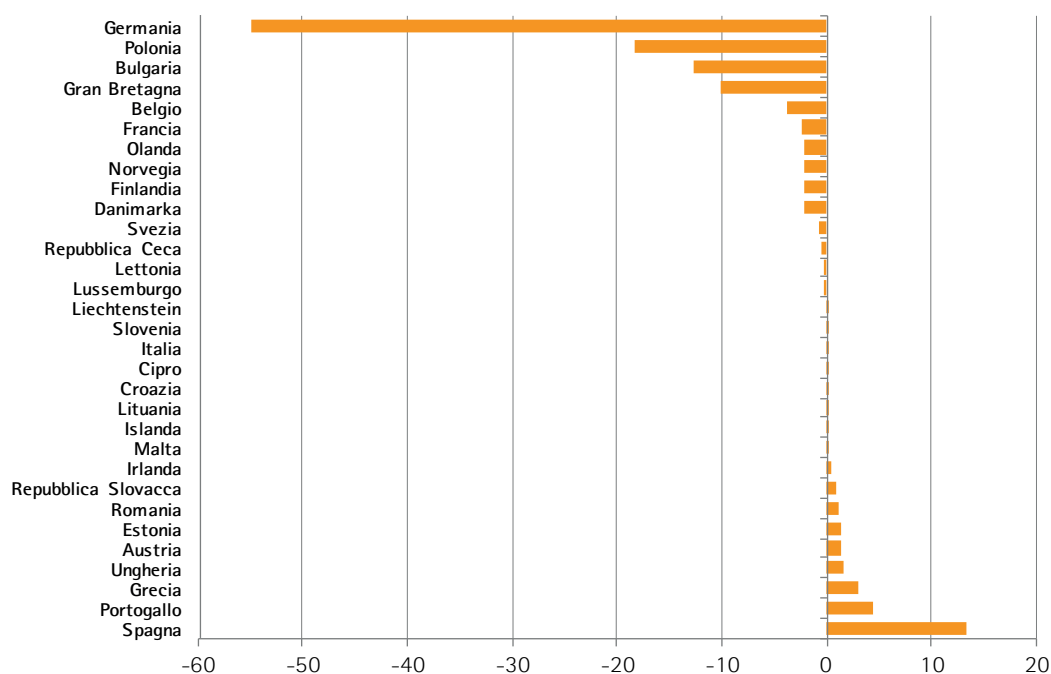
La Germania, con un calo di emissioni del 12% (corrispondente a circa 55 Mt) rispetto al 2016 (Fig. 1.13), è il paese europeo che ha maggiormente contribuito alla flessione negativa, con il maggiore

apporto proveniente dal settore termoelettrico. Le emissioni di tale settore sono calate di circa 36 Mt, a causa di una ridotta produzione elettrica da impianti termoelettrici a carbone compensata da una robusta produzione da fonti rinnovabili e di un recupero della produzione a gas. Altre flessioni negative provengono da Polonia (-18 Mt, -9,2%), Bulgaria (-12 Mt, -38%) e Gran Bretagna (-10 Mt, -6,4%), determinate anch'esse da una ridotta richiesta da parte del settore elettrico. Inversione di tendenza invece in Spagna: il calo registrato nel 2016 rispetto all'anno precedente è stato completamente recuperato nel 2017 (+13 Mt, +10,4%) per effetto di una produzione elettrica a carbone superiore al 20% rispetto al precedente anno (Fig.1.13).

Nel 2017 sono aumentati i volumi scambiati nelle aste primarie per un volume di circa 236 Mt di EUA (+33%), in linea con il taglio di offerta operato dal *backloading* l'anno precedente (200 Mt), e sui mercati *spot* (+88 Mt, +31,8%). Prosegue invece la discesa dei volumi registrati sul mercato a termine e nello specifico per i contratti con scadenza nel mese di dicembre (-343 Mt, -9%).

FIG. 1.13

Emissioni dei settori ETS nel 2017 rispetto al 2016 per Stato membro
milioni di tonnellate



Fonte: Commissione europea.

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

Nelle pagine che seguono è riportato il confronto tra i prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale praticati nel 2017 nei diversi paesi europei, come risultanti all'Istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) alla data del 30 maggio 2018. Tali prezzi sono calcolati ai sensi del regolamento (UE) 1952/2016 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 ottobre 2016, relativo alle statistiche europee su prezzi di gas naturale ed energia elettrica, che ha abrogato la previgente direttiva 2008/92/CE¹.

Il regolamento (UE) 1952/2016, entrato in vigore il 7 dicembre 2016, è stato introdotto con la finalità di consentire la messa a disposizione a livello europeo di statistiche dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica applicati ai clienti finali che siano di qualità elevata, comparabili, aggiornati, affidabili e armonizzati. Le principali novità² introdotte afferiscono:

- all'introduzione dell'obbligo di rilevazione dei prezzi per i clienti domestici e per la classe dei clienti finali e non domestici con consumi annui superiori a 150 GWh (prima avveniva su base volontaria);
- al livello di disaggregazione di prezzi richiesto, divenuto più ampio, specialmente per quanto riguarda il gas naturale; infatti, ora è richiesta la trasmissione con cadenza annuale dei prezzi elettrici e gas suddivisi per componenti (energia/rete/imposte) e per diverse sotto-componenti.

Il regolamento citato ha fissato la prima scadenza per l'invio a Eurostat dei prezzi secondo la nuova metodologia al 30 settembre 2017, prevedendo altresì, all'articolo 9, la possibilità per gli stati membri di chiedere una deroga temporanea dall'applicazione delle nuove norme qualora fossero necessari notevoli adeguamenti o si fosse determinato un onere aggiuntivo rilevante a carico dei rispondenti.

L'Italia ha chiesto una deroga sino al 2019, tramite una richiesta formale inviata dal Ministero dello sviluppo economico alle autorità europee l'11 luglio 2017. Il conferimento dei dati di prezzo secondo i nuovi obblighi comporta infatti un notevole aggravio del

carico statistico per gli operatori, in una realtà come quella italiana, caratterizzata da una platea di venditori particolarmente ampia e fortemente variegata nella sua composizione (cfr. Capitoli 2 e 3 di questo stesso Volume). Nel mercato italiano è presente una molteplicità di imprese di piccola o piccolissima dimensione, per le quali l'adempimento alle nuove regole in tempi stringenti può risultare particolarmente difficile e costituire anche un ostacolo a un'effettiva concorrenza.

Alla luce delle nuove disposizioni adottate a livello dell'Unione europea, come già in passato con quelle previgenti, l'Autorità ha scelto di mantenere le proprie rilevazioni in materia di prezzi finali coerenti con tali disposizioni, allo scopo di non duplicare le richieste agli operatori di dati di prezzo.

In aggiunta, al fine di dar modo alle imprese di vendita di porre in essere con congruo anticipo i passi necessari per conferire i dati secondo le nuove richieste a partire dall'anno di riferimento 2019, con delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com, l'Autorità ha definito i nuovi obblighi e reso note le nuove indicazioni per la trasmissione delle informazioni sui prezzi. È stato contestualmente statuito che fossero mantenute le previgenti modalità di rilevazione sino al conferimento dei dati relativi al 2018.

Al fine di compensare l'onere amministrativo derivante dal più elevato livello di dettaglio, necessario a soddisfare le disposizioni comunitarie, sono state operate alcune semplificazioni delle raccolte esistenti e sono state approntate dall'Autorità nuove soluzioni per recuperare alcuni dei dati non più richiesti da quelli disponibili presso il Sistema informativo integrato operativo presso l'Acquirente Unico.

Per effetto dell'entrata in vigore delle nuove disposizioni del regolamento (UE) 1952/2016 che impone nuove modalità di rilevazione e di disaggregazione dei dati, il consueto dettaglio sull'incidenza delle singole componenti (energia, costi di rete, imposte e oneri) sui prezzi elettrici in tutti i paesi dell'Unione europea non è ancora disponibile

¹ Pubblicato nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea del 17 novembre 2016.

² Per una descrizione di dettaglio della metodologia del regolamento (UE) 1952/2016 si rimanda alla *Relazione Annuale* 2017.

al momento della chiusura di questa *Relazione Annuale*³. Né i dati saranno completamente confrontabili, almeno per qualche anno,

tenuto conto del fatto che, insieme all'Italia, hanno chiesto la deroga anche altri paesi europei (Germania, Spagna e Cipro).

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

Nel 2017 vi sono stati alcuni cambiamenti nel posizionamento relativo dei prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici italiani rispetto a quelli europei.

Solitamente, negli anni passati, i prezzi italiani per le prime due classi di consumo⁴ si assestavano su valori inferiori a quelli mediamente praticati nell'Area euro, sia al netto, sia al lordo delle imposte e degli oneri. Per il 2017 si registra un differenziale negativo (Tav. 1.13) che, se da un lato conferma, sia pure con movimenti minimi, una tendenza alla riduzione negli anni per le prime due classi di consumo (rispettivamente -13% e -9% rispetto all'Area euro, contro rispettivamente il -15% e sempre il -9% del 2016), si estende per la prima volta, almeno al lordo, anche alla terza classe. Per quest'ultima il differenziale assume il valore del -4%, contro il +8% del 2016.

Nel 2017 si sono avute novità anche per i prezzi netti, che hanno mostrato una significativa contrazione del differenziale negativo per la prima classe (passato dal -15% del 2016 al -4% del 2017). Per entrambe le due classi successive i prezzi risultano superiori del 4% rispetto alla media dell'Area euro, mentre nel 2016 erano uno inferiore del 7%, l'altro maggiore del 7%.

I prezzi per le ultime due classi di consumo domestico si confermano invece anche nel 2017 superiori rispetto a quelli medi dell'Area euro (Fig. 1.14), sia al lordo degli oneri e delle imposte sia al netto. Anche questi differenziali, positivi, appaiono però in drastica diminuzione rispetto al passato, quando, come nel 2015, i valori corrispondenti erano rispettivamente intorno al +40% e +60% in termini lordi. Nel

2017 essi si limitano infatti al +5% e al +8%, rafforzando la decisa contrazione già registrata nel 2016.

È dal 2016, con l'entrata in vigore dall'1 gennaio della riforma delle tariffe elettriche introdotta dall'Autorità, che ha avuto inizio il progressivo riallineamento dei corrispettivi di rete applicati alle diverse classi di consumo. Tale riforma ha contribuito ad avvicinare i prezzi netti ai valori medi europei (Tav. 1.13), grazie anche al graduale superamento della previgente struttura progressiva delle tariffe, processo che nel 2017 ha conosciuto un ulteriore avanzamento.

In valore assoluto i prezzi italiani hanno registrato quindi nel 2017 un lieve aumento al lordo e un aumento più spiccato al netto delle imposte (intorno al 9%) per le prime due classi di consumo e una riduzione dalla terza classe in avanti, particolarmente significativa (-20% circa) per la penultima classe (da 15.000 kWh/a in su). I clienti domestici italiani hanno beneficiato anche di una riduzione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema e delle imposte che, se negli anni scorsi apparivano in linea con quelli medi dell'Area euro, dal 2017 risultano inferiori per le prime tre classi e sostanzialmente uguali a quelli delle ultime due.

Tutte le classi hanno mostrato in Italia anche una diminuzione dell'incidenza di tali voci sul prezzo finale lordo, a eccezione di quella a maggiori consumi (dove si registra un aumento dello 0,9%, a fronte di una rilevante diminuzione anche dei prezzi netti, quasi del 24%). In particolare, nelle prime due classi tale incidenza ha segnato rispettivamente un calo del 10,3% e del 15,8%. Va rilevato che la componente oneri e imposte presenta ancora una struttura non degressiva in Italia, a differenza di quanto accade in altri paesi

³ Con le norme previgenti, Eurostat raccoglieva tale dettaglio sui prezzi elettrici relativi al secondo semestre di ogni anno. Con l'entrata in vigore del nuovo Regolamento, il medesimo dettaglio deve essere fornito sui prezzi medio annui. Pertanto le informazioni sulle componenti dei prezzi elettrici raccolte ante-Regolamento non sono strettamente comparabili con quelle raccolte post-Regolamento.

⁴ Comprendenti i consumi annui fino a 2.500 kWh/a.

TAV. 1.13

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2017

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

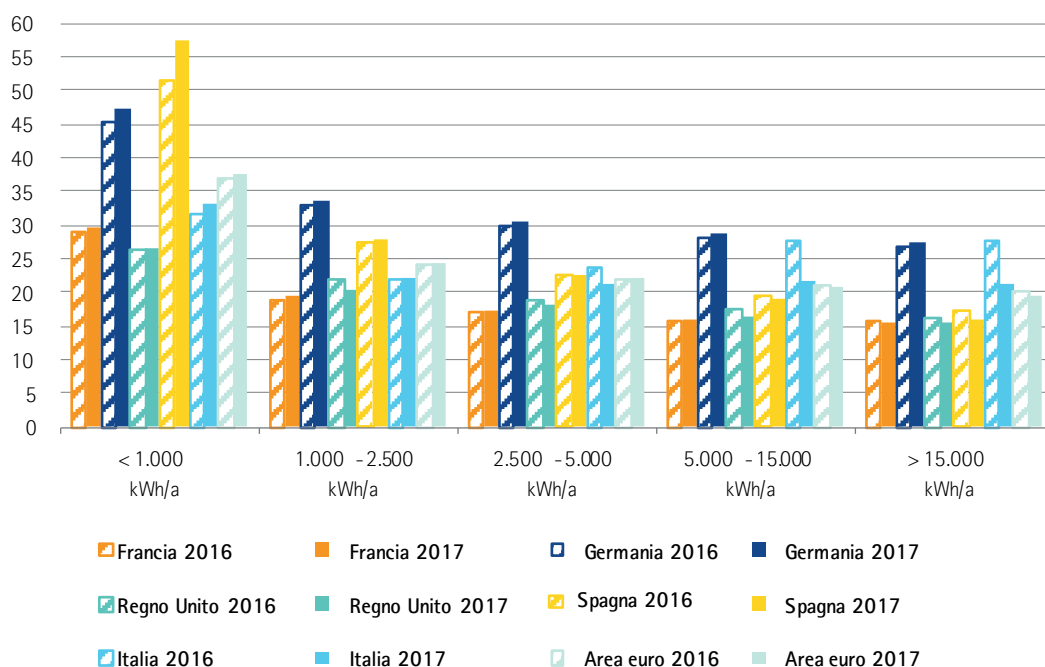
	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	20,98	37,15	14,23	23,83	12,20	19,64	10,94	17,26	10,03	15,69
Belgio	27,96	49,20	19,85	31,87	18,28	28,38	16,66	25,69	13,09	20,68
Bulgaria	8,23	9,88	8,11	9,73	8,08	9,69	8,07	9,68	7,98	9,58
Cipro	18,10	23,36	14,51	18,67	14,37	18,45	14,13	18,15	13,37	17,22
Croazia	17,05	20,01	11,01	13,18	10,12	12,16	9,72	11,70	9,42	11,36
Danimarca	15,33	37,43	11,53	32,68	9,63	30,30	8,60	23,69	8,34	21,63
Estonia	9,67	13,04	9,53	12,85	9,38	12,63	8,61	11,77	7,99	11,05
Finlandia	25,02	33,82	15,28	21,74	10,57	15,90	8,73	13,62	6,90	11,35
Francia	21,74	29,57	13,01	19,47	11,11	17,23	9,97	15,87	9,56	15,38
Germania	27,65	47,37	16,40	33,62	13,86	30,48	12,45	28,75	11,93	27,15
Grecia	15,66	22,62	11,86	17,96	11,15	17,78	10,97	20,58	10,25	18,96
Irlanda	29,83	41,64	22,56	30,01	18,56	23,30	16,28	19,65	13,92	16,15
Italia	23,95	32,95	15,72	22,00	13,29	21,11	12,48	21,78	11,29	21,18
Lettonia	13,02	19,00	10,85	16,37	10,42	15,84	10,01	15,35	10,22	15,61
Lituania	7,99	11,34	7,93	11,27	7,80	11,12	7,46	10,71	6,79	9,89
Lussemburgo	21,64	26,93	14,16	18,85	11,69	16,17	9,82	14,15	8,97	13,23
Malta	36,78	38,62	14,28	15,00	12,58	13,21	14,80	15,54	35,38	37,14
Paesi Bassi ^(A)	35,01	n.d.	16,50	10,57	11,49	15,59	8,13	17,26	n.d.	n.d.
Malta	13,47	18,94	11,07	15,96	10,26	14,54	9,46	13,31	9,41	13,12
Portogallo	17,29	38,81	11,82	24,71	10,93	22,57	10,57	21,74	10,55	21,30
Regno Unito	19,81	26,42	15,25	20,38	13,44	18,11	12,17	16,34	11,58	15,40
Cechia	22,54	27,40	15,93	19,42	11,97	14,63	9,50	11,63	8,66	10,64
Romania	9,16	12,53	9,22	12,59	9,08	12,44	8,89	12,21	8,56	11,82
Slovacchia	16,16	23,76	10,44	16,90	8,35	14,39	6,62	12,31	5,16	10,56
Slovenia	13,29	21,83	12,50	19,65	11,05	16,11	10,12	13,99	9,39	12,49
Spagna	44,94	57,16	21,81	27,73	17,59	22,37	15,00	19,07	12,39	15,75
Svezia	26,94	37,30	14,80	22,12	12,81	19,65	9,75	15,82	8,09	13,74
Ungheria	10,12	12,86	9,24	11,73	8,90	11,30	8,65	10,98	8,75	11,12
Norvegia	30,21	39,04	18,26	24,47	11,50	16,24	7,81	11,74	6,70	10,39
Unione europea	23,10	33,94	14,66	22,75	12,52	20,45	11,17	18,98	10,42	17,85
Area euro	25,00	37,66	15,14	24,30	12,76	21,89	11,44	20,71	10,65	19,54

(A) Nei Paesi Bassi è previsto uno sconto sul prezzo finale lordo che, per la prima classe di consumo, rende poco significativo il dato.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.14

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

europei. Diversamente da quanto registrato in Italia, inoltre, l'Area euro ha mostrato per tale componente aumenti medi intorno al 6% per tutte le classi, con una punta dell'11% per la prima classe.

Tenuto conto che nel 2017 il 95,2 % dei clienti italiani si colloca nelle prime tre classi di consumo (cioè ha consumi inferiori a 5.000 kWh/a) e consuma circa il 90,6% dell'energia elettrica venduta in Italia al settore domestico, la quasi totalità/stragrande maggioranza dei consumatori domestici italiani continua comunque a beneficiare di prezzi più bassi rispetto alla media dell'Area euro. I restanti clienti (1.650.000) pagano invece in media l'8% in più, come visto più sopra.

Spostando il confronto dalla media dell'Area euro ai principali paesi europei⁵, nel 2017 i prezzi finali di questi ultimi hanno registrato andamenti piuttosto variegati, a fronte di una dinamica media dell'Area euro che risulta invece in calo rispetto al 2016, con lievi aumenti limitati solo alle prime due classi di consumo.

In Germania, per esempio, i prezzi al lordo sono aumentati per tutte le classi di consumo di qualche punto percentuale, soprattutto per effetto dell'aumento, sia pure molto limitato, della componente oneri e imposte e della relativa incidenza, che per le prime due classi si è

sommata anche ad aumenti dei prezzi netti. L'incidenza degli oneri e delle imposte, al netto della prima classe dove è del 42%, risulta in Germania in continua crescita negli anni e ha ormai superato il 50% del prezzo lordo per tutte le restanti classi, con un picco del 57% per la penultima classe di consumi (tra 5.000 e 15.000 kWh). A titolo di confronto, l'incidenza media degli oneri e delle imposte in Italia è di oltre il 40% per le due classi a maggiori consumi, ma del 27-28% per le prime due e del 37% per la classe con consumi tra 2500 e 5000 kWh.

Tra i principali paesi europei, la Germania si conferma come il paese con i prezzi per i clienti domestici più alti. Rispetto alla Germania i consumatori domestici italiani continuano a pagare prezzi finali decisamente inferiori, tra il 30 e il 35% per le prime tre classi e di oltre il 20% per le due classi a maggior volume. Per queste ultime negli anni scorsi i clienti italiani hanno invece sempre pagato prezzi superiori.

In Francia si registrano nel 2017 aumenti dei prezzi, sia pure lievi, tranne che per l'ultima classe (+0,9%). In Spagna gli aumenti riguardano le prime classi di consumo (in particolare la prima, +11%), mentre diminuiscono i prezzi delle classi a maggiori consumi. Nel Regno Unito, per il secondo anno consecutivo, i prezzi per i

⁵ Con i principali paesi europei si intendono Francia, Germania, Regno Unito e Spagna, vale a dire i paesi i cui mercati in esame presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia.

consumatori domestici risultano invece tutti in sensibile in calo (tra il 4 e il 6%), tranne che per la classe a minori consumi (+ 0,9%).

Francia e Regno Unito mantengono prezzi più bassi dell'Italia per tutte le classi di consumo, mentre la Spagna presenta prezzi più alti per le prime tre classi di consumo e più bassi per le altre.

Con riferimento alla classe di consumo intermedia (2.500-5.000 kWh/a), rappresentativa del cliente domestico in quanto è quella che possiede il maggior peso in termini di energia venduta (38,3%) e che contiene il cliente tipo normalmente preso a riferimento dall'Auto-rità, l'Italia, dopo anni di prezzi più alti, nel 2017 è passata a prezzi inferiori (-4%) a quelli della media dell'Area euro (Fig. 1.15). Per questa categoria di consumo i prezzi italiani al lordo delle imposte sono diminuiti dell'11,2% rispetto al 2016, a fronte di una riduzione media di solo 0,2% nell'Area euro. La riduzione italiana è la più forte tra quelle di tutti i paesi europei. In termini di valori netti il

differenziale di prezzo rimane però leggermente positivo (+4%), sia pure in presenza di una riduzione rispetto all'anno precedente più ampia in Italia rispetto all'Area euro (rispettivamente -7% contro -4%). Il Regno Unito è in questo caso il paese che segna la riduzione più significativa da un anno all'altro (-12%).

Le famiglie italiane con consumi in questa classe, con un prezzo di 21,11 c€/KWh, pagano il 31% in meno della Germania e il 6% in meno della Spagna, ma il 23% in più della Francia e il 17% in più del Regno Unito.

Prezzi per i clienti industriali

I consumatori industriali italiani di energia elettrica pagano, anche per il 2017, prezzi più alti di quelli della media dell'Area euro per tutte le classi, a eccezione di quella a più alti consumi, per i quali il differenziale positivo, ancora dell'11% nel 2016, si è del tutto annullato

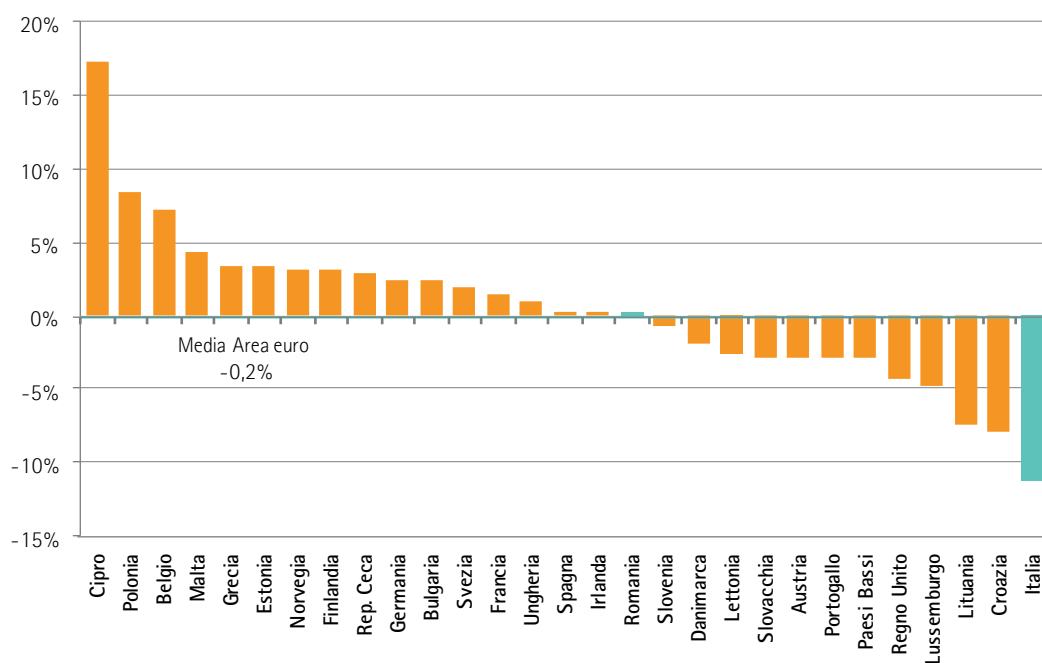


FIG. 1.15

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale 2016-2017 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

nell'ultimo anno in termini lordi. Tale differenziale positivo è tra il 12% e il 15% per le prime tre classi e del 19 e 25% per le successive due.

Per tutte le classi va rilevata dunque la riduzione dello scarto con i prezzi medi dell'Area euro (Tav. 1.14). La prima classe di consumo, che copre il 18,5% in termini di energia e il 90% in termini di punti di prelievo fatturati, dove si registrava nel 2016 il picco (+33%) di scarto dei prezzi italiani rispetto a quelli europei, ha conosciuto la riduzione maggiore, con il differenziale fissato al 12% del 2017. Per le tre classi successive si è passati, rispettivamente, dal 19% del 2016 al 13% del 2017, dal 20% al 15% e dal 24% al 19%. Minore il salto per la penultima classe, dal 28% al 25%.

Il 2017 ha quindi segnato un'ulteriore decisa tappa verso la riduzione del divario italiano con i prezzi medi dell'Area euro, in un processo che prosegue dal 2013, quando i prezzi si attestavano, per la gran parte, su un differenziale più ampio (+30% circa). Per le prime classi tale divario da allora si è in buona sostanza dimezzato.

Quanto sopra per i prezzi al lordo delle imposte. In termini di prezzi netti si assiste invece alla riduzione del differenziale per le prime classi (passato da +15% a +5% per la prima e decisamente più contenuto per le due successive) e all'aumento per le classi più elevate (da +12 a +17% per l'ultima classe).

I prezzi italiani sono diminuiti sensibilmente per la prima classe (-18,1% al lordo e -12,1 al netto), significativamente di più che per la media dell'Area euro (-2,2% al lordo, -3,1% al netto). Anche le riduzioni per le altre classi (intorno al -5% al lordo e poco meno al netto) sono decisamente maggiori di quelle dell'Area euro (pari a circa il 2%), con cali invece più in linea al netto.

Le dinamiche dei prezzi finali da un anno all'altro sopra descritte sono sostanzialmente da ascrivere a quelle sottostanti dei prezzi netti. Hanno comunque contribuito in parte anche i cali registrati nella componente oneri e imposte (tranne che per l'ultima classe, dove tale voce è leggermente aumentata, del 3%). Di converso, nell'Area euro tale componente risulta in aumento. In valore assoluto però tale voce resta più alta in Italia (del +21% per la prima classe di consumo e tra il +26% e il 30% per altre) tranne che per l'ultima classe a maggiori consumi, dove risulta addirittura inferiore del 35%, segnando

pertanto, ancora una volta, un ampliamento del divario che si è aperto da qualche anno.

Anche guardando all'incidenza della componente oneri e imposte sul prezzo finale si assiste a diminuzioni per il nostro Paese (dove i relativi valori si attestano tra il 45% e poco più del 50%, con un 35% per l'ultima classe) a fronte di aumenti per l'Area euro, con valori in questo caso abbastanza in linea con quelli italiani intorno al 45% o poco più, anche per l'ultima classe.

Passando invece al confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.16), anche per il 2017 si confermano le dinamiche in atto dal 2015, quando per la prima volta si è assistito al cambio di paradigma: i consumatori industriali di energia elettrica del nostro Paese non pagano più prezzi più elevati dei loro omologhi nei principali paesi europei.

Nel 2017 i prezzi italiani si confermano più bassi non solo, come di consueto, di quelli dei consumatori industriali tedeschi, ma anche di quelli inglesi per le ultime due classi di consumo e di quelli spagnoli, in questo caso per la prima classe di consumo.

Solo rispetto alla Francia i prezzi italiani risultano più elevati, così come rispetto alla media dell'Area euro. È poi vero che per la classe di consumo 500-2.000 MWh/a, una delle più rappresentative per il nostro Paese, i prezzi italiani, pari a 16,94 c€/kWh, risultano più alti, rispetto alla media dell'Area euro, del 15% (+20% nel 2016); e che al netto degli oneri e delle imposte il differenziale è del 5% (7% nel 2016). Tuttavia, come già da anni, nel 2017 il prezzo lordo per questa classe di consumo in Italia è diminuito di più di quello della media dell'Area euro (-5,3%, mentre il calo nell'Area euro è stato dell'1% (Fig. 1.17). Tra i principali paesi il Regno Unito è ancora una volta quello che registra anche per il 2017 la maggiore contrazione dei prezzi (-5,9%, dopo il -12% del 2016).

Il differenziale con la Germania per questa classe si è ulteriormente ampliato, passando dal -9% a favore del prezzo finale in Italia del 2016 al -15% del 2017, nonostante i prezzi netti si mantengano più alti del 6% per l'Italia. E in effetti, in termini di prezzi netti, proseguono anche nel 2017 le diminuzioni dei prezzi in Italia rispetto alla Germania, con la componente oneri e imposte in calo in Italia e in aumento in Germania, al netto delle due ultime classi a maggiori consumi.

TAV. 1.14

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2017

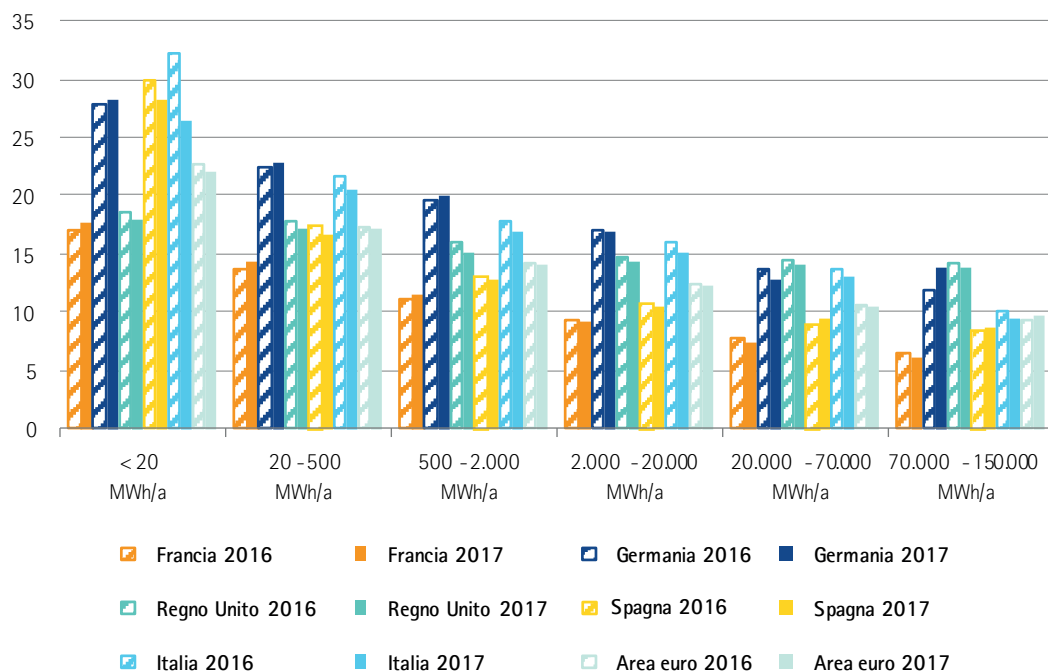
Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	11,71	19,02	8,79	14,47	6,55	11,56	5,67	9,94	4,90	8,57	4,47	7,92
Belgio	15,73	25,87	11,80	18,84	7,80	13,41	6,75	11,09	5,51	8,63	5,01	7,18
Bulgaria	10,70	12,96	8,77	10,65	7,43	9,03	6,66	8,11	5,76	7,03	5,45	6,66
Cipro	16,22	20,68	14,63	18,82	12,67	16,51	11,81	15,48	11,05	14,40	10,30	13,67
Croazia	11,24	13,84	9,79	11,98	8,17	10,14	7,09	8,86	6,07	7,40	4,71	5,56
Danimarca	9,09	29,59	7,31	27,10	6,80	26,45	6,70	26,32	4,87	24,03	4,73	23,85
Estonia	9,64	13,36	7,90	11,27	7,09	10,30	6,17	9,18	5,59	8,44	5,35	8,16
Finlandia	8,17	11,01	7,62	10,32	6,01	8,33	5,74	7,99	4,53	6,48	4,40	6,33
Francia	11,56	17,68	9,04	14,44	7,01	11,50	5,88	9,18	5,26	7,45	4,76	6,14
Germania	12,07	28,08	9,87	22,92	7,74	19,88	6,37	16,93	4,76	12,89	4,45	13,69
Grecia	12,83	19,46	11,29	17,10	8,66	12,65	7,36	10,71	7,03	15,54	n.d.	n.d.
Irlanda	15,84	22,16	13,46	17,06	10,94	13,96	9,00	11,28	8,06	10,07	7,27	9,13
Italia	14,22	26,42	9,87	20,53	8,21	16,94	7,57	14,97	7,09	12,98	6,11	9,43
Lettonia	15,66	22,20	10,73	16,22	9,01	14,15	7,63	12,47	7,00	11,71	5,25	9,60
Lituania	10,01	13,84	7,95	11,38	6,91	10,12	6,07	9,08	5,40	8,23	n.d.	n.d.
Lussemburgo	10,81	14,51	8,73	10,83	7,08	8,61	5,96	7,08	3,93	4,29	n.d.	n.d.
Malta	23,52	24,69	15,50	16,27	13,93	14,63	12,11	12,71	10,34	10,85	9,81	10,30
Paesi Bassi	n.d.	n.d.	7,35	13,91	6,05	9,60	5,98	9,27	5,14	6,86	5,01	6,39
Polonia	13,50	19,11	9,92	14,18	7,19	10,70	6,16	9,39	5,60	8,63	5,07	7,58
Portogallo	12,86	24,67	10,69	18,82	8,36	14,10	7,72	12,76	6,69	10,73	6,43	10,06
Regno Unito	12,37	17,91	11,14	17,16	9,13	15,00	9,30	14,25	9,75	14,08	9,75	13,81
Cechia	16,49	20,08	11,41	13,94	6,88	8,46	6,15	7,57	6,03	7,43	6,36	7,82
Romania	8,37	11,44	7,67	10,65	6,50	9,26	5,93	8,58	5,26	7,64	5,17	7,51
Slovacchia	15,00	22,53	9,60	16,05	7,54	13,57	6,63	12,48	5,93	11,64	5,46	11,08
Slovenia	9,94	15,81	8,09	12,03	6,19	9,57	5,54	8,21	5,09	7,25	5,12	6,96
Spagna	22,12	28,14	13,11	16,67	9,96	12,67	8,28	10,53	7,40	9,42	6,84	8,70
Svezia	13,80	17,31	7,77	9,77	6,43	8,09	5,50	6,93	4,66	5,88	3,95	5,01
Ungheria	9,57	13,21	8,03	11,25	6,57	9,40	6,19	8,92	5,85	8,47	6,31	9,07
Norvegia	6,55	10,55	6,15	9,01	6,03	8,84	4,85	7,35	3,98	6,26	3,60	4,49
Unione europea	13,31	22,07	9,92	17,16	7,77	14,02	6,87	12,22	6,09	10,45	5,66	9,63
Area euro	13,60	23,66	9,97	18,10	7,80	14,72	6,72	12,59	5,75	10,39	5,24	9,44

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat

FIG. 1.16

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh

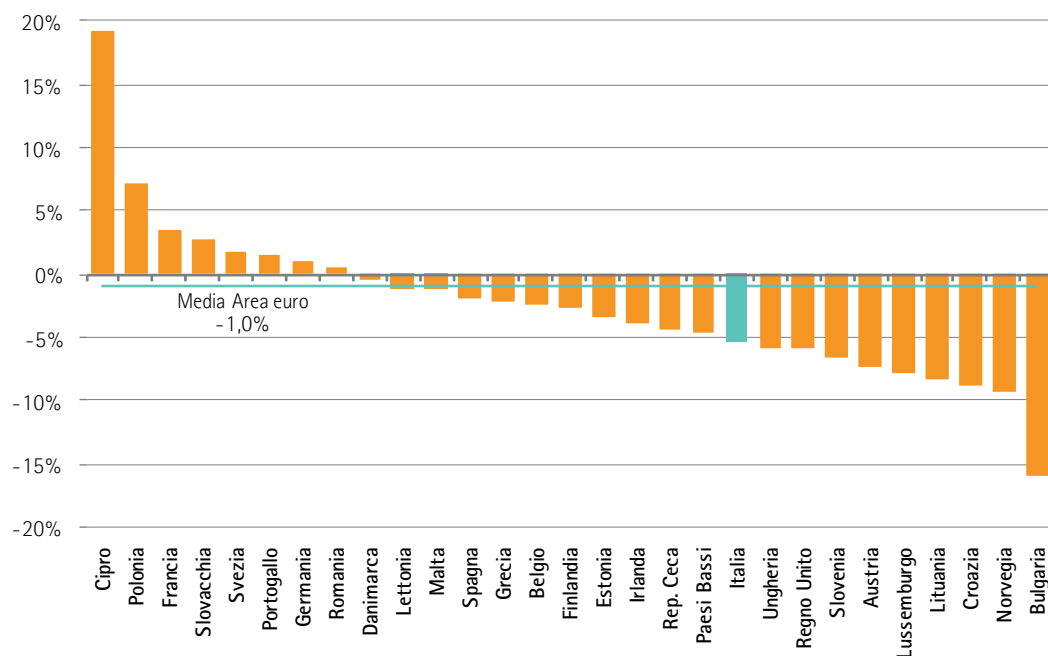


Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.17

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali

Variazione percentuale 2016-2017 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh h



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Prezzi del gas

Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2017 i prezzi del gas naturale per i consumatori domestici italiani, comprensivi di oneri e imposte, si confermano sensibilmente più alti della media dei prezzi dell'Area Euro (Tav. 1.15). Fa eccezione la prima classe di consumo ($< 525 \text{ m}^3$, perlopiù per cottura e acqua

calda), per la quale si registra un differenziale negativo sia al lordo sia al netto, in lieve aumento rispetto al 2016. I prezzi italiani per la prima classe sono infatti diminuiti leggermente sia al netto, sia al lordo, ma più di quelli dell'Area euro.

Per le restanti classi i prezzi sono invece leggermente aumentati, a fronte di cali nell'Area euro; ne consegue che il divario positivo tra

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m^3)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	76,81	101,05	54,26	72,56	45,83	62,59
Belgio	63,41	81,85	44,23	56,60	39,29	50,56
Bulgaria	33,28	39,93	31,10	37,31	31,01	37,19
Croazia	38,12	47,66	30,65	38,31	29,13	36,41
Danimarca	46,14	97,26	39,56	89,04	34,86	83,17
Estonia	41,37	53,37	33,29	43,99	30,25	40,44
Francia	117,81	147,37	52,93	70,52	42,97	58,26
Germania	82,36	108,55	47,96	64,54	42,57	58,14
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	66,80	80,25	55,80	67,76	50,33	61,57
Italia	84,51	113,01	53,26	83,44	43,02	75,32
Lettonia	53,92	67,46	31,84	40,73	31,77	40,66
Lituania	59,48	73,14	31,27	40,20	n.d.	n.d.
Lussemburgo	41,43	45,93	38,79	43,14	38,20	42,27
Paesi Bassi	80,01	131,95	39,93	83,47		
Polonia	45,38	55,82	36,85	45,38	32,58	40,45
Portogallo	75,27	102,14	60,87	83,10	55,88	77,33
Regno Unito	65,47	71,85	46,23	50,16	41,00	44,35
Cechia	85,09	102,96	48,77	59,01	44,97	54,41
Romania	18,35	33,73	18,02	33,02	17,54	31,62
Slovacchia	86,79	104,14	38,16	45,79	36,99	44,38
Slovenia	43,69	61,87	39,94	57,32	34,36	50,49
Spagna	84,90	105,72	64,47	81,00	49,51	62,92
Svezia	115,96	182,83	68,58	123,60	59,73	112,55
Ungheria	30,36	38,56	29,84	37,90	30,00	38,10
Unione europea ^(A)	77,11	99,14	47,18	64,29	40,72	56,32
Area euro	87,01	115,86	49,85	72,43	42,34	63,21

(A) I dati relativi a Cipro, Finlandia e Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

TAV. 1.15

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2017

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/m³

Italia e Area euro è tornato ad aumentare, fino a toccare i valori di qualche anno fa, dopo la progressiva riduzione che invece si era registrata nell'ultimo periodo.

Al netto delle imposte, le differenze di prezzo restano più contenute, anche se per la seconda classe la differenza non è più di solo qualche punto percentuale.

Nel dettaglio, la prima classe di consumo presenta livelli di prezzo (113,01 c€/m³) lievemente inferiori alla media euro, sia al netto (-3%) sia al lordo degli oneri e delle imposte (-2%). Per contro, la classe intermedia (525-5.254 m³), che ha la quota maggiore sul totale dei consumi domestici (73,4%), registra un differenziale positivo di prezzo al netto che ha raggiunto il 7% rispetto all'Area euro (+3% nel 2016). Al lordo delle imposte lo scostamento positivo arriva al 15% (+12% nel 2016). La classe di consumo più elevata (oltre 5.254 m³, per lo più riscaldamento centralizzati) presenta un prezzo netto che si mantiene lievemente superiore alla media (+2%), mentre, anche a causa dell'alta incidenza degli oneri e delle imposte per questa classe, che si conferma oltre il 40%, il prezzo lordo eccede del 19% (+14% nel 2016) la media dell'Area euro.

Rispetto all'Area euro l'incidenza fiscale per il consumatore domestico gas, stabile tra il 2016 e il 2017, appare in linea per la prima classe (sul 25%), mentre lo scarto è di 5 punti percentuali per la

seconda classe (36% per l'Italia, contro il 31% dell'Area euro), fino a toccare i 10 punti percentuali per la terza (43% contro 33%).

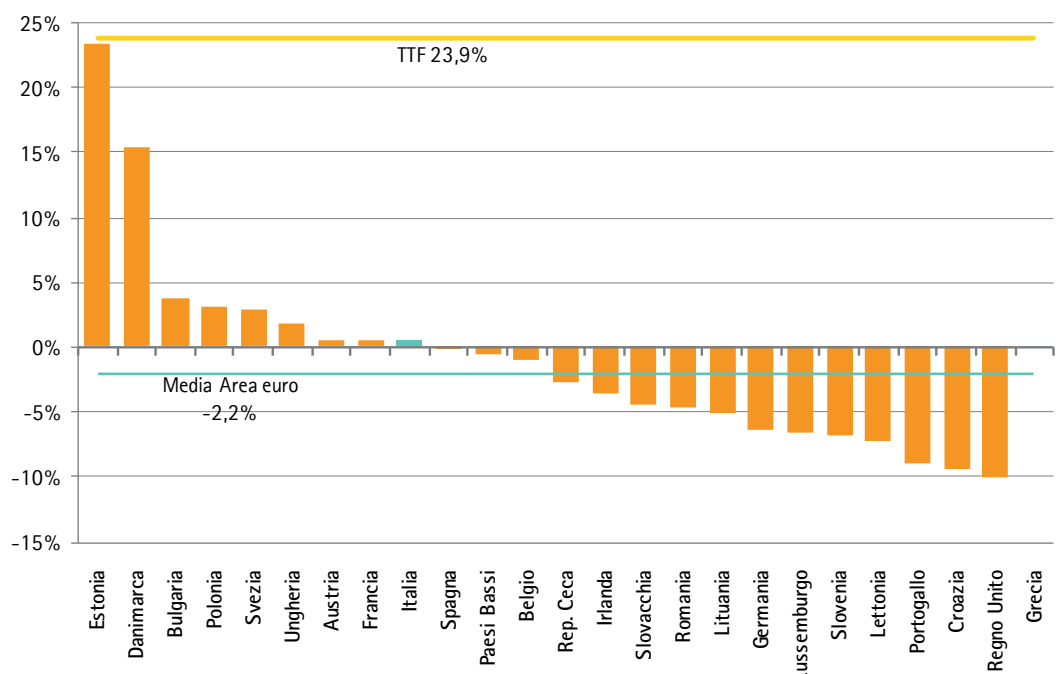
La figura 1.20 riporta, a titolo di confronto tra il 2016 e il 2017, la dinamica dei prezzi finali per la classe intermedia (525-5.253 m³) nei singoli paesi, unitamente a quella del prezzo all'ingrosso alla piattaforma olandese TTF. L'aumento dello 0,5% per tale classe si confronta con il -2,2% della media dell'Area euro e con un prezzo del gas all'ingrosso per le transazioni *spot* che ha conosciuto forti rialzi (+23,9%), non rinvenibili sul mercato finale, anche considerando i prezzi al netto dell'incidenza fiscale (praticamente stabili, al +0,4%). La situazione fa da contraltare a quanto era accaduto lo scorso anno, quando le forti diminuzioni del prezzo del gas all'ingrosso non avevano trovato riscontro sul un prezzo netto pagato sull'altro mercato del consumatore finale, che risultava solo in leggera diminuzione.

Guardando al confronto con i principali paesi europei, il prezzo italiano per la classe di consumo più bassa, comprensivo delle imposte, si conferma inferiore solo a quello francese. Nella seconda classe (come detto la più rilevante in termini di consumi per il nostro Paese, pari al 73%), così come nella classe a maggiori consumi

FIG. 1.18

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici

Variazione percentuale 2016-2017 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m³



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

l'Italia presenta il prezzo più elevato (83,44 c€/m³), rispetto a tutti gli altri paesi, confermando il quadro del 2016 (Fig. 1.19).

Prezzi per le utenze industriali

Anche nel 2017, confermando una tendenza in atto da anni, le imprese italiane più piccole (con consumi annui fino a 263.000 m³ e corrispondenti alle prime due classi di consumo) pagano per il gas i prezzi più elevati della media dei paesi dell'Area euro, mentre quelle più grandi pagano prezzi più convenienti (Tav. 1.16), con differenziali negativi che si sono ulteriormente ampliati.

Nel dettaglio, per i consumatori industriali italiani della prima classe di consumo, il differenziale in eccedenza (prezzi più alti della media dell'Area euro) del prezzo comprensivo di imposte è del 19,1%, (era del 12,1% nel 2016), mentre per la seconda classe è pari al 4,9%, come nell'anno precedente. A partire dalla terza classe (263.000-2.627.000 m³) il differenziale diventa negativo per valori compresi tra il -18% della terza classe e il 7,2% dell'ultima classe. La variazione del differenziale più significativa rispetto all'anno precedente (-4,6 punti percentuali) si rileva per la quarta classe di consumo (dal -10,9% al -15,5%).

Permangono differenze tra il nostro Paese e gli altri paesi europei in merito all'articolazione dell'imposizione fiscale. Le imprese più piccole sono gravate da imposte più elevate rispetto alla media dell'Area euro, mentre quelle più grandi (con consumi oltre 263.000 m³) beneficiano della condizione opposta. In dettaglio, la prima classe presenta un'incidenza delle imposte sul prezzo lordo finale pari al 32,2%, contro il 27,0% della media dell'Area euro, mentre per la seconda classe i valori si allineano (31,5% contro 31,3%). I risultati si invertono a partire dalla terza classe, con un 17% del caso italiano che si confronta con il 27% della media dell'Area euro. Differenziali ancora più favorevoli si confermano per la quarta classe (9,3% contro 23,4%) e per la quinta (7,3% contro 21,6%).

La struttura e il livello dell'imposizione fiscale condizionano pesantemente i risultati del confronto con gli altri paesi. In particolare, la più alta componente oneri e imposte contribuisce, insieme a un prezzo netto superiore del 10,6%, al forte divario positivo per la prima classe. Per la seconda classe, per la quale la componente oneri è sostanzialmente uguale, il maggior livello dei prezzi netti (+4,6%) si riflette in quelli finali lordi (+4,9). Situazione ribaltata per le classi a maggiori consumi, per le quali la minore componente oneri e imposte amplia il differenziale negativo o più che compensa il differenziale positivo dei prezzi netti (per esempio per la classe a più elevati consumi il differenziale al netto è del +9,8%, quello al lordo del -7,2%, mentre la componente fiscale italiana risulta inferiore del 70% a quella corrispondente per l'Area euro). Nel nostro Paese, inoltre, i prezzi netti hanno registrato riduzioni maggiori rispetto a quelli medi dell'Area euro.

Anche nel confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.22) si confermano prezzi finali italiani del gas più elevati per le prime due classi di consumo, mentre nelle classi successive i prezzi italiani diventano i più bassi di tutti, a eccezione che nel confronto con il Regno Unito.

Nella penultima classe, quella con consumi compresi tra 2,63 M(m³)/a e 26,27 M(m³)/a, i prezzi finali al lordo delle imposte in Italia hanno avuto un calo del 6,9%, superiore a quello dell'Area euro (-1,8%) (Fig. 1.20). Una diminuzione ancora maggiore di quella italiana ha riguardato il Regno Unito (-13%), mentre in Germania la variazione (-2,5%) è stata inferiore a quella Italiana, ma non a quella dell'Area euro.

La figura 1.21 riporta la dinamica del Brent e del prezzo del gas alla piattaforma TTF, quali termini di paragone mostrando una dinamica dei prezzi in linea con quella del Brent (cfr. paragrafo precedente, "Mercato internazionale del petrolio"). Di rilievo il fatto che, come già osservato per il mercato domestico, il rilevante aumento dei prezzi all'ingrosso visto nell'anno non trova pieno riscontro nei prezzi finali.

TAV. 1.16

Prezzi finali del gas naturale
per i consumatori industriali
nel 2017

Prezzi al netto e al lordo delle
imposte; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m ³)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	45,37	63,01	35,95	51,36	28,12	42,00	23,02	35,23	21,38	32,85
Belgio	40,98	51,99	30,82	39,69	23,01	30,09	19,92	25,13	19,63	24,64
Bulgaria	29,21	36,43	27,34	34,19	23,80	29,88	19,13	23,53	18,26	21,93
Croazia	33,82	43,20	29,94	38,25	25,63	32,59	23,30	29,52	n.d.	n.d.
Danimarca	36,11	84,73	34,59	82,76	25,34	70,13	23,03	67,03	n.d.	n.d.
Estonia	30,25	40,96	27,75	38,34	25,23	35,20	24,22	33,99	24,21	33,59
Finlandia	n.d.	n.d.	39,00	70,35	34,92	65,26	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	44,44	60,12	36,03	49,79	29,88	41,67	23,47	30,02	21,02	24,62
Germania	41,36	54,28	32,68	43,96	28,71	39,25	23,03	32,49	19,87	28,71
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	48,82	59,86	39,81	49,53	31,07	38,45	24,19	27,50	n.d.	n.d.
Italia	46,60	68,70	35,49	51,78	25,64	30,90	23,25	25,62	23,32	25,16
Lettonia	33,96	43,14	31,74	40,30	27,93	35,51	25,82	33,15	23,64	30,68
Lituania	32,30	46,16	29,69	42,15	27,69	39,07	25,33	35,54	n.d.	n.d.
Lussemburgo	38,49	42,67	36,80	40,42	33,24	36,29	23,31	25,19	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	n.d.	n.d.	29,30	70,32	22,50	40,61	21,41	30,85	20,80	27,42
Polonia	36,60	45,75	34,12	42,79	28,37	35,72	23,61	29,49	20,02	25,01
Portogallo	51,83	72,93	38,03	49,64	28,23	35,73	24,25	30,44	23,93	29,50
Regno Unito	46,50	55,57	25,15	31,16	23,66	29,42	18,57	23,03	17,87	21,90
Cechia	35,87	44,95	27,67	35,03	24,26	30,90	22,97	29,34	23,66	30,18
Romania	22,90	38,64	20,55	35,66	18,22	32,97	16,92	28,30	16,47	25,52
Slovacchia	41,70	51,72	34,57	43,16	28,88	36,35	24,91	31,58	23,36	29,70
Slovenia	39,95	56,26	36,78	52,11	27,86	40,58	23,46	32,27	n.d.	n.d.
Spagna	39,70	48,73	37,16	45,66	29,34	36,18	26,13	32,31	22,56	27,99
Svezia	60,16	113,09	47,78	97,61	37,40	84,64	29,14	74,30	25,62	69,90
Ungheria	31,22	42,01	28,90	39,33	24,68	34,05	23,52	32,54	22,10	30,55
Unione europea ^(A)	41,35	55,80	32,23	46,09	26,70	36,56	22,53	29,72	20,74	26,87
Area euro	42,12	57,66	33,92	49,37	27,49	37,66	23,22	30,33	21,25	27,11

(A) I dati relativi a Cipro e a Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

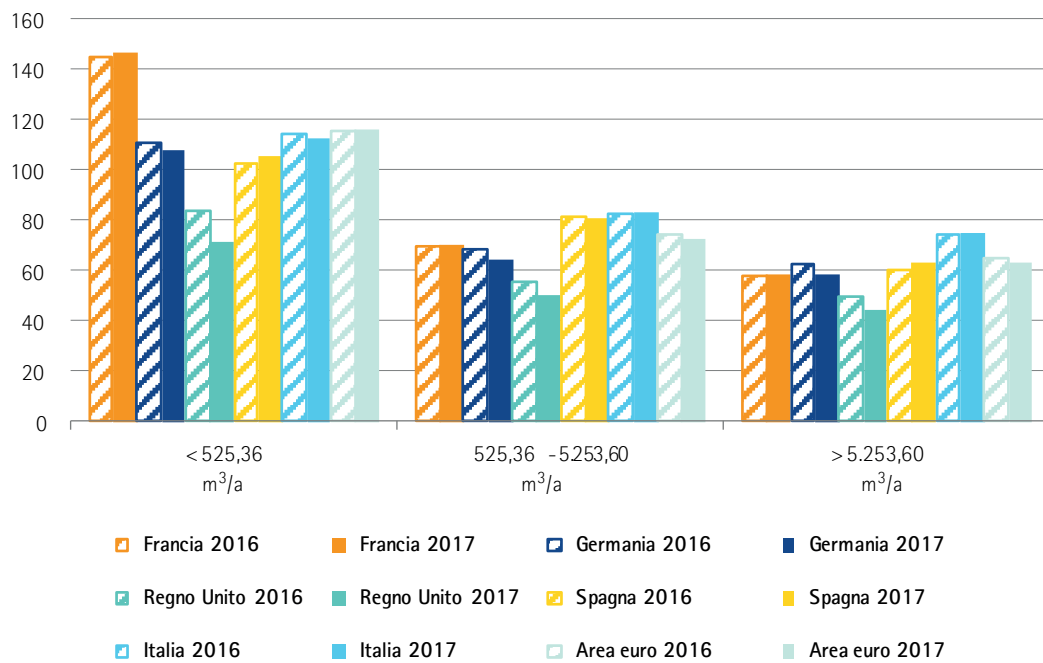


FIG. 1.19

Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte; $c€/m^3$

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

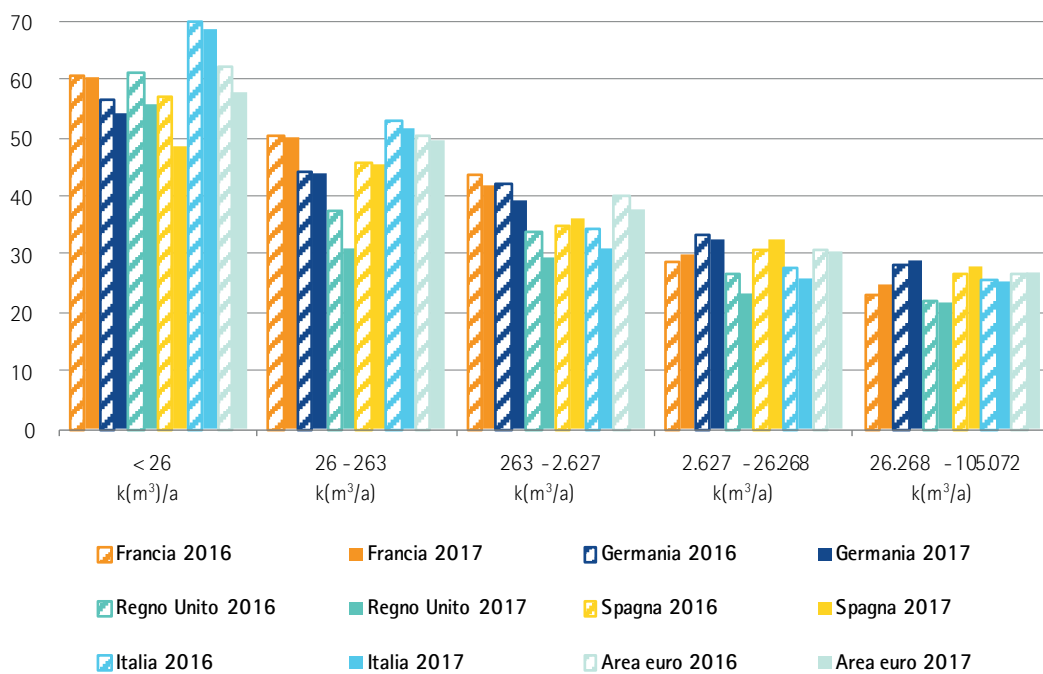


FIG. 1.20

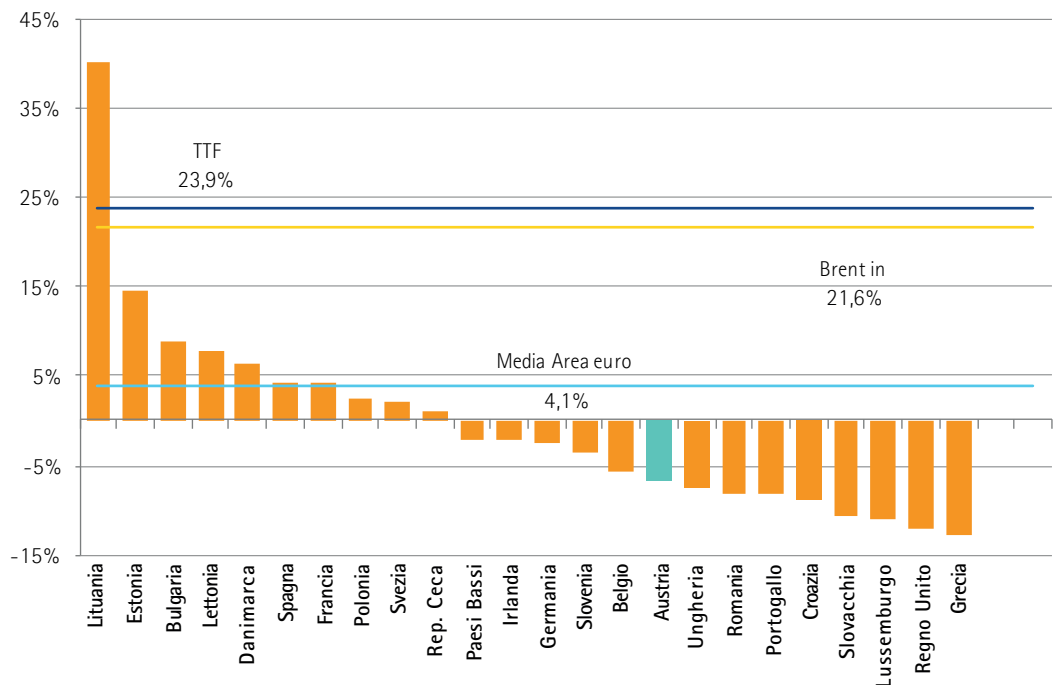
Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte; $c€/m^3$

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

FIG. 1.21

Variazione dei prezzi finali
del gas naturale per usi
industriali

Variazione percentuale 2016-2015
dei prezzi al lordo delle imposte
per consumi annui compresi tra
2,63 e 26,27 M(m³)



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Eurostat.

Domanda e offerta di energia in Italia

Nel 2017 l'economia italiana è cresciuta dell'1,5%, rialzo massimo dal 2010, trascinando anche la crescita della domanda energetica primaria (+1,5%) ed elettrica (+2%). In valore assoluto, il consumo interno lordo di energia (Tav 1.17) è stato di 170,2 Mtep (il massimo dal 2013), recuperando terreno rispetto ai dati consuntivi del 2016, anno che si era contraddistinto per una discesa del consumo interno lordo di energia (-1,3%) e dei consumi di energia elettrica (-1% circa a consuntivo).

Data la stessa crescita percentuale del consumo interno lordo e del prodotto interno lordo nel 2017, l'intensità energetica, vale a dire la quantità di energia utilizzata per la produzione di un'unità di PIL, è rimasta costante rispetto al 2016 (Fig. 1.22).

Questa stabilizzazione si contrappone alla tendenza alla discesa in atto dei valori di tale indicatore, supportata anche dagli interventi di efficienza energetica che contribuiscono a ridurre la domanda di energia.

La richiesta energetica complessiva è stata sostenuta soprattutto dall'aumento della richiesta di gas, in particolare per uso termoelettrico e industriale, mentre la ripresa economica e le alte temperature registrate durante l'estate, e quindi il maggior utilizzo di impianti di raffrescamento, hanno impattato sui consumi elettrici. Ne è conseguito un indice di intensità elettrica in leggera risalita rispetto al 2016 (+0,5%), comunque inferiore ai dati relativi agli anni precedenti, a conferma della tendenza alla discesa dell'indice in atto dal 2012.

La richiesta elettrica ha beneficiato in particolare delle dinamiche positive provenienti dal settore industriale (+2,7%) e dei trasporti (+3,9%), che hanno contribuito a compensare la riduzione dell'impiego di combustibili solidi e di petrolio negli stessi settori.

In termini di consumi finali di energia, questi hanno registrato nel 2017 un aumento complessivo del +1,7% rispetto all'anno precedente. A livello di singoli settori di utilizzo, gli usi civili si confermano

TAV. 1.17

Bilancio energetico nazionale
nel 2015 e nel 2016

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
ANNO 2017						
1 Produzione	0,25	4,54	4,14	31,60	-	40,53
2 Importazione	10,29	57,04	85,96	1,33	9,44	164,06
3 Esportazione	0,24	0,22	32,12	0,22	1,13	33,93
4 Variazione delle scorte	-0,13	-0,19	0,79	0,00	0,00	0,46
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	10,42	61,55	57,19	32,72	8,31	170,19
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,02	-2,05	-3,4	0,00	-38,28	-43,76
7 Trasformazione in energia elettrica	-7,92	-21,21	-1,8	-24,06	54,99	-
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	2,48	38,29	51,99	8,65	25,01	126,43
- industria	2,43	12,51	3,11	0,14	9,46	27,64
- trasporti	-	0,86	35,75	1,09	1,00	38,70
- usi civili	-	24,09	2,88	7,39	14,08	48,44
- agricoltura	-	0,17	2,28	0,04	0,47	2,96
- usi non energetici	0,06	0,66	4,88	-	-	5,59
- bunkeraggi	-	-	3,09	-	-	3,09
ANNO 2016						
1 Produzione	0,31	4,74	3,75	30,35	-	39,15
2 Importazione	11,40	53,47	81,59	1,96	9,50	157,93
3 Esportazione	0,27	0,17	28,96	0,23	1,35	30,99
4 Variazione delle scorte	-0,28	-0,05	-1,22	0,00	0,00	-1,55
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	11,73	58,08	57,59	32,09	8,15	167,63
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,02	-1,67	-3,49	0,00	-38,16	-43,33
7 Trasformazione in energia elettrica	-8,89	-19,19	-1,9	-24,63	54,61	-
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	2,82	37,22	52,2	7,46	24,6	124,3
- industria	2,76	11,91	3,13	0,13	9,21	27,14
- trasporti	-	0,89	36,04	1,05	0,96	38,94
- usi civili	-	23,64	3,07	6,24	13,95	46,89
- agricoltura	-	0,13	2,17	0,04	0,48	2,82
- usi non energetici	0,06	0,65	4,85	-	-	5,56
- bunkeraggi	-	-	2,95	-	-	2,95

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolica), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

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

il primo comparto nel 2017 con 48,4 Mtep (corrispondente al 38% del totale degli impieghi), in rialzo rispetto al 2016 (+3,3%). Segue il settore dei trasporti (38,7 Mtep), che ha tuttavia segnato una leggera flessione negativa rispetto allo scorso anno (-0,6%), interamente proveniente da un ridotto consumo di prodotti petroliferi nel 2017. Il totale degli impieghi nel settore industriale, al contrario, ha fatto registrare un aumento rispetto al 2016 (+1,9%) attestandosi a 27,6 Mt, a conferma della ripresa economica.

Passando a considerare il consumo interno lordo delle singole fonti energetiche, spicca il considerevole aumento del gas naturale rispetto all'anno precedente (+6%). Proprio il gas nel 2017 ha ulteriormente rafforzato la sua posizione di principale fonte primaria di energia, con un peso sul totale dei consumi energetici passato dal 34,6% del 2016 al 36,2% del 2017. La crescita dell'utilizzo del gas nella produzione elettrica (+10,5% rispetto al 2016 corrispondente a 2 Mtep) ha in parte compensato il calo della produzione

a carbone, ma è stata anche determinata dalla ridotta idraulicità che ha caratterizzato l'intero anno 2017, oltre che dal persistere di problematiche al parco nucleare francese che hanno comportato una flessione, seppur lieve, delle importazioni elettriche. Si è registrato inoltre un incremento del gas nel totale degli impieghi finali (+2,9%), con particolare rilievo per il settore industriale (+5,1%), grazie alla crescita economica, e per quello civile (+1,9%), a causa delle temperature più rigide nei mesi invernali rispetto al 2016. È calato invece il peso del gas nei trasporti (-3,7%) anche se, guardando i dati relativi alle immatricolazioni di autocarri a metano e a gas naturale liquefatto nel 2017 (cresciute del 131% rispetto al 2016 e corrispondenti a 503 libretti di circolazione rilasciati), è attendibile un'inversione di tendenza nei prossimi anni.

Spicca il forte calo (-11,2%) dei combustibili solidi, rappresentati nello specifico dal carbone, dovuto quasi interamente alla riduzione degli impieghi per la generazione elettrica (-10,9%, corrispondente a -0,97 Mtep). Si è pertanto ridotto ulteriormente il peso dei combustibili solidi sul totale dei consumi, attestatosi nel 2017 al 6,1%, dopo essere passato da circa l'8,2% del 2014 al 7,7% del 2015 e al 6,9% del 2016. Ha contribuito alla discesa del peso dei combustibili solidi anche l'andamento rialzista

congiunto dei prezzi del carbone e dei permessi di emissione di CO₂, che ha provocato una disincentivazione economica a favore del gas naturale.

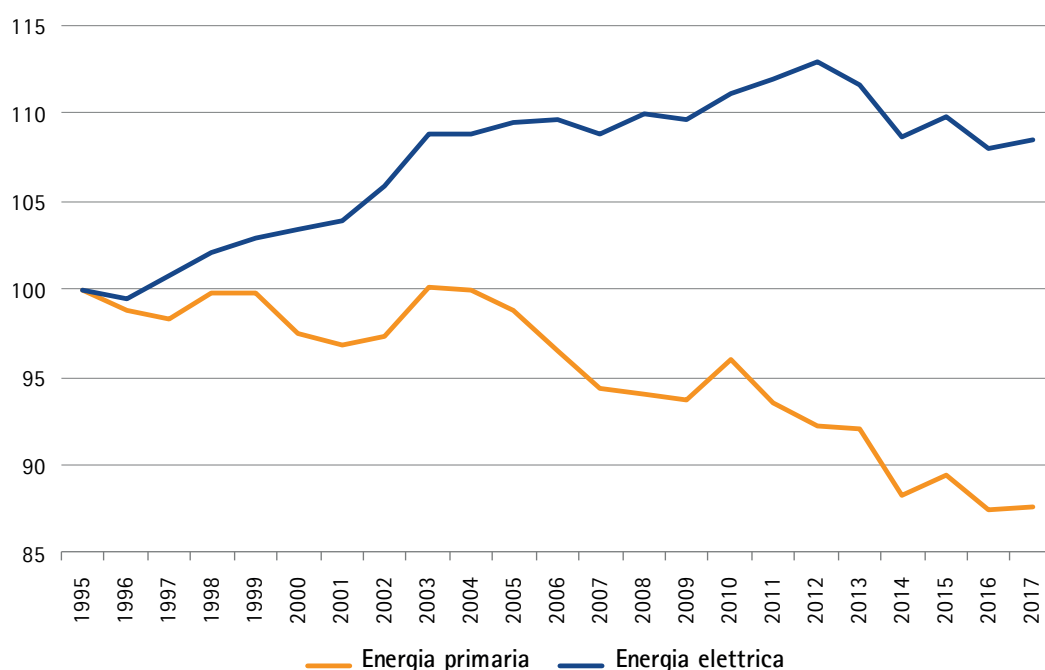
In leggera diminuzione è stato il consumo interno lordo di petrolio rispetto allo scorso anno (-0,7%), in continuità col *trend* discendente del suo livello di utilizzo rispetto al totale dei consumi energetici negli ultimi tre anni (33,6% nel 2017 rispetto al 34,6% nel 2015 e al 34,3% nel 2016). I trasporti rimangono il settore principale di impiego finale del petrolio, con un utilizzo tuttavia diminuito rispetto al 2016 (-0,8%), mentre la trasformazione in energia elettrica registra il minimo storico (1,8 Mtep, -5,3% rispetto al 2016).

L'energia da fonti rinnovabili è risultata in aumento rispetto al 2016 (+2%), anche se nello specifico la variazione positiva è derivata principalmente da un maggiore apporto di solare ed eolico, con la produzione idroelettrica che ha invece sofferto di una ridotta piovosità, che si è poi tradotta in una minor produzione per 5,2 Mtep (6 TWh) rispetto ai livelli del 2016. Le precipitazioni, soprattutto nevose giunte tra la fine del 2017 e gli inizi del 2018 comporteranno un positivo ribilanciamento dell'apporto idroelettrico, contrastando la forte discesa degli ultimi due anni; il record storico del 2014, quando la produzione idroelettrica si era attestata a 59 TWh, appare però lontano.

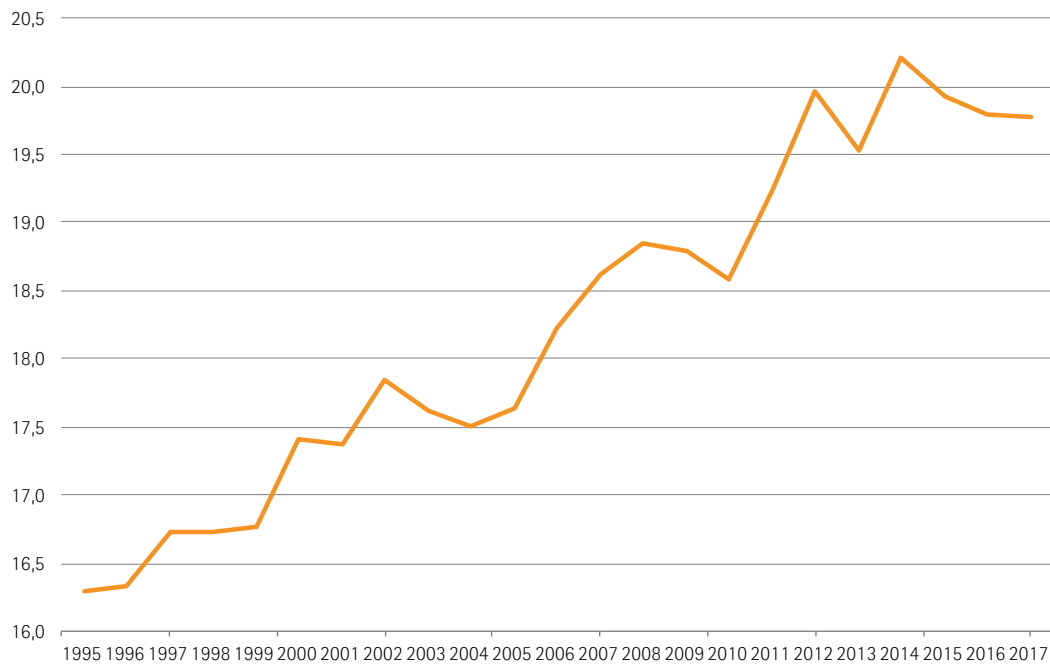
FIG. 1.22

Intensità energetica del PIL
dal 1995

Numeri indice 1995=100



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

**FIG. 1.23**

Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995
Valori percentuali

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati del Ministero dello sviluppo economico.

2.

Struttura, prezzi
e qualità nel settore
elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2017

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2017 messo a confronto con quello dell'anno precedente.

Come di consueto i dati per il 2017, di fonte Terna, sono provvisori e alla data di chiusura della *Relazione Annuale* non è ancora disponibile il bilancio che considera in modo congiunto disponibilità e impieghi.

Nell'anno 2017 la domanda elettrica è risultata in aumento dopo la flessione dell'anno precedente. Si è infatti registrato, rispetto al 2016, un incremento della domanda di energia elettrica (+2,0%), dovuto in particolare agli effetti climatici e alla ripresa economica. A soddisfare la domanda è stata la produzione nazionale che è aumentata dell'1,8% e ha coperto, come nel 2016, l'89% del fabbisogno nazionale. Rispetto all'anno precedente risultano ancora in diminuzione sia l'energia elettrica importata (-0,7%), sia quella esportata (-16,6%), con un saldo di energia scambiata con l'estero in aumento del 2,0%. Si sono ridotte le importazioni dalla Francia, essenzialmente a causa dell'indisponibilità delle centrali nucleari francesi che si è protratta fino alla prima metà del 2017, così come quelle dalla Slovenia, mentre sono cresciuti i flussi provenienti dalla Svizzera.

La tavola 2.2 mostra il bilancio degli operatori elaborato a partire dai dati forniti dagli operatori stessi nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati. Essa fornisce in forma sintetica una visione

d'insieme del settore, in particolare del contributo dei vari gruppi industriali. Si rimanda al seguito del Capitolo per una trattazione più in dettaglio delle dinamiche che hanno interessato le varie 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 suddivisi in gruppi e classificati sulla base delle vendite al mercato finale (libero, maggior tutela e salvaguardia). L'appartenenza a un gruppo societario è dichiarata da ciascun operatore presso l'Anagrafica operatori ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08; se un operatore dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato come gruppo a sé¹.

Alla data di chiusura del presente Volume della *Relazione Annuale*, i dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano circa il 93% sia del valore provvisorio della produzione nazionale pubblicato da Terna, sia dei consumi.

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, anche se non svolgono l'attività di vendita al mercato finale, sono comunque attivi nell'attività di produzione di energia elettrica. In particolare si evidenzia che la maggior parte degli autoconsumi (incluse le cessioni nell'ambito

TAV. 2.1

Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2016 e nel 2017

	2016	2017 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	289.768	295.118	1,8%
Servizi ausiliari	10.066	10.000	-0,7%
Produzione netta	279.703	285.118	1,9%
Ricevuta da fornitori esteri	43.181	42.895	-0,7%
Ceduta a clienti esteri	6.154	5.134	-16,6%
Destinata ai pompaggi	2.468	2.441	-1,1%
Disponibilità per il consumo	314.261	320.438	2,0%

(A) Dati provvisori.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

¹ Con la delibera 25 ottobre 2012, 443/2012/A, 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 (compreso il teleriscaldamento/teleraffrescamento come si evidenzia nella delibera 9 luglio 2015, 339/2015/R/tlr) e già registrati presso il sistema GAUDì di Terna. Questa fattispecie di soggetti non è tenuta all'invio dei dati nell'ambito dell'Indagine annuale, pertanto i dati relativi alla produzione elettrica non includono l'energia da essi generata.

TAV. 2.2

Bilancio degli operatori del settore elettrico nel 2017

TWh; valori riferiti ai gruppi industriali

	GRUPPO ENEL	GRUPPO EDISON	5-15 TWH	1-5 TWH	0,5-1 TWH	0,1 -0,5 TWH	0-0,1 TWH	SENZA VENDITE	TOTALE
Produzione nazionale lorda	58,5	27,5	56,7	22,1	5,9	3,4	2,6	99,0	275,7
Produzione nazionale netta	53,6	26,9	54,7	21,6	5,9	3,2	2,5	95,6	264,0
Energia destinata ai pompaggi	2,3	-	0,0	0,0	0,0	-	0,0	-	2,4
Importazioni(A)									42,9
Esportazioni(A)									5,1
Perdite di rete (B)									20,4
Autoconsumi (C)	0,0	2,5	1,1	3,8	0,1	0,5	0,6	14,6	23,2
Vendite finali	95,7	11,5	71,7	47,2	12,0	13,5	4,9	-	256,4
Mercato libero	50,5	11,5	64,5	46,5	12,0	13,1	4,2	-	202,1
Domestico	12,4	3,2	4,7	1,5	0,3	1,4	0,7	-	24,3
Non domestico	38,2	8,2	59,8	45,0	11,6	11,7	3,4	-	177,9
- Bassa tensione	15,7	1,5	13,0	14,9	4,2	4,5	2,3	-	56,0
- Media tensione	15,7	5,3	34,5	27,0	6,6	5,5	1,1	-	95,7
- Alta e altissima tensione	6,8	1,4	12,3	3,1	0,9	1,7	0,0	-	26,2
Maggior tutela	43,3	0,0	4,8	0,7	-	0,4	0,8	-	50,0
Domestico	29,3	0,0	3,0	0,5	-	0,3	0,4	-	33,5
Non domestico	13,9	0,0	1,9	0,2	-	0,1	0,4	-	16,5
Salvaguardia	1,9	-	2,4	-	-	-	-	-	4,3
- Bassa tensione	0,6	-	0,9	-	-	-	-	-	1,5
- Media tensione	1,2	-	1,4	-	-	-	-	-	2,6
- Alta e altissima tensione	0,1	-	0,0	-	-	-	-	-	0,2

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

(B) Stima ARERA.

(C) Sono incluse le vendite a clienti finali non allacciati alle reti di distribuzione.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

di sistemi semplici di produzione e consumo e quelle a clienti finali non allacciati alle reti di distribuzione), pari al 62,5%, è attribuita ai gruppi appartenenti a questa categoria, evidentemente popolata da soggetti autoproduttori.

Dal bilancio, Enel ed Eni risultano anche nel 2017 i due principali gruppi del settore. Essi hanno venduto, rispettivamente, 95,7 TWh e 11,5 TWh pari, cioè, al 37,3% e al 4,5% delle vendite finali. Entrambi i gruppi hanno fatto registrare un aumento delle vendite, che nel caso di Enel è stato di 7,4 TWh, mentre per Eni di poco più di 3 TWh. Le vendite finali di Edison, che nel 2017 è il terzo gruppo industriale, sono scese a 10,6 TWh (nel 2016 erano state pari a 11,8 TWh) e, per questo, ricadono nella classe degli operatori che nell'anno di riferimento hanno venduto tra 5 e 15 TWh; in questa classe sono compresi anche Hera, Metaenergia, A2A, Axpo Group, Iren, E.On, Acea, Duferco e Green Network. Rispetto al 2016, dunque, sono entrati in questa classe di operatori gli ultimi due gruppi citati, mentre ne sono usciti Gala e Sorigenia; ulteriori dettagli in merito al

posizionamento dei gruppi rispetto al passato sono forniti nei paragrafi sulle vendite finali di questo stesso Capitolo.

Nella classe dei gruppi societari con vendite tra 1 e 5 TWh si contano 18 diversi gruppi societari, rispetto ai 20 dello scorso anno, che vanno dal più grande, CVA, con vendite finali pari a 4,6 TWh al più piccolo, EG Holding, che ha effettuato vendite finali per 1,1 TWh. Tra i soggetti con vendite tra 0,5 e 1 TWh sono presenti 16 gruppi le cui vendite medie sono pari a 747 GWh, rispetto ai 771 GWh del 2016. Nella classe dei gruppi che vendono tra 100 e 500 GWh sono presenti 54 gruppi con vendite medie pari a circa 125 GWh, in netta diminuzione, dunque, rispetto all'anno precedente, quando le vendite medie per questa fattispecie di operatori si attestavano sui 259 GWh.

Infine, nella classe dei venditori più piccoli, che non superano i 100 GWh di vendite al mercato finale, sono presenti 346 gruppi (rispetto ai 350 dell'anno precedente), ciascuno dei quali in media vende 14,3 GWh (contro i 13,7 GWh del 2016), anche se si passa da poco

meno di 100 GWh del gruppo più grande alle poche centinaia di kWh dei gruppi più piccoli. Tra i gruppi di più piccola dimensione, infatti, sono 220 (nel 2016 erano 224) quelli che hanno vendite inferiori a 10 GWh.

Se si esclude la classe dei venditori più piccoli, dunque, in tutte le altre classi è diminuita la quantità media di energia elettrica venduta ai clienti finali, evidenziando come quello della vendita sia un mercato frammentato e con un numero di operatori ancora in crescita, come sarà meglio evidenziato nel paragrafo dedicato alla vendita di energia elettrica nel mercato libero.

Relativamente alla produzione, il 34% della generazione netta è riconducibile a fonti rinnovabili. In particolare sono i gruppi con vendite finali inferiori a 100 GWh ad avere la quota maggiore di energia prodotta con fonti rinnovabili (58,4%); seguono i gruppi con vendite finali comprese tra 0,5 e 1 TWh in cui la stessa quota si assesta al 57,5% e gli operatori senza vendite finali che producono metà dell'energia elettrica con fonti rinnovabili. La stessa quota nel gruppo Enel è pari al 39,9%, mentre il gruppo Eni, praticamente, non produce nulla attraverso fonti rinnovabili; per gli altri gruppi, invece, la quota di energia elettrica generata da rinnovabili è pari al 21,1% per quelli ricadenti nella classe 5-15 TWh, a 19,7% nei gruppi appartenenti alla classe tra 100 e 500 GWh e a 18,1% nei gruppi che appartengono alla classe tra 1 e 5 TWh.

Una breve analisi sul mercato finale consente di evidenziare, come già in passato, che il 22,5% delle vendite è relativo ai clienti domestici; tale quota, tuttavia, sale al 43,6% nel caso del gruppo Enel che, come noto, ha tra le proprie imprese anche Servizio Elettrico Nazionale che è la società con la quota maggiore di clienti che sono serviti in maggior tutela. Tale quota, comunque, è ancora

in discesa rispetto all'anno precedente (47,2%) e al 2015, quando essa si attestava al 50,9%.

Per Eni, gruppo in cui il servizio di maggior tutela è stato limitato a pochi anni e a un numero decisamente molto contenuto di clienti, la quota di vendite ai clienti domestici è stata pari al 28,2%. Negli altri gruppi la quota più rilevante si osserva tra i gruppi con vendite fino a 100 GWh (22,8%) dove ricadono sia molti esercenti il servizio di vendita di maggior tutela, sia numerosi nuovi venditori del mercato libero. Come già registrato negli anni passati, infatti, è in questa classe che si registra la maggiore quota di vendite a clienti non domestici in bassa tensione (69,3%) cui segue quella relativa al gruppo Enel (55,8%, rispetto al 63,2% dell'anno precedente).

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione rimangono rilevanti per Eni (16,7%), per i gruppi con vendite tra 5 e 15 TWh (19,3%) e per quelli con vendite tra 100 e 500 GWh (14,3%); per gli altri gruppi, invece, le vendite ai clienti in alta e altissima tensione sono ben al di sotto del 10%, fino ad arrivare all'1% delle vendite destinate a questa tipologia di clienti dai venditori più piccoli con vendite sotto i 100 GWh.

Le vendite al mercato dei consumatori finali forniti in media tensione rappresenta, invece, oltre la metà delle vendite per tutte le classi di operatori, fatta eccezione per Enel e per i gruppi più piccoli; nel maggiore gruppo, infatti, le vendite ai clienti in media tensione rappresentano il 31,3% del totale (ulteriormente in crescita rispetto al 2016 quando era pari al 27,1% e al 2015 quando la quota si attestava sul 21,2%), nei gruppi ricadenti nella classe con vendite comprese tra 100 e 500 GWh è pari al 46,7% (l'anno scorso era pari al 47,5%) e in quelli di più piccole dimensioni è pari al 29,7%, valore dunque in leggera crescita rispetto al 2016 (29%).

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Continua anche per l'anno 2017 l'aumento della produzione nazionale lorda (Tav. 2.3), passata dai 289,8 TWh del 2016 ai 295,1 TWh (+1,8%). L'incremento è praticamente imputabile per intero alla produzione termoelettrica, che rispetto all'anno precedente ha fatto registrare un aumento del 5%. Come già nel 2016, è la produzione di fonte gas naturale a essere aumentata in maniera significativa (+10,5%), mentre per tutte le altre fonti si registra una diminuzione rilevante, specialmente nel caso dei solidi (-9%) e degli altri combustibili (-7,4%). Risulta più contenuta la contrazione relativa ai prodotti petroliferi (-1,7%), sia rispetto all'utilizzo delle altre fonti, sia relativamente all'anno precedente, quando si era registrata una diminuzione del 26,6% sul 2015.

Relativamente alla produzione da fonte rinnovabile, rispetto al 2016 la contrazione è del 3,3%, con un calo significativo nella produzione idroelettrica (-14,8%) dovuto alla scarsa idraulicità. Secondo studi del Consiglio Nazionale delle Ricerche, il 2017 è stato l'anno in cui le precipitazioni hanno toccato il minimo storico degli ultimi due secoli. Il calo di produzione idroelettrica è stato compensato dall'aumento del 14% di produzione fotovoltaica. Risulta, invece, sostanzialmente stabile la produzione eolica e leggermente in diminuzione sia quella geotermica, sia quella da biomasse e rifiuti.

A fronte di queste dinamiche, nel 2017 la fonte gas ha assicurato quasi la metà (47%) della produzione lorda, una quota che non si registrava dal 2009, dopo anni in calo e una prima ripresa di tale quota nel 2016.

TAV. 2.3

Produzione lorda per fonte
2013-2017
GWh

FONTE	2013	2014	2015	2016	2017 ^(A)
Produzione termoelettrica	175.897	157.439	172.658	179.915	188.835
Solidi	45.104	43.455	43.201	35.608	32.401
Gas naturale	109.876	93.637	110.860	126.148	139.387
Prodotti petroliferi	5.418	4.764	5.620	4.127	4.057
Altri	16.499	15.583	12.976	14.032	12.990
Idroelettrico da pompaggi	1.898	1.711	1.432	1.825	1.785
Produzione da fonti rinnovabili	112.008	120.679	108.904	108.028	104.498
Idroelettrico	52.773	58.545	45.537	42.438	36.150
Eolico	14.897	15.178	14.844	17.689	17.658
Fotovoltaico	21.589	22.306	22.942	22.104	25.2017
Geotermico	5.650	5.916	6.185	6.289	6.201
Biomassa e rifiuti	17.090	18.732	19.396	19.509	19.282
PRODUZIONE TOTALE	289.803	279.829	282.994	289.768	295.118

(A) Dati provvisori.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

Per quello che attiene ai dati riportati nei grafici e nelle tabelle a seguire in questo paragrafo si precisa che gli stessi sono frutto di quanto rilevato nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, i cui dati sono da intendersi come provvisori; inoltre, alcune differenze da un anno all'altro possono essere in parte ascrivibili anche al diverso numero dei rispondenti all'Indagine annuale in termini di numerosità e di ragione sociale. Il settore si presenta infatti particolarmente dinamico, con numerose cessioni e acquisizioni di impianti tra gli operatori. Anche i maggiori gruppi societari sono stati particolarmente attivi nel corso del 2017.

Il gruppo A2A ha acquisito le imprese Helios 1, Inthe 1, Inthe 2, TFV 1 e TV2, tutte specializzate nella produzione di energia fotovoltaica, mentre nel gruppo Enel è entrata Amec Foster Wheeler Power, che ha solo impianti da fonte eolica, assumendo la denominazione di Enel Green Power Sannio.

Il gruppo Edison ha acquisito un impianto idroelettrico da Idrora, nonché le imprese Frendy Energy e Alfa Idro, anch'esse specializzate nella generazione idroelettrica, mentre il Parco Eolico Castelnuovo non fa più parte del gruppo.

Nel 2017 ha visto un riassetto anche il gruppo Engie, con l'impresa Fotovoltaico Sant'Anna che ha incorporato Sundream PL, mentre Engie Produzione ha incorporato Roselectra e Rosen-Rosignano Energia (che qualche mese prima, sempre nel 2017, aveva ceduto l'impianto di produzione termoelettrica a Six Roses a seguito di una scissione parziale asimmetrica). Le tre imprese incorporate facevano già tutte parte del gruppo Engie, così come FRAVT (Fonti Rinnovabili Alta Valle Trompia) che, invece, è uscita dal gruppo.

Nell'ambito del gruppo Erg, si segnala l'incorporazione di Erg Renew in Erg Power Generation, mentre per Axpo Group l'acquisizione degli impianti da Trentino Innovazioni e da Moncada Energy Group, già appartenente a tale gruppo.

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2017: da essa si evince che nel complesso la potenza disponibile netta è rimasta praticamente invariata rispetto all'anno precedente.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termica e rinnovabile, il numero dei produttori e la potenza disponibile con indicazione di quella inferiore a 1 MW. Si segnala che, come di consueto, nel numero dei produttori non sono inclusi gli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità di Regolazione per

	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMoeLETTRICA	TOTALE
Potenza lorda	22,7	23,9	58,0	104,6
Potenza netta	22,5	23,4	55,8	101,7
- di cui:				
fino al 1975	11,5	0,0	5,6	17,1
dal 1975 al 1990	3,4	0,1	2,5	6,0
dal 1991 al 2000	2,2	0,7	8,6	11,5
dal 2001 al 2010	3,0	7,9	34,2	45,1
dopo il 2010	2,4	14,7	4,8	21,9

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FONTE	NUMERO PRODUTTORI	POTENZA LORDA (MW)	GENERAZIONE LORDA (TWh)
Termoelettrica	400	16.781	64,0
di cui < 1 MW	93	43	4,6
Rinnovabile	12.683	33.376	79,4
di cui < 1 MW	10.013	4.446	10,2
Mista	275	54.412	132,2
di cui < 1 MW	61	27	0,1
TOTALE	13.358	104.570	275,7

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.4

Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti GW

TAV. 2.5

Produttori, impianti e generazione nel 2017 per fonte

Numero di produttori, potenza in MW e generazione in TWh

Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità o ARERA), ai sensi della delibera 25 ottobre 2012, 443/2012/A², e che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*. Come già evidenziato in passato, la tavola mostra come gli operatori (275 soggetti, erano 243 nel 2016) ai quali corrisponde la quota maggiore di capacità (54.412 MW), pari al 52% del totale, dispongono di potenza sia termoelettrica sia rinnovabile.

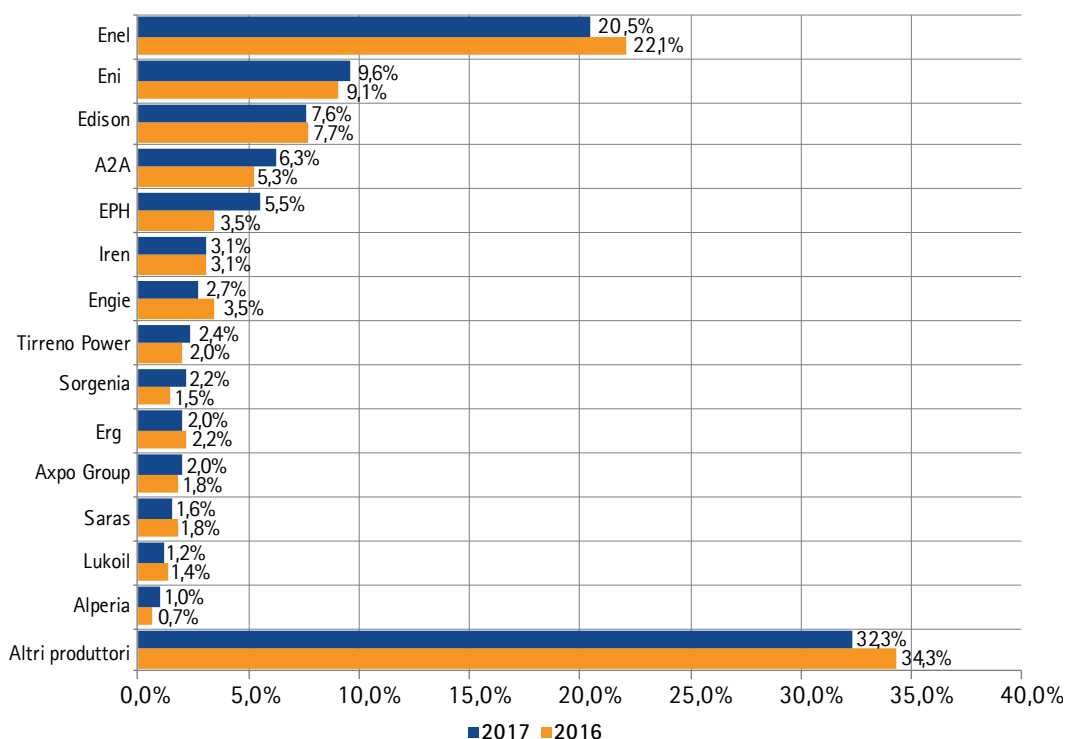
Quasi la metà di tale potenza (48,6%) è detenuta da 82 operatori, per i quali la fonte rinnovabile incide per una quota compresa tra il 30% e il 60% della potenza lorda; il valore, dunque, conferma quanto rilevato per il 2016, quando la quota era pari al 48,8%. Nonostante ciò è comunque diminuita, dai quasi 55.000 MW del 2016 ai 54.400 del 2017, la potenza complessiva detenuta da tali operatori, per i quali si rileva invece in aumento di quasi 3 TWh la produzione lorda. Nel caso delle rinnovabili, rispetto all'anno precedente, è diminuito il numero di soggetti, così come la relativa generazione, ma è rimasta invariata la potenza. Tale dinamica potrebbe essere in parte imputabile anche alla diversa composizione dei soggetti partecipanti alla rilevazione.

La figura 2.1 mostra il contributo dei principali gruppi societari alla generazione lorda negli ultimi due anni. A parte Enel ed Engie, che hanno avuto una leggera flessione della propria quota di mercato (rispettivamente -1,6% e -0,8%), tutti gli altri gruppi hanno registrato quote praticamente stabili o in aumento rispetto all'anno precedente. Tale situazione riguarda i gruppi per cui è preponderante la quota di generazione termoelettrica, (per esempio il gruppo EPH, passato da 3,5% a 5,5% della generazione lorda, il gruppo Eni passato da 9,1% a 9,6%, Tirreno Power passata da 2,0% a 2,4% e Sorgenia da 1,5% a 2,2%) o che sono stati protagonisti di varie acquisizioni sul mercato (si pensi per esempio al gruppo A2A che, nei due anni presi a riferimento, è passato dal 5,3% al 6,3% della generazione lorda complessiva).

La quota degli altri produttori di minore dimensione (con quota di produzione inferiore all'1% nel 2017) è ulteriormente diminuita rispetto al passato, passando dal 34,3% del 2016 al 32,3% del 2017. L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 686, risulta in diminuzione rispetto al 2016, quando era pari a 718.

FIG. 2.1

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda
Confronto 2016-2017



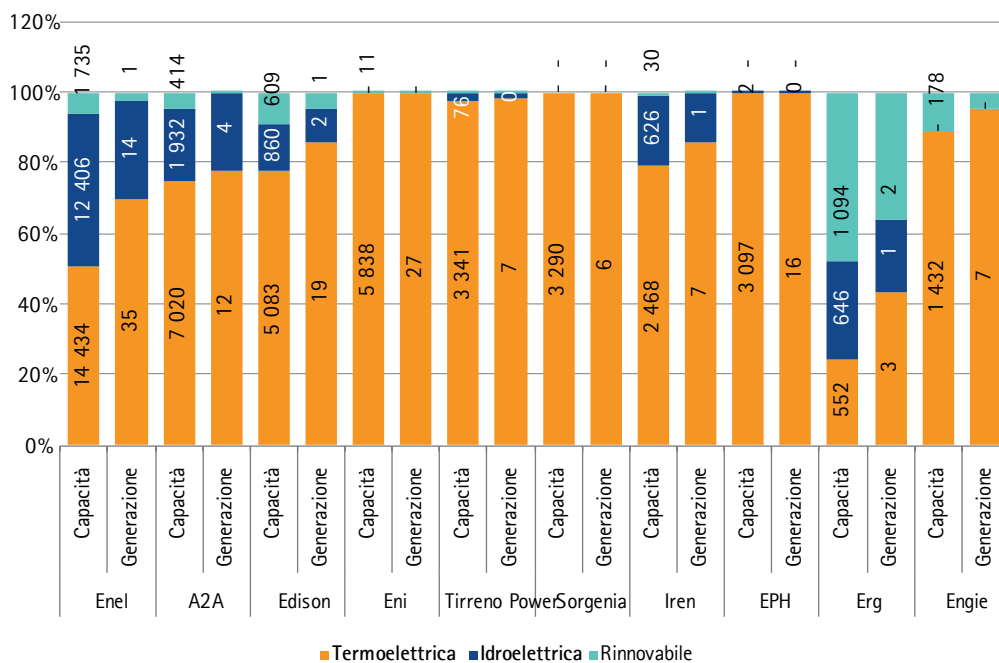
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

² Si tratta sostanzialmente di produttori i cui impianti hanno una potenza complessiva inferiore a 100 kW e che non svolgono altre attività nei settori elettrico, gas, idrico e teleriscaldamento e/o teleraffrescamento.

FIG. 2.2

Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2017

Capacità in MW; generazione in TWh



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda la composizione societaria degli operatori di produzione che hanno partecipato alla rilevazione relativa al 2017 e che hanno aggiornato i soci nell'apposita sezione dell'Anagrafica operatori, le quote del capitale sociale³ sono detenute in prevalenza da persone fisiche (69,3%), quindi da società diverse (22,3%) ed enti pubblici (4,8%). Si conferma, pertanto, quanto già evidenziato negli anni passati relativamente all'ulteriore crescita delle imprese in carico a persone fisiche (nel 2015, 51,6%; nel 2016, 56,5%), mentre è scesa quella delle altre due tipologie di soci (dal 34,1% del 2015 al 30,6% del 2016 per le società diverse e dal 5,3% del 2015 al 5,0% del 2016 per gli enti pubblici). Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, visto che appena il 2,3% è di origine straniera, mentre la stessa quota nel 2016 era del 6,6%.

La figura 2.2 mette a confronto, per i principali operatori, la ripartizione percentuale tra le diverse fonti sia in termini di capacità, sia in termini di generazione. Per il 2017 si nota in generale un maggior ricorso alla produzione termoelettrica da

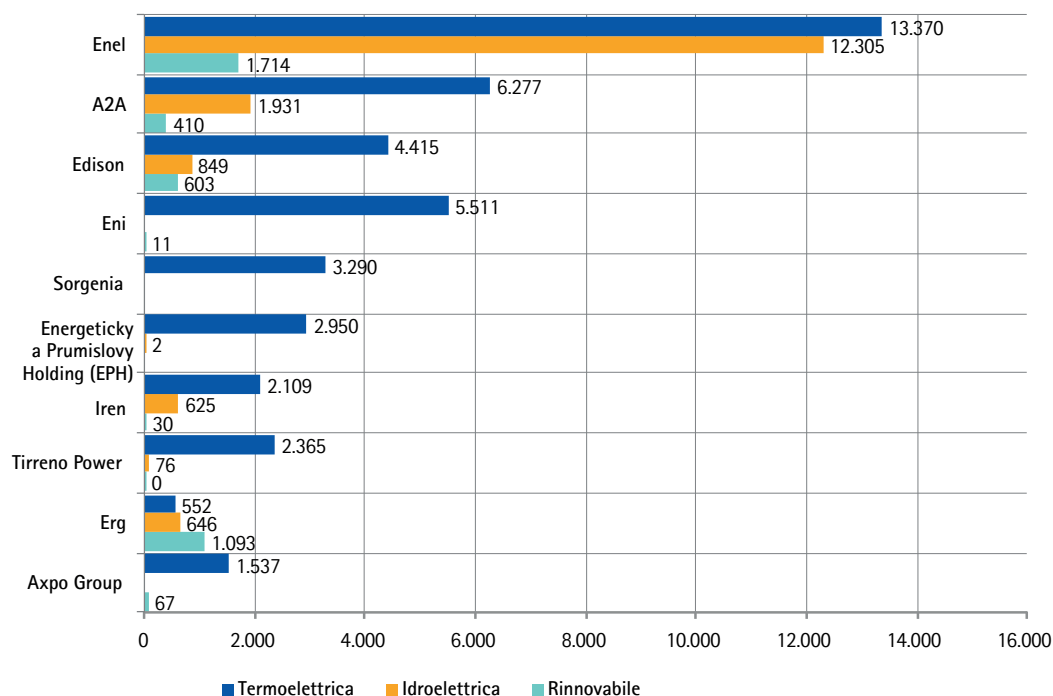
parte di tutti i principali produttori a causa, come più sopra ricordato, della scarsa produzione idroelettrica e per far fronte al minor apporto delle importazioni. Anche nell'anno 2017 si è avuto un picco massimo nel periodo estivo, con un fabbisogno di potenza alla punta pari a 56,6 GW (56,1 nel 2016), mentre il picco invernale è stato pari a 54 GW. È proprio la punta invernale ad aver fatto registrare il maggiore incremento rispetto all'anno precedente, quando era stata di 53,2 GW, con una variazione dell'1,5%.

Il grafico 2.3 mostra i gruppi che nel corso del 2017 hanno avuto una capacità funzionante per più del 50% delle ore superiore ai 1.500 MW. Tale potenza, per il totale degli operatori rispondenti rappresenta il 93% di quella totale. Nel caso dei maggiori gruppi essa rappresenta il 71,4% per Tirreno Power, più dell'80% per Iren ed Edison e oltre il 90% per Enel, A2A ed Eni. Per gli altri la potenza disponibile per più del 50% delle ore, corrisponde con quella totale, fatta eccezione per Erg, per cui il valore riferito alla potenza disponibile per più del 50% delle ore è di pochissimo inferiore al totale.

³ Qui, come del resto in tutto il volume, le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione e fanno riferimento alla partecipazione diretta dei singoli soci nel capitale sociale dei produttori, senza, dunque, tener conto di alcuna partecipazione indiretta.

FIG. 2.3

2.3 Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2017
MW



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Le tavole 2.6 e 2.7 riportano i principali operatori nella produzione termoelettrica e rinnovabile e il dettaglio per ciascuna fonte nelle due tipologie di produzione.

Enel, primo operatore nella generazione termoelettrica, utilizza gran parte del carbone impiegato nel settore, con una quota che però è ancora in discesa rispetto all'anno precedente (dall'84,9 del 2016 all'80,4 del 2017); anche relativamente all'utilizzo di prodotti petroliferi e gas naturale la quota di Enel è scesa, passando nei due anni considerati dal 9,9% al 6,8% nel primo caso e dal 7,8% al 6,2% per secondo. È rimasta praticamente stabile, invece, nell'utilizzo delle altre fonti.

Sebbene in calo rispetto al 2016, il gruppo Eni si conferma, invece, il principale utilizzatore di gas, con una quota del 18,1% (nel 2016 la quota era del 19,3%), seguito da Edison che ha una quota di produzione da gas naturale sul totale nazionale pari al 13,6%, contro il 15,4% dell'anno scorso.

Gli altri operatori ricoprono il 21,9% di produzione da gas naturale, contro il 19,6% dell'anno passato. Rispetto al 2016 è aumentata la quota di generazione da prodotti petroliferi di A2A che ricopre il 73,2% della produzione totale derivata da questo tipo di combustibile, contro il 70,6% dell'anno passato; relativamente a questa fonte è aumentata anche la quota di Saras passata dal 4,9% al 7,9%. Si evidenzia, infine, la quota di

produzione da altre fonti di Saras, Eni e Lukoil, pari rispettivamente al 41,2%, 26,8% e 16,5%.

Enel si conferma anche il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili, con quote superiori a quelle degli altri grandi operatori a prescindere dalla fonte considerata, a eccezione dell'eolico, dove la quota maggiore resta quella di Erg, che si attesta al 12,4% e del solare dove ha una quota analoga a quella dei principali gruppi.

Ai produttori di più piccola dimensione si devono la quasi totalità (98,6%) della generazione da fonte fotovoltaica e l'apporto preponderante nella produzione da bioenergie (74,0%), oltre che nell'eolico dove rappresentano quasi il 70% della produzione.

La tavola 2.8 consente di apprezzare le quote dei cinque maggiori gruppi per singola fonte, mettendo in evidenza come sono comunque tendenzialmente sempre i gruppi maggiori dell'intero rinnovabile ad avere anche le quote maggiori su ciascuna fonte, a eccezione del solare che, al netto della joint venture tra Enel Green Power e F2i, presenta operatori specializzati in tale settore.

Passando alla presenza territoriale dei produttori di energia elettrica (Tav. 2.9), la regione con il maggior numero di operatori si conferma la Lombardia (2.640 soggetti contro i 2.613 nel 2016), seguita da Piemonte (1.683, mentre erano 1.689 nel 2016) ed Emilia Romagna

TAV. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2017

Dati in percentuale

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Enel	80,4	6,8	6,2	0,4
Eni	0,0	1,2	18,1	26,8
Edison	0,0	0,0	13,6	0,0
Energetický a Průmyslový Holding (EPH)	12,4	0,3	8,6	0,0
A2A	7,2	73,2	6,2	0,0
Iren	0,0	0,0	5,4	1,7
Engie	0,0	0,0	5,2	0,3
Tirreno Power	0,0	0,0	4,9	0,0
Sorgenia	0,0	0,0	4,5	0,0
Axpo Group	0,0	0,0	4,1	0,0
Saras	0,0	7,9	0,0	41,2
Lukoil	0,0	0,8	1,2	16,5
Altri operatori	0,0	9,8	21,9	13,1
	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.

TAV. 2.7

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2017

Dati in percentuale

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE
Enel	38,3	100,0	6,9	0,1	2,4
A2A	9,4	0,0	0,0	0,2	10,9
Erg	3,1	0,0	12,4	0,0	0,0
Edison	5,4	0,0	6,2	0,1	0,1
Alperia	7,6	0,0	0,0	0,2	0,0
CVA	6,7	0,0	1,4	0,1	0,0
Hydro Dolomiti Energia	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Iren	3,2	0,0	0,0	0,1	0,0
Ital Green Energy Holding	0,0	0,0	0,0	0,2	5,2
Falck Renewables	0,0	0,0	3,4	0,2	1,4
Acea	1,0	0,0	0,0	0,1	2,2
Api	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6
Altri operatori	19,8	0,0	69,7	98,6	74,0
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.8

Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2017

FONTE	1° GRUPPO	2° GRUPPO	3° GRUPPO	4° GRUPPO	5° GRUPPO
Idroelettrico	38,3% Enel	9,4% A2A	7,6% Alperia	6,7% CVA	5,4% Hydro Dolomiti Energia
Geotermoelettrico	100,0% Enel	-	-	-	-
Eolico	12,4 % Erg	9,4% Enel	6,2% Edison	3,8% Daunia Wind	3,7% E On
Solare	2,5% EF Solare Italia	2,5% RTR Capital	1,4% Energetica Wing II	0,8% Silver Ridge Power Italia%	0,7% Perseo
Bioenergie	10,9% A2A%	5,2% Ital Green Energy Holding%	3,6% Api	3,2% Fri-El Liquid Biomass	2,4% Hera

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.9

Presenza territoriale degli operatori nel 2017

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	1.683	227	49,1	59,6
Valle d'Aosta	43	2	89,0	89,3
Liguria	103	17	93,3	93,5
Lombardia	2.640	589	37,9	44,1
Trentino Alto Adige	776	107	54,8	62,3
Veneto	1.585	323	59,6	63,8
Friuli Venezia Giulia	428	69	73,6	62,9
Emilia Romagna	1.826	365	56,9	53,6
Toscana	568	92	67,1	54,1
Lazio	492	75	80,9	76,0
Marche	837	90	53,2	41,5
Umbria	238	20	66,3	78,3
Abruzzo	437	50	53,2	56,6
Molise	108	7	61,9	71,0
Campania	372	78	48,0	50,4
Puglia	1.147	49	54,2	42,0
Basilicata	311	14	17,6	17,4
Calabria	149	5	75,2	57,3
Sicilia	523	49	52,1	54,4
Sardegna	231	18	79,3	59,9

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

(1.826, erano 1.853 nel 2016). Sono queste le regioni dove si registra anche il numero più elevato di autoproduttori.

Come negli ultimi anni le regioni in cui è più basso il livello di concentrazione nella generazione elettrica sono la Lombardia e la Basilicata, con il C3 che è rispettivamente pari a 37,9% e 17,6%. L'unica altra

regione in cui il C3 è inferiore al 50% è la Campania, dove il valore è pari al 48%, mentre i livelli più alti sono ancora in Liguria, Valle d'Aosta e Lazio, con C3 sopra l'80%. In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi sono in Basilicata, Marche, Puglia e Lombardia, quelli più alti in Liguria, Valle d'Aosta, Umbria e Lazio⁴.

⁴ Le differenze rispetto a quanto rappresentato per la presenza territoriale degli operatori nella *Relazione Annuale 2017* 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.

Produzione incentivata

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

- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)⁵ CIP 6 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- strumenti incentivanti di tipo *feed in premium* sostitutivi (a decorrere dall'1 gennaio 2016) dei certificati verdi (CV) per l'energia elettrica netta prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012⁶;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) 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 2012;
- 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 dall'1 gennaio 2013: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in

modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW (poi ridotta a 500 kW) e in modalità *feed in premium*⁷ nel caso degli altri impianti;

- sistema di conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati 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* nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito.

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati secondo la predetta suddivisione. La figura 2.4 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili. Essi sono calcolati come indicato nei paragrafi

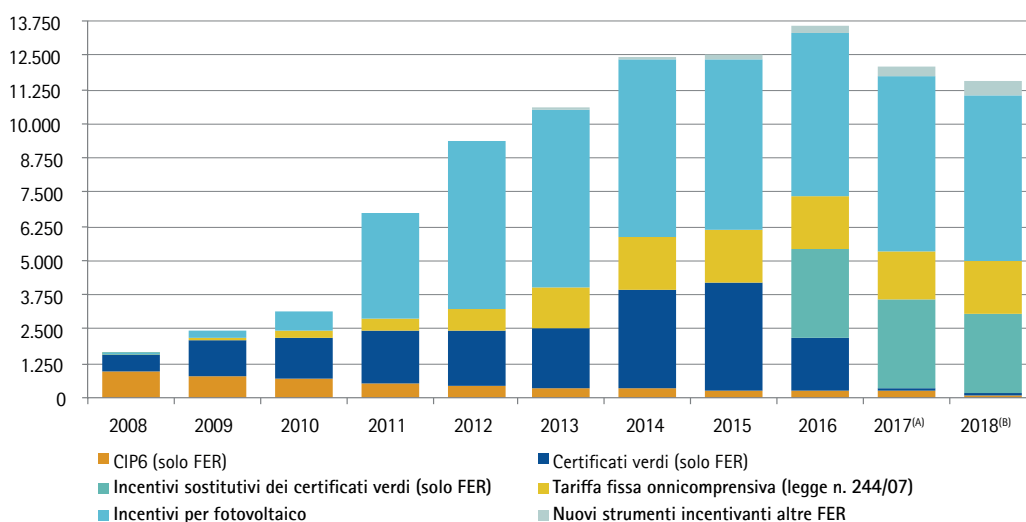


FIG. 2.4

Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili
Milioni di euro

(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: AREA. Elaborazione ARERA su dati del GSE.

⁵ *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.

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

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.

precedenti e sono espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che attualmente si attesta a circa di 65 TWh (Fig. 2.5 e 2.6), di poco inferiore ai 65,6 TWh del 2016, a un costo sceso per il 2017 di 1,5 miliardi di euro (da 13,6 a 12,1 miliardi di euro).

Con il venir meno del meccanismo dei certificati verdi, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano

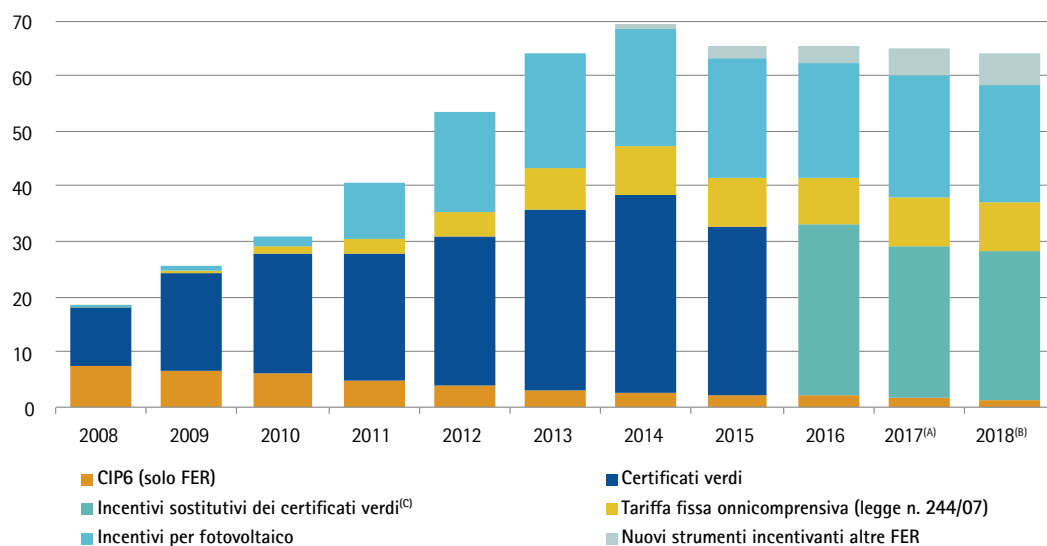
copertura, in generale, tramite la componente tariffaria A₅₀₅. Complessivamente per l'anno 2017, si stima che, a consuntivo, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano pari a circa 12,1 miliardi di euro.

La componente tariffaria A₅₀₅, oltre ai costi sopra richiamati, consente anche l'erogazione dei regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto) e l'erogazione degli strumenti incentivanti previsti per la cogenerazione ai sensi del provvedimento Cip 6/92 e per gli impianti di cogenerazione abbinati al

FIG. 2.5

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

TWh



(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

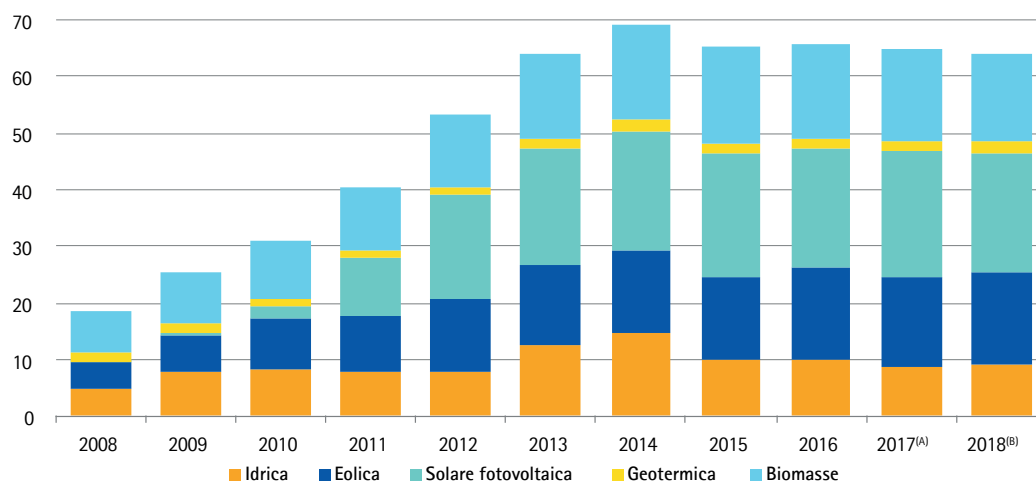
(C) In relazione ai certificati verdi, non è possibile associare direttamente la quantità di energia elettrica incentivata in un dato anno con i relativi costi per il medesimo anno. Ciò perché i certificati verdi emessi ogni anno sono validi per i successivi tre anni.

Fonte: ARERA. Elaborazione ARERA su dati del GSE.

FIG. 2.6

Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte

TWh



(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: ARERA. Elaborazione ARERA su dati del GSE.

teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (limitatamente agli incentivi sostitutivi dei certificati verdi).

Importazioni nette

Come si è visto nelle pagine precedenti, i dati di esercizio provvisori di Terna mostrano che nel 2017 il fabbisogno di energia elettrica ha registrato un aumento del 2% rispetto al 2016, portandosi a 320 TWh dai 314 TWh che aveva raggiunto nel 2016. La quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è rimasta invariata all'11,8% come nel 2016, perché anch'esso è cresciuto del 2% rispetto all'anno precedente, essendo salito a 37,8 TWh contro i 37 TWh del 2016.

L'aumento del saldo estero è dovuto a una leggera contrazione (-0,7%) delle importazioni, che nel 2017 si sono fermate a 42,9 TWh, cui si è accompagnata una riduzione delle esportazioni (16,6%) di circa un terawattora rispetto al 2016. Le esportazioni, infatti sono scese a 5,1 TWh dai 6,1 TWh registrati nell'anno precedente.

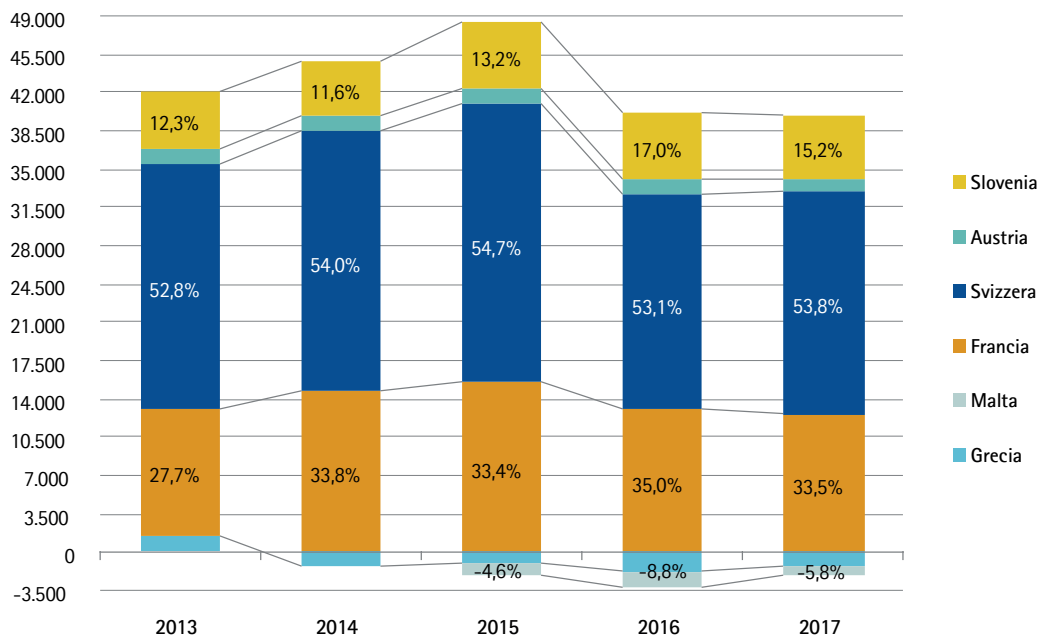
In generale, le importazioni nette sono rimaste per il secondo anno consecutivo ben al di sotto della media decennale. Le esportazioni italiane sono diminuite in quanto si sono quasi dimezzati i flussi verso Malta (-623 TWh) e si sono fortemente ridotti quelli verso la Grecia (-392 TWh). Entrambi rimangono comunque gli unici paesi verso i quali il saldo è positivo. Complessivamente, le esportazioni nette verso Grecia e Malta hanno ridotto dell'5,8% il saldo estero (Fig. 2.7)

Le importazioni italiane, invece, come si è visto sono rimaste più o meno allo stesso livello del 2016, ma rispetto a quell'anno abbiamo importato meno elettricità (-2%) dalla Francia, essenzialmente a causa della chiusura delle centrali nucleari francesi che si è protratta fino alla prima metà del 2017, e dalla Slovenia (-8%), mentre sono cresciuti del 3% i flussi provenienti dalla Svizzera.

Nel 2017 è rimasta quindi la Svizzera il paese da cui proviene la maggior parte (54%) del nostro saldo estero. Un altro 34% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia e il 15% dalla Slovenia. Dall'Austria ne arriva solo il 3%. Verso questi tre paesi (Slovenia, Francia e Austria) è da tempo operativo il *market coupling*.

FIG. 2.7

Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2013
GWh



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati provvisori per il 2017 di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

La trasmissione elettrica in Italia avviene per mezzo di circa 73.000 km di linee e di circa 880 stazioni di smistamento.

Nel 2017 le imprese titolari di *asset* della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono nove. Oltre a Terna - Rete Elettrica Nazionale e Rete, la società del gruppo Terna nella quale sono confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello Stato Italiane, sono presenti nella trasmissione elettrica: Megareti (ex Agsm Distribuzione che ha incorporato Agsm Trasmissione) del gruppo Agsm Verona, Edyna Transmission che fa parte del gruppo Edyna operante in Alto Adige, Arvedi Trasmissione che opera nella zona di Cremona, Seasm del gruppo A2A, El.It.E, Nord Energia ed Eneco Valcanale⁸, la società che ha realizzato un tronco di linea in alta tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (Austrian Power Grid).

Il numero di imprese titolari di impianti della RTN si è ridotto di due unità rispetto alle 11 presenti negli anni precedenti per le acquisizioni operate da Terna - Rete Elettrica Nazionale degli *asset* delle società Terna Rete Italia e Mincio Trasmissione.

Infatti, dal 30 marzo 2017 Terna ha incorporato Terna Rete Italia, la società che aveva ereditato le linee in alta tensione di Enel, mentre dal 28 luglio 2017 ha ottenuto la proprietà della stazione elettrica sita nel Comune di Ponti sul Mincio, da parte della comunione proprietaria del cespite, costituita da A2A Gencogas (45%), AGSM Verona (45%), AIM Vicenza (5%) e Dolomiti Energia Holding (5%). La stazione era gestita dalla società Mincio Trasmissione, del gruppo A2A, che a seguito di tale operazione ha cessato l'attività di esercizio dell'impianto di trasmissione in questione.

Il gruppo Terna possiede 72.881 km di cavi, cioè il 99,7% degli elettrodotti nazionali, come pure il 99,3% delle 871 stazioni elettriche che fanno parte della RTN.

Nel corso del 2017 l'assetto societario di Terna non ha subito variazioni relativamente ai soci con quote superiori al 2%: è rimasta costante la partecipazione di controllo del 29,85% detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti⁹, oltre alla quale vi è solo Lazard Asset Management LLC, un istituto finanziario americano, con il 5,12%. Il restante 65,03% del capitale appartiene al mercato.

TAV. 2.10

Asset della Rete di trasmissione nazionale
Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

	2013	2014	2015	2016	2017
Numero operatori di rete	12	11	11	11	9
LINEE					
Linee 380 kV (km)	10.625	10.899	10.918	11.114	11.202
Linee 220 kV (km)	11.135	10.920	10.930	10.907	10.876
Linee ≤ 150 kV (km)	40.843	41.082	48.893	48.965	48.934
Linee 500 kV a corrente continua (km)	949	949	949	949	961
Linee 400 kV a corrente continua (km)	255	255	255	255	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862	862
STAZIONI					
Numero stazioni 380 kV	155	159	161	163	166
Numero stazioni 220 kV	154	154	154	154	153
Numero stazioni ≤ 150 kV	182	185	542	545	558

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati di Terna.

⁸ 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 n. 290/ML/3/2010.

⁹ 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.

Relativamente alla composizione degli impianti, nel corso del 2017 si sono registrati lievissimi aumenti delle linee: quelle a 380 kV sono cresciute di 4,4 km, quelle a 220 kV sono aumentate dello 0,65% e quelle con tensione inferiore a 150 kV dello 0,27%. Una sostanziale invarianza si è registrata anche nelle stazioni.

Tra i principali interventi di sviluppo ultimati su elettrodotti e stazioni ed entrati in esercizio nel corso del 2017 e riportati nel *Piano di sviluppo 2018* pubblicato da Terna, si registrano:

- l'interconnessione delle isole campane, con l'entrata in esercizio del nuovo collegamento sottomarino tra l'isola di Capri e il Continente (giugno 2017);
- il nuovo elettrodotto 400 kV tra Udine Ovest e Redipuglia (ottobre 2017);
- il riassetto della rete della città di Napoli (elettrodotto tra Poggioreale e Secondigliano, nel gennaio 2017);
- il riassetto della rete in alta tensione nell'area di Cagliari (elettrodotto tra Gilla e Porto Canale nel luglio 2017);
- i raccordi in cavo interrato tra le stazioni di Priolo, Gargallo e Melilli in Sicilia (aprile 2017).

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. Nel 2017 sono state in funzione 22 linee di interconnessione, suddivise tra i vari livelli di tensione, e tre *merchant line*: due di collegamento con la Svizzera (l'elettrodotto 400 kV Mendrisio-Cagno e

l'elettrodotto 150 kV Tirano-Campocologno) e una di collegamento con l'Austria (elettrodotto 132 kV Tarvisio-Greuth).

Nel 2018 i valori della capacità di scambio (*net transfer capacity - NTC*) nei giorni feriali e nelle ore di picco (ovvero nelle ore che vanno dalle 7:00 del mattino alle 23:00) non sono cambiati rispetto al 2017 (Tav. 2.11). La capacità di picco per l'importazione che nella stagione invernale è pari 8.935 MW si riduce in quella estiva a 7.405 MW, mentre quella disponibile per l'esportazione è pari a 4.065 MW in inverno e scende a 3.510 MW in estate.

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 tenendo conto degli eventuali progetti realizzati da soggetti privati. Come si può leggere nel *Piano di sviluppo 2018*, tra le opere d'interconnessione con l'estero che Terna ha progettato in passato e che attualmente sono in fase di realizzazione figurano:

- il collegamento tra il Piemonte e la Francia "Piosasco-Grand'Ile", autorizzato nel 2011 (e nel 2016 per alcune varianti), che consiste nella realizzazione di un cavo terrestre in altissima tensione e in corrente continua, di potenza nominale 2x600 MW la cui entrata in esercizio è prevista per il 2019;
- il collegamento tra l'Italia e il Montenegro "Villanova-Tivat", autorizzato nel 2011, che prevede la costruzione di un'interconnessione in altissima tensione e in corrente continua tra la fascia adriatica della penisola italiana e la cittadina costiera

CONFINE	INVERNO			ESTATE		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Francia	3.150	3.150	3.150	2.700	2.700	2.700
Svizzera	4.240	4.240	4.240	3.420	3.420	3.420
Austria	315	315	315	270	270	270
Slovenia	730	730	730	515	515	515
Grecia	500	500	500	500	500	500
TOTALE IMPORTAZIONE	8.935	8.935	8.935	7.405	7.405	7.405
Francia	995	2.995	995	870	870	870
Svizzera	1.810	1.810	1.810	1.440	1.440	1.440
Austria	100	100	100	80	80	80
Slovenia	660	660	660	620	620	620
Grecia	500	500	500	500	500	500
TOTALE ESPORTAZIONE	4.065	4.065	4.065	3.510	3.510	3.510

Fonte: Terna.

TAV. 2.11

Capacità di interconnessione con l'estero

MW; capacità nei giorni feriali (dal lunedì al sabato) e nelle ore di picco (dalle 7:00 alle 23:00)

del Montenegro, anch'essa con una capacità di trasporto pari a 2x600 MW, previsto entrare in funzione nel 2019;

- il collegamento tra la provincia autonoma di Bolzano e l'Austria "Prati di Vizze-Brennero-Steinach", che consiste nella realizzazione di elettrodotto 132/110 kV, autorizzato dalla provincia nel 2003, che collegherà il Tirolo attraverso il valico del Brennero. Per consentire la connessione tra la rete italiana e quella austriaca, esercite a tensioni differenti, è prevista inoltre la realizzazione di una nuova stazione in cui sarà installata una macchina trasformatore 110/132 kV. Il completamento di queste opere è previsto per il 2023.

I primi due progetti beneficiano anche di finanziamenti di soggetti privati, essendo stati selezionati da Terna nel 2009, in attuazione dell'art. 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99, recante *Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*. Insieme ad essi, tra i progetti selezionati da Terna e richiesti a fronte di specifico finanziamento da parte di soggetti investitori terzi, vi sono anche:

- l'interconnessione 400 kV Airolo (Svizzera) - Pallanzeno (Verbano-Cusio-Ossola), il cui completamento è previsto nel 2025;
- l'interconnessione 220 kV Nauders (Austria) - Gorenza (Bolzano), prevista per il 2021;
- l'interconnessione in altissima tensione e in corrente continua Salgareda (Treviso) - Divaca/Bericevo (Slovenia), il cui completamento è previsto nel 2025.

Distribuzione

Al 31 dicembre 2017 risultano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 134 distributori elettrici, uno in meno rispetto agli iscritti al 31 dicembre 2016. Tre soggetti (due Comuni e un'impresa¹⁰) dei 134 non hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati. Come si vedrà tra breve per effetto delle operazioni societarie avvenute nel corso del 2017, la differenza tra i 135 distributori del 2017 e i 134 del 2016 è data dall'uscita di due soggetti che hanno ceduto l'attività ad altri (Azienda Elettrica Innerbichler Franz e Comune di Parcines), compensata dall'ingresso di un nuovo operatore (Consorzio Energetico Val Venosta).

La tavola 2.11 riporta, come di consueto, 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 2011.

Nel 2017 sono stati erogati nel complesso 268,7 TWh, 4,3 TWh in più rispetto al 2016. Grazie a tale aumento, pari all'1,6%, i prelievi sono tornati all'incirca al livello del 2013, al di sopra quindi dei 262,4 TWh erogati nel 2014 che è il valore più basso registrato nell'ultimo decennio. Il volume medio distribuito per operatore si è attestato su 2.051 GWh, in aumento del 4,7% rispetto all'anno precedente. Il numero di punti di prelievo serviti nel 2017, pari a poco meno di 37 milioni, è lievemente cresciuto (0,1%) rispetto al dato dell'anno precedente (+52.500 unità). Il numero medio di utenti per operatore è risultato di quasi 282.000 unità, contro le 273.000 unità del 2016.

Il numero delle imprese di distribuzione medio-grandi, definite come quelle con più di 100.000 utenti, è rimasto invariato negli anni. Si osserva invece l'avvicinamento di qualche unità tra le imprese di piccole e piccolissime dimensioni, in parte dovuto al fatto che i tre distributori che non hanno risposto all'Indagine annuale si collocano tutti nell'ultima fascia della tabella.

Gli operatori appartenenti alla prima classe, cioè quelli con più di 500.000 punti di prelievo, sono gli stessi del 2016. Si tratta infatti di: e-distribuzione (ex Enel Distribuzione), Unareti (ex A2A Reti Elettriche), Areti (ex Acea Distribuzione), e Ireti, che ha assorbito le attività prima di competenza delle società Iren Emilia, Aem Torino Distribuzione, Genova Reti Gas, Iren Acqua Gas, Acquedotto di Savona, Eniatel e Aga. 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 a distinguersi dalle altre società del gruppo in termini di identità, di marchio e di politiche di comunicazione.

Nel 2017 e nei primi mesi del 2018 i distributori hanno comunicato tramite l'Anagrafica operatori dell'Autorità diverse operazioni societarie, principalmente cessioni/acquisizioni di attività o di rami di azienda tra le imprese. In particolare (e ricordandone alcune già citate nella *Relazione Annuale* dello scorso anno), si segnalano le seguenti:

¹⁰ Si tratta in particolare dei Comuni di Pacentro e Anversa degli Abruzzi oltre che della società Hofer Ernst Azienda Elettrica.

TAV. 2.12

Attività dei distributori
elettrici dal 2011

DISTRIBUTORI ^(A) PER NUMEROSITÀ DEI CLIENTI SERVITI	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
NUMERO	135	133	136	136	137	135	131
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	6	6	6	6	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	3	3	3	3	3	2	2
Tra 20.000 e 50.000	9	9	8	8	8	8	9
Tra 5.000 e 20.000	20	21	22	21	21	20	20
Tra 1.000 e 5.000	39	41	43	41	43	43	40
Fino a 1.000	54	49	50	53	52	52	50
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	286.908	279.073	269.122	262.418	267.984	264.376	268.655
Oltre 500.000	270.826	263.739	254.593	247.734	252.708	249.238	253.247
Tra 100.000 e 500.000	9.372	8.590	7.957	8.347	8.425	9.996	10.080
Tra 50.000 e 100.000	3.281	3.084	2.946	2.874	3.253	1.572	1.584
Tra 20.000 e 50.000	1.613	1.727	1.624	1.517	1.577	1.548	1.797
Tra 5.000 e 20.000	1.201	1.354	1.364	1.313	1.371	1.356	1.243
Tra 1.000 e 5.000	495	471	513	504	529	536	560
Fino a 1.000	120	108	126	129	122	130	145
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	36.727	37.079	37.099	36.841	36.807	36.860	36.912
Oltre 500.000	34.810	35.121	35.158	34.867	34.832	34.877	34.935
Tra 100.000 e 500.000	1.140	1.141	1.143	1.168	1.171	1.268	1.261
Tra 50.000 e 100.000	225	228	229	234	230	137	137
Tra 20.000 e 50.000	252	265	235	243	243	246	266
Tra 5.000 e 20.000	191	213	219	215	213	210	194
Tra 1.000 e 5.000	88	90	94	91	95	99	98
Fino a 1.000	21	21	21	23	22	23	22

(A) I valori si riferiscono agli operatori che hanno risposto alle varie edizioni dell'Indagine annuale.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

- dal primo gennaio 2017 Edyna ha acquisito l'attività di distribuzione di energia elettrica dal Comune di Parcines (Provincia di Bolzano), tramite un contratto di affitto di ramo d'azienda e da Azienda Elettrica Innerbichler Franz attraverso un conferimento di ramo d'azienda, mentre l'ha ceduta nei Comuni di Curon Venosta, Malles, Tubre, Glorenza, Sluderno e Lasa al Consorzio Energetico Val Venosta;
- con analoga decorrenza, e-distribuzione ha acquisito la distribuzione relativamente ai Comuni di Agrate Brianza e Brugherio (Mb), Bussero, Carugate, Cassina de' Pecchi, Cernusco sul Naviglio, Cinisello Balsamo, Cologno Monzese, Cormano, Corsico, Gorgonzola (Mi), Monza, Pieve Emanuele, Pioltello, San Donato Milanese, San Giuliano Milanese, Sesto San Giovanni e Vimodrone (Mi), precedentemente serviti da Unareti;
- ancora, dal 1° gennaio 2017 Azienda Reti Elettriche ha acquisito, tramite un contratto di affitto di ramo d'azienda, la gestione degli impianti nei Comuni di Canal San Bovo, Imer, Mezzano, Sagron-Mis, e nelle località Ronco Cainari e Piancavalli del Comune di Castello Tesino nonché della località Refavaie nel Comune di Pieve Tesino (tutti in provincia di Trento) da Set Distribuzione e ha ceduto alla stessa impresa gli impianti siti nel comune di Predazzo (anch'esso in provincia di Trento);
- dall'inizio di febbraio Consorzio Elettrico di Pozza di Fassa ha acquisito il ramo d'azienda della distribuzione nei Comuni di Pozza di Fassa (frazione Pera), Vigo di Fassa e Soraga (tutti in provincia di Trento); Ditta Kirchler Josef ha ceduto l'attività di distribuzione di energia elettrica alla nuova costituita società

Kirchler Sas di Kirchler Artur & Co., che poi ne ha ceduto il lato operativo alla Kirchler Srl;

- AIR – Azienda Intercomunale Rotaliana ha ceduto la distribuzione nei Comuni di Mezzolombardo, San Michele all'Adige e Mezzocorona (in provincia di Trento), con decorrenza 1° luglio 2017;
- infine, in dicembre la società Atena ha assunto la nuova denominazione di Asm Vercelli.

Dal 1° gennaio 2018, inoltre:

- Edyna ha acquisito l'attività di distribuzione di energia elettrica da ASM – Azienda Servizi Municipalizzati Laces e da Hofer Ernst Azienda Elettrica, tramite un contratto di affitto di ramo d'azienda;
- Set Distribuzione ha acquisito l'attività dal Comune di Isera;
- Linea Reti Impianti (impresa del gruppo A2A) ha ceduto l'attività alla società Distribuzione Elettrica Cremona, appartenente allo stesso gruppo societario.

I dati provvisori relativi alla composizione societaria degli operatori della distribuzione (Tav. 2.13), limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, non presentano novità di rilievo rispetto al 2016: in prima posizione vi sono le persone fisiche – che ne possiedono il 40,7%, e gli enti pubblici (37,4%). Quote significative appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (6,7%) e a società diverse (9,5%). La quota relativa alle imprese energetiche locali è del 5,5% (era l'8,5% nel 2013).

La ripartizione territoriale dei distributori elettrici e la lunghezza delle reti da essi gestite sono riportate nella tavola 2.14. Nel 2017 le reti di distribuzione elettrica sono cresciute di circa 4.800

km, la maggior parte dei quali in bassa tensione (+3.400 km). La lunghezza delle reti in media tensione è aumentata di 1.390 km, mentre quella delle reti in alta tensione è diminuita di 19 km. Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.263.000 km di reti circa, la parte più preponderante delle quali (69%) è, ovviamente, in bassa tensione. Come sempre, spicca il numero dei distributori che operano in Trentino Alto Adige: 66 imprese, due in meno del 2016, per effetto delle cessioni descritte nelle pagine precedenti. Insieme esse gestiscono il 2,1% della rete di distribuzione nazionale. Le altre regioni con un elevato numero di distributori, sebbene neppure lontanamente paragonabile a quello del Trentino Alto Adige, sono Piemonte, Lombardia e Sicilia.

L'ordinamento delle società di distribuzione con più di 50.000 utenti (Tav. 2.15) per volumi distribuiti non è cambiato rispetto al 2016: e-distribuzione (gruppo Enel) resta il primo operatore, con la quota dominante dell'85%. Seguono, nello stesso ordine dello scorso anno: Unareti (gruppo A2A) con il 4,1%, Areti (gruppo Acea), 3,6%, Ireti (gruppo Iren) 1,4%. Tutti gli altri distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

L'energia distribuita da e-distribuzione si ripartisce nel complesso per il 22% a clienti domestici e per il restante 78% a clienti non domestici (le stesse percentuali valevano nel 2016). Percentuali simili si hanno per molti altri operatori. Riforniscono quote di volumi maggiori a clienti non domestici Servizi a Rete (90%), Edyna (86%), Megareti, Unareti e Deval (tutte all'85%). All'opposto, AcegasApsAmga e Areti servono, invece, una quota di volumi proporzionalmente più elevata della media ai clienti domestici (rispettivamente, il 30% e il 29% contro il 22% sopra citato) che si conferma, come sempre, il valore relativo alla media nazionale).

TAV. 2.13

Composizione societaria dei distributori nel 2017

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Persone fisiche	40,9
Enti pubblici	37,0
Società diverse	9,4
Imprese energetiche nazionali	6,9
Imprese energetiche locali	5,6
Istituti finanziari nazionali e altri	0,2
TOTALE	100,0

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.14

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2017
km

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI ^(A)
Piemonte	65.770	29.180	33	11
Valle d'Aosta	2.825	1.564	57	2
Lombardia	87.760	43.122	44	11
Trentino Alto Adige	17.245	8.833	229	66
Veneto	63.672	27.544	61	3
Friuli Venezia Giulia	15.968	8.526	4	5
Liguria	22.216	7.196	0	2
Emilia Romagna	69.426	33.158	34	3
Toscana	60.489	27.026	0	2
Umbria	20.338	8.891	4	2
Marche	29.640	11.853	0	7
Lazio	69.034	29.895	555	6
Abruzzo	26.896	10.290	0	5
Molise	8.256	3.761	0	1
Campania	63.319	25.427	0	5
Puglia	64.487	32.419	10	3
Basilicata	15.491	10.380	0	1
Calabria	45.121	18.377	0	1
Sicilia	82.514	36.650	2	11
Sardegna	38.460	18.568	0	3
ITALIA	868.924	392.661	1.032	-

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

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.15

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2017

Volumi distribuiti in GWh; punti di prelievo in migliaia

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
e-distribuzione	50.085	25.196	178.697	6.285	228.782	31.481
Unareti	1.722	925	9.399	207	11.122	1.132
Areti	2.755	1.317	6.814	314	9.569	1.631
Ireti	846	554	2.928	137	3.774	691
Edyna	340	167	2.099	61	2.438	228
Inrete Distribuzione Energia	392	200	1.807	62	2.199	262
Set Distribuzione	379	248	1.573	63	1.952	310
Megareti	266	130	1.515	37	1.781	168
Servizi a Rete	114	54	1.034	18	1.148	72
Deval	135	103	747	26	882	129
AcegasApsAmga	245	131	584	32	829	164
ASM Terni	99	52	336	13	436	65
Altri operatori	821	219	2.924	131	3.745	580
TOTALE	58.199	29.296	210.457	7.387	268.655	36.912

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.16 sono rappresentati i volumi distribuiti e gli utenti (cioè i punti di prelievo) suddivisi per regione e per settore di consumo. La distribuzione territoriale non mostra novità di rilievo da un anno all'altro.

I prelievi maggiori, domestici e non domestici, sono concentrati in Lombardia, dove si distribuisce complessivamente il 22,7% dell'energia elettrica prelevata in Italia. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano il 16 % del totale. Altre regioni rilevanti sono

il Veneto, che incide per il 10,2% del consumo nazionale, l'Emilia Romagna, dove viene prelevato un altro 9%, il Piemonte (7,7%), il Lazio (7,5%), la Toscana (6,3%), la Campania (6%) e la Sicilia (5,6%). Un quinto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici regioni.

In Italia, nel 2017 la distribuzione ha servito quasi 37 milioni di utenti: 29,5 milioni (l'80%) di famiglie e 7,4 milioni (il 20%) di punti non domestici. In termini di energia prelevata, naturalmente, le quote si invertono, essendo i volumi dei domestici pari a 58,2 TWh e quelli dei non domestici pari a 210,4 TWh. Rispetto al 2016 sono diminuiti gli utenti non domestici (0,4%), mentre quelli domestici hanno registrato un incremento (0,3%). Sono però cresciuti i prelievi di entrambe le categorie, spinti in parte dalla variabile climatica, che ha indotto una forte crescita dei consumi nel corso dell'estate, e in parte dalla ripresa economica. L'incremento maggiore si evidenzia per gli utenti non domestici che hanno prelevato 3,44 TWh in più rispetto al 2016 (+1,7%), mentre gli utenti domestici hanno

consumato 0,83 TWh in più rispetto al 2016, registrando quindi un aumento percentualmente inferiore (+1,5%).

A seguito di questi andamenti, nel 2017 il prelievo medio unitario dell'utenza domestica è leggermente risalito a 1.971 kWh dai 1.948 kWh del 2016.

Nel 2017 l'Autorità ha modificato¹¹ la struttura della tariffa di distribuzione per i clienti domestici. Attuando la seconda fase della graduale riforma delle tariffe applicate ai clienti domestici di energia elettrica, ha definito le strutture tariffarie applicabili a decorrere dall'1 gennaio 2017 e i dettagli operativi delle misure introdotte per facilitare i clienti domestici nella ricerca del livello ottimale di potenza contrattualmente impegnata. Da quella data, le tariffe di distribuzione non sono più progressive, se non nella parte che riguarda gli oneri di sistema, per il pagamento dei quali esistono ancora due scaglioni di consumo: da 0 a 1.800 kWh/anno e oltre 1.800 kWh/anno.

In conseguenza di ciò, alcuni distributori hanno mutato i propri sistemi di fatturazione, eliminando i vecchi scaglioni di consumo

TAV. 2.16

Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2017

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	3.920	2.319	16.815	574	20.735	2.893
Valle d'Aosta	143	108	770	28	913	135
Lombardia	9.559	4.821	51.517	1.085	61.076	5.907
Trentino Alto Adige	954	544	4.733	167	5.688	712
Veneto	5.026	2.306	22.444	589	27.470	2.895
Friuli Venezia Giulia	1.236	646	7.605	150	8.841	797
Liguria	1.478	1.030	4.432	259	5.911	1.289
Emilia Romagna	4.515	2.249	19.633	616	24.148	2.865
Toscana	3.744	1.890	13.111	539	16.855	2.428
Umbria	845	424	4.067	118	4.913	542
Marche	1.399	747	4.973	210	6.371	957
Lazio	5.623	2.773	14.422	668	20.044	3.441
Abruzzo	1.188	721	4.207	164	5.395	885
Molise	263	174	1.031	41	1.294	214
Campania	4.914	2.253	11.218	573	16.132	2.826
Puglia	3.791	1.913	8.534	519	12.325	2.431
Basilicata	466	284	1.722	77	2.188	361
Calabria	1.919	1.041	3.229	235	5.149	1.275
Sicilia	5.196	2.405	9.966	569	15.162	2.974
Sardegna	2.019	878	6.028	206	8.047	1.084
ITALIA	58.199	29.526	210.457	7.387	268.655	36.912

Fonte: ARERA Indagine annuale sui settori regolati.

¹¹ Delibera 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel.

non più utili¹². Inoltre, diversamente dal passato, le risposte degli operatori hanno permesso di distinguere correttamente gli utenti domestici secondo il criterio della residenza anagrafica, anche per quelli tra loro caratterizzati da una potenza impegnata superiore a 3 kW¹³. Per tali motivi, è stato necessario modificare le tavole tradizionalmente illustrate in queste pagine, presentando la spaccatura dei clienti domestici della distribuzione elettrica per classe di potenza impegnata e per la caratteristica della residenza anagrafica (Tav. 2.17), per fascia di consumo e residenza anagrafica (Tav. 2.18) nonché il dettaglio dei clienti per classe di potenza impegnata e per fascia di consumo (Tav. 2.19). Queste ultime due tavole, tuttavia, possono comprendere unicamente le due fasce di consumo oggi impiegate per la fatturazione dei clienti.

Come si vede dalla tavola 2.17, l'80,3% dei clienti domestici è residente e consuma l'88,5% di tutta l'elettricità distribuita alle famiglie. I clienti non residenti sono il 19,7% e la quota dei loro prelievi è pari all'11,5% del totale. La maggior parte delle famiglie ha un contratto

con potenza impegnata compresa tra 1,5 e 3 kW: essi contano per l'89,1% di tutti gli utenti domestici (divisi tra i residenti per il 73,3% e i non residenti per il 15,8%). I volumi di elettricità prelevati da tali famiglie rappresentano l'83,3% del totale (anche qui divisi tra i residenti per il 76,1% e i non residenti per il 7,2%). Il secondo valore di potenza più diffuso tra le famiglie è quello tra 3 e 4,5 kW, che incide per il 5,3% dei punti di prelievo e per il 7,9% 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), incide per il 3,3% delle famiglie italiane, che prelevano il 5,9% di tutta l'energia distribuita al settore domestico.

I consumi elettrici delle famiglie italiane che emergono dai dati della distribuzione, sono piuttosto contenuti: l'85,9% dei clienti domestici si colloca nella fascia di consumo annuo che non supera la soglia dei 1.800 kWh (Tav. 2.18) e preleva tre quarti di tutta l'elettricità

TAV. 2.17

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2017 per classe di potenza

Volumi distribuiti in GWh; clienti (punti di prelievo) in migliaia; prelievo medio in kWh

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Residenti			
Fino a 1,5 kW	145	169	860
Da 1,5 a 3 kW	44.285	21.632	2.047
Da 3 a 4,5 kW	3.692	1.157	3.192
Da 4,5 a 6 kW	2.514	623	4.034
Da 6 a 10 kW	513	85	6.058
Da 10 a 15 kW	230	24	9.556
Oltre 15 kW	113	6	18.547
TOTALE RESIDENTI	51.493	23.696	2.173
Non residenti			
Fino a 1,5 kW	98	344	285
Da 1,5 a 3 kW	4.206	4.662	902
Da 3 a 4,5 kW	896	409	2.192
Da 4,5 a 6 kW	927	341	2.718
Da 6 a 10 kW	259	49	5.322
Da 10 a 15 kW	160	18	9.067
Oltre 15 kW	158	7	22.203
TOTALE NON RESIDENTI	6.706	5.830	1.150
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.199	29.526	1.971

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

¹² Si tratta degli scaglioni: 0-900; 1.800-2.640; 2.640-3.540; 3.540-4.440; oltre 4.440, tutti espressi in kWh/anno.

¹³ Più precisamente, in passato i clienti avevano diritto a usufruire di una tariffa più vantaggiosa, la cosiddetta D2, nell'abitazione di residenza anagrafica e per una potenza impegnata non superiore a 3 kW. Ai clienti che sottoscrivevano un contratto con potenze superiori, infatti, veniva applicata la tariffa D3, indipendentemente dal fatto che il contratto di fornitura di energia elettrica riguardasse l'abitazione di residenza anagrafica. A causa di ciò, alcuni operatori non erano in grado di fornire i dati distinti per potenza impegnata relativamente ai clienti con potenza superiore a 3 kW, che venivano attribuiti tutti, indistintamente, alla categoria dei clienti non residenti.

distribuita. Le famiglie con consumo annuo superiore a 1.800 kWh sono il 14,1% del totale e prelevano il 24,7% dell'energia. Tra i residenti le famiglie nella fascia di consumo annuo fino a 1.800 kWh contano per l'86,5% dei clienti e il 79% dei volumi ad essi distribuiti, mentre tra i non residenti contano per l'83,4% dei clienti e il 46,5% dei volumi ad essi distribuiti (Tav. 2.18).

Il prelievo medio delle famiglie italiane che emerge dai dati della distribuzione è pari, complessivamente a 1.971 kWh; quello dei clienti residenti è ovviamente più elevato, pari a 2.173 kWh, quello dei clienti non residenti è di 1.150 kWh.

Il dettaglio dei prelievi distinti tra clienti residenti e non, suddivisi per classi di potenza e fasce di consumo si osserva nella tavola 2.17. Nella classe di potenza più piccola (fino a 1,5 kW) la numerosità dei clienti non residenti (344 mila punti di prelievo) è più che doppia rispetto a quella dei residenti (169 mila punti). I prelievi, invece, risultano specularmente più elevati per le abitazioni di residenza (145 GWh) rispetto a quelli dei clienti non residenti (98 GWh). In questa classe ricadono con molta probabilità gran parte delle cosiddette "seconde case", per le quali è sufficiente un basso livello di potenza e i consumi sono piuttosto ridotti. Pertanto i consumi medi dei residenti sono molto più elevati, pari a 860 kWh, di quelli dei non residenti, pari a 285 kWh. La superiorità dei consumi medi dei residenti rispetto a quelli dei non residenti si osserva ancora per la prima fascia di consumo della classe di potenza successiva (1,5-3 kW), dove i 2.008 kWh dei clienti residenti si confrontano con i 601 kWh dei non residenti. A partire dalla fascia di consumo più elevata della seconda classe di potenza e per tutte le classi successive, i

consumi medi dei non residenti sono invece sempre più elevati di quelli dei residenti.

Tenendo conto del fatto che, come si è visto poco sopra, la seconda classe di potenza (1,5-3 kW) è quella che raccoglie la stragrande maggioranza delle famiglie italiane e che nell'ambito di tale classe di potenza la fascia di consumo più piccola è quella assolutamente predominante sia in termini di numerosità di clienti (93%), sia di prelievi effettuati (91%), dai dati della distribuzione emerge sostanzialmente che in Italia le famiglie residenti consumano in media 2.008 kWh, mentre quelle non residenti consumano in media 601 kWh.

Per quanto riguarda i clienti non domestici (Tav. 2.20), come per gli anni scorsi il 45,5% dei volumi distribuiti nel 2017 ha interessato la clientela allacciata in media tensione e il 19% quella allacciata in alta e altissima tensione. Il 98,5% dei punti di prelievo afferisce, tuttavia, alla clientela connessa in bassa tensione, cui corrispondono prelievi pari al 35,5% del totale distribuito all'utenza non domestica.

Rispetto al 2016 i punti non domestici serviti sono leggermente diminuiti (-0,4%), mentre i volumi prelevati sono cresciuti dell'1,7%; di conseguenza il volume medio unitario è risalito a 28.481 kWh dai 27.900 kWh dello scorso anno. L'aumento dei prelievi è avvenuto per tutti i livelli di tensione, ma in misura crescente in base alla tensione: 1,3% è la crescita osservata nei volumi dei clienti in bassa tensione, 1,6% quella dei clienti in media tensione, 2,4% quella dei clienti in alta e altissima tensione. Anche gli utenti allacciati hanno subito variazioni diverse: gli utenti in bassa e in alta e altissima tensione

TAV. 2.18

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2017 per fascia di consumo e residenza anagrafica

Volumi distribuiti in GWh; clienti (punti di prelievo) in migliaia; prelievo medio in kWh

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Residenti			
Fino a 1.800 kWh	40.697	20.492	1.986
Oltre 1.800 kWh	10.796	3.204	3.370
TOTALE RESIDENTI	51.493	23.696	2.173
Non residenti			
Fino a 1.800 kWh	3.116	4.864	641
Oltre 1.800 kWh	3.589	966	3.717
TOTALE NON RESIDENTI	6.706	5.830	1.150
Tutti i clienti			
Fino a 1.800 kWh	43.813	25.356	1.728
Oltre 1.800 kWh	14.386	4.169	3.450
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	58.199	29.526	1.971

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.19

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2017 per classe di potenza e per fascia di consumo

Volumi distribuiti in GWh; clienti (punti di prelievo) in migliaia; prelievo medio in kWh

CONFINE CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	RESIDENTI			NON RESIDENTI		
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Fino a 1,5 kW	145	169	860	98	344	285
Fino a 1.800 kWh	142	167	851	87	339	257
Oltre 1.800 kWh	3	2	1.535	11	5	2.172
Da 1,5 a 3 kW	44.285	21.632	2.047	4.206	4.662	902
Fino a 1.800 kWh	40.228	20.038	2.008	2.430	4.043	601
Oltre 1.800 kWh	4.057	1.594	2.545	1.776	619	2.869
Da 3 a 4,5 kW	3.692	1.157	3.192	896	409	2.192
Fino a 1.800 kWh	235	205	1.147	325	268	1.213
Oltre 1.800 kWh	3.457	952	3.633	571	141	4.055
Da 4,5 a 6 kW	2.514	623	4.034	927	341	2.718
Fino a 1.800 kWh	83	74	1.125	234	191	1.225
Oltre 1.800 kWh	2.431	549	4.425	694	151	4.606
Da 6 a 10 kW	513	85	6.058	259	49	5.322
Fino a 1.800 kWh	7	7	1.028	30	18	1.686
Oltre 1.800 kWh	505	77	6.524	229	31	7.434
Da 10 a 15 kW	230	24	9.556	160	18	9.067
Fino a 1.800 kWh	1	1	979	9	4	1.977
Oltre 1.800 kWh	229	23	638	152	13	11.387
Oltre 15 kW	113	6	18.547	158	7	22.203
Fino a 1.800 kWh	0,1	0,2	638	2	1	1.600
Oltre 1.800 kWh	113	6	19.085	157	6	26.038
TOTALE DOMESTICI	51.493	23.696	2.173	6.706	5.830	1.150

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

sono diminuiti, rispettivamente dello 0,5% e dello 0,9%, mentre non sono diminuiti (0,2%) quelli in media tensione.

Connessioni

In questo paragrafo sono illustrati i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi e passivi. 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 clienti¹⁴. Le cifre relative alle connessioni degli utenti passivi, infine, sono state raccolte da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

I dati sugli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

¹⁴ Tutte le imprese distributrici con più di 100.000 clienti (AcegasApsAmga, Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, Inrete, Ireti, Megareti, Set Distribuzione e Unareti), alla data del 20 aprile 2018 hanno inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2017, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

TAV. 2.20

Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2017 per livello di tensione e di potenza
Volumi distribuiti in GWh

LIVELLO DI TENSIONE E CLASSE DI POTENZA	VOLUMI		PUNTI DI PRELIEVO
Bassa tensione	74.681	7.277.334	10.262
Punti di emergenza	2	2	909.054
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	-	-	
Illuminazione pubblica	5.344	269.689	19.814
Altri usi	69.335	7.007.642	9.894
di cui:			
- fino a 1,5kW	793	1.481.924	535
- da 1,5 kW a 3 kW	2.955	1.826.610	1.618
- da 3 kW a 4,5 kW	1.262	361.909	3.488
- da 4,5 kW a 6 kW	5.421	1.219.530	4.445
- da 6 kW a 10 kW	8.070	889.749	9.070
- da 10 kW a 15 kW	10.306	639.402	16.118
- da 15 kW a 30 kW	13.472	378.189	35.622
- da 30 kW a 42 kW	5.715	78.143	73.141
- da 42 kW a 50 kW	3.252	35.584	91.400
- oltre 50 kW	18.089	96.602	187.251
Media tensione	95.790	107.700	889.418
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	99	24	4.136.813
Illuminazione pubblica	326	1.003	325.008
Punti di emergenza	408	239	1.706.765
Altri usi	94.957	106.434	892.170
Alta e altissima tensione	39.986	1.696	23.576.420
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	4.841	305	15.871.605
Illuminazione pubblica	0	1	1
Punti di emergenza	6	16	368.553
Altri usi	35.139	1.374	25.574.143
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	210.457	7.386.730	28.491

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Le cifre relative alle connessioni degli utenti passivi, infine, sono state raccolte da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Nell'anno 2017 Terna ha ricevuto 90 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 3,4 GW, e, con riferimento a esse, nello stesso anno ha messo a disposizione 50 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 2,2 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 39 giorni lavorativi.

Nel 2017 sono stati accettati 28 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 1,4 GW. Per 2 di questi, corrispondenti a 40 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione delle Soluzioni tecniche minime di dettaglio (STMD): per entrambi, è stata rilasciata e accettata la STMD. Per uno di questi, corrispondente ad una potenza di 13 MW, la connessione risulta essere realizzata alla data del 31 dicembre 2017.

Nell'anno 2017 le imprese distributrici¹⁵ hanno ricevuto poco meno di 56.100 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,4 GW, e, in relazione

¹⁵ Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, si ricorda che i dati riportati di seguito si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2017 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

a esse, nello stesso anno hanno messo a disposizione circa 51.400 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,1 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 15 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 35 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 46 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Circa 47.600 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2017, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 0,8 GW.

Nell'anno 2017, in relazione alle richieste pervenute nel medesimo anno, sono state realizzate circa 34.200 connessioni, corrispondenti a circa 300 MW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 10 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici¹⁶;
- 44 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹⁷.

I tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 8 giorni lavorativi.

Nell'anno 2017 l'unica impresa distributrice che ha ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta tensione è stata e-distribuzione con 14 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di circa 230 MW; sempre e-distribuzione nello stesso anno ha messo a disposizione 7 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 146 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 31 giorni lavorativi.

Tra i preventivi messi a disposizione, 6 di essi, corrispondenti a una potenza di poco meno di 100 MW, sono stati accettati nell'anno 2017; per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD. Pertanto, nel 2017 non è stata

effettuata alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta tensione che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, nel 2017 (Tav. 2.21), sulla base di stime preliminari, i dati raccolti mostrano che sono state effettuate poco più di 245.000 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 9 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 6,8 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 17,3 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione. Rispetto al 2016 i dati evidenziano un minor numero di richieste (lo scorso anno furono 262.206, cioè il 6,4% in più) e, al contempo, un lieve incremento pure dei tempi di allacciamento.

Poiché nel 2016 per ottenere una connessione passiva sulla rete in bassa o in media tensione risultavano necessari mediamente 8,5 giorni lavorativi, quest'anno si registra un incremento di 0,5 giorni lavorativi, il 5,4% di tempo in più. È opportuno precisare 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.

Ciascun distributore ha effettuato, in media, 1.845 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (56 soggetti), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 3.187.

Nel 2017 Terna ha connesso in alta e altissima tensione tre nuovi clienti passivi. Il tempo medio per l'allacciamento (sempre escludendo quello trascorso per ottenere eventuali atti autorizzativi e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale) è stato di 423 giorni lavorativi; quello per gli adempimenti a carico del cliente finale è stato di 631 giorni lavorativi.

¹⁶ 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.

¹⁷ 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.

TAV. 2.21

Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2017

Numero di connessioni e tempo medio di allacciamento in giorni lavorativi

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI		TEMPO MEDIO ^(A)	
	2016	2017	2016	2017
Bassa tensione	260.991	244.094	6,7	6,8
Media tensione	1.215	1.274	14,6	17,3
TOTALE	262.206	245.368	8,5	9,0

(A) 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, nel Mercato infragiornaliero e nel Mercato dei prodotti giornalieri – e Mercato a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME, inoltre, gestisce la piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (piattaforma per la Consegna derivati energia – CDE), segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia elettrica e 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 fra di esse. 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 sono valorizzate in ciascuna ora a un Prezzo unico nazionale (PUN)

di acquisto, definito come media dei prezzi zonali ponderati per il valore degli acquisti zonali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

A febbraio 2015 è stato avviato il *multi-regional coupling* (MRC) sulla frontiera nord italiana con Francia, Austria e Slovenia. L'MRC è un processo di *market coupling* che introduce modelli di asta implicita a sostituzione delle aste esplicite giornaliere, coordinando allocazione della capacità e vendita di energia, quindi facilitando l'integrazione dei vari mercati grazie a uno sfruttamento ottimale della capacità di interconnessione (NTC) e l'annullamento di flussi antieconomici¹⁸. Nel precedente assetto senza *market coupling* la capacità di interconnessione veniva assegnata mediante asta esplicita giornaliera e solo gli operatori con capacità allocata potevano presentare offerte in Borsa MGP. Il *market coupling* ha unificato questi due passaggi annullando di fatto i possibili flussi antieconomici che si creavano a causa del non coordinamento tra l'allocazione della capacità e la vendita dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima.

Il Mercato Infragiornaliero (MI) è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). Come l'MGP, anche l'MI è un mercato zonale ad asta. A partire da gennaio 2011 tale mercato si articola in diverse sessioni con orari di chiusura progressivi. Nel corso del 2015 le tempistiche delle sessioni dell'MI sono state riviste

¹⁸ Ore in cui il flusso avviene dalla zona più costosa a quella meno costosa, cioè in direzione opposta a quella che suggerirebbe il differenziale di prezzo.

in seguito allo spostamento del *gate closure* dell'MGP dalle 9:15 alle 12:00¹⁹ ed è stata aggiunta una sessione; a partire dall'1 febbraio 2017 l'MI si compone di sette sessioni (MI1, MI2, MI3, MI4, MI5, MI6, MI7), strutturate ad asta con prezzo di equilibrio dove, a differenza dell'MGP, sia le offerte in vendita sia quelle in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale²⁰; anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

In seguito all'integrazione dei mercati spot (MGP e MI) 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 far fronte al fabbisogno finanziario necessario a saldare i pagamenti transfrontalieri, che avvengono a due giorni. In considerazione dell'esigenza segnalata da numerosi operatori di poter 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 *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) ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, 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 nella disciplina del dispacciamento. L'MSD *ex ante*, in particolare, si

articola in sei sottofasce²¹ di programmazione (MSD1, MSD2, MSD3, MSD4, MSD5, MSD6) che si svolgono in concomitanza con le sessioni dell'MI a valle della pubblicazione degli esiti nell'MGP (12:55 del giorno antecedente quello di consegna), mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione²². Gli operatori presentano le loro offerte sull'MSD1, che Terna può accettare in tutto l'MSD *ex ante* e nella prima sessione dell'MB, e possono successivamente modificarle a partire dalla seconda sessione dell'MB. La modalità di contrattazione nell'MSD è un'asta discriminatoria ovvero le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*)²³.

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"²⁴.

Nel novembre 2008, Borsa italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati, aventi come sottostante il PUN. In attuazione

¹⁹ Il *gate closure* dell'MGP è stato spostato più a ridosso del giorno di consegna con l'obiettivo di unificare le tempistiche con quelle dei mercati europei accoppiati attraverso il *market coupling*.

²⁰ Chi acquista deve pagare il "corrispettivo di non arbitraggio", che corrisponde al differenziale tra il prezzo zonale dell'MI e il PUN, pagando di fatto il PUN a valle di questo corrispettivo.

²¹ Anche per l'MSD l'organizzazione delle sessioni è stata rivista nel corso del 2015 e nel 2017 sono state aggiunte due nuove sottofasce.

²² La prima sessione dell'MSD *ex ante* è l'unica a svolgersi durante il D-1 (giorno antecedente quello di consegna), seguita da un alternarsi di sessioni nell'MB e nell'MSD *ex ante* durante il giorno di consegna, con la differenza che quelle nell'MB si chiudono più a ridosso delle ore di consegna rispetto a quelle nell'MSD *ex ante*.

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 dei mercati elettrici a pronti e a termine e dei servizi di dispacciamento* pubblicato dall'Autorità.

²⁴ 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.

del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009 di riforma del mercato elettrico, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi sull'IDEX.

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) e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE, vale a dire la piattaforma dove vengono eseguiti i contratti finanziari derivati sull'energia elettrica conclusi nell'IDEX, relativamente ai quali l'operatore abbia richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico sottostante il contratto stesso.

Scambi nel Mercato del giorno prima

Nel 2017 è aumentata la quantità di energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, in particolare nella prima metà dell'anno, raggiungendo il massimo livello degli ultimi cinque anni, pari a 292 TWh

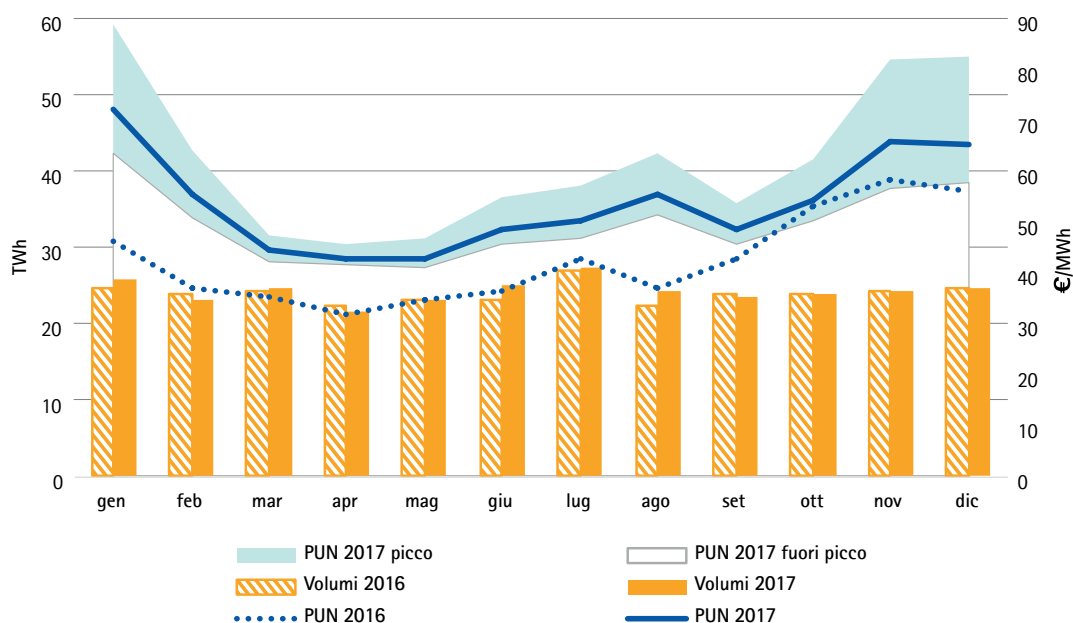
(+1,1% rispetto al 2016). Nelle singole zone si continuano a osservare dinamiche contrastanti: sono risultati in crescita gli acquisti delle zone centro-settentrionali (Nord +2,5%, Centro Nord +4,7%) e in calo quelli della zona Sud (-9,9%). Si osserva quasi ovunque un rimpiazzo della generazione idroelettrica da parte degli impianti a ciclo combinato, in particolare al Nord (12,3%), con conseguente rialzo dei loro costi variabili. I volumi scambiati sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 211 TWh (+4,3%), massimo livello registrato dal 2010, sostenuto in vendita dagli operatori non istituzionali nazionali ed esteri (+6,6%) e in acquisto dall'Acquirente unico (+26,6%), che per la prima volta negli ultimi anni soddisfa più del 90% del suo fabbisogno in borsa. Rimangono in flessione i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter* (81 TWh, -6,2%), al loro minimo storico.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2017 (Fig. 2.8) si riprende dai livelli minimi del 2016, portandosi a 53,95 €/MWh (+26,1%), favorito da un rialzo dei costi dei combustibili, dal lieve incremento degli acquisti, dal maggior ricorso alla generazione termoelettrica e a minori importazioni dai più economici impianti nucleari francesi. Tale dinamica si riflette in tutti i mesi dell'anno e in tutti i gruppi di ore, attestandosi a 62,34 €/MWh (+28,9%) nelle ore di picco, a 49,58 €/MWh (+24,4%) nelle ore fuori picco e a 47,47 €/MWh (+23,1%) nelle ore dei giorni festivi.

FIG. 2.8

Andamento mensile del PUN e dei volumi scambiati complessivi per il Sistema Italia

Volumi in TWh; PUN (medio, di picco e fuori picco) in €/MWh



Fonte: GME.

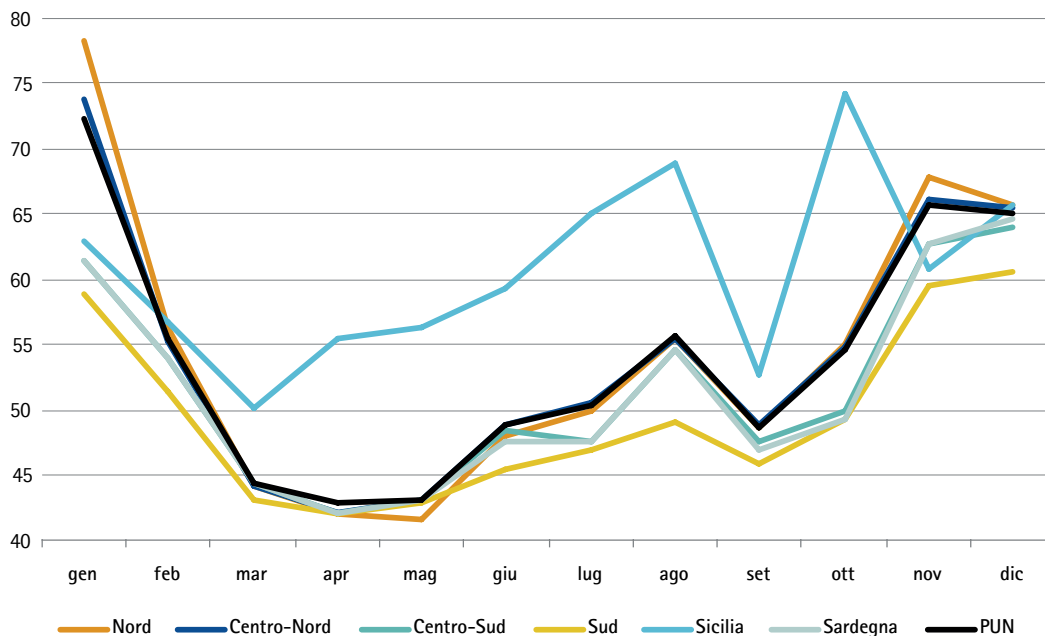


FIG. 2.9

Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2017
€/MWh

Fonte: GME.

Anche a livello zonale (Fig. 2.9) si assiste a una ripresa dei prezzi dai minimi storici del 2016, con rialzi compresi tra il 23 e il 28%, e valori compresi tra i 49,80 €/MWh del Sud, che si conferma per il nono anno consecutivo la zona con il prezzo più basso, e i 60,76 €/MWh della Sicilia. Quest'ultima torna a registrare una lieve crescita del suo differenziale con la zona Nord (6,35 €/MWh contro i 4,95 €/MWh dello scorso anno), nonostante il potenziamento del cavo Sorgente-Rizziconi.

Nel suo primo anno di piena operatività, il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) registra 2.966 transazioni, concentrate soprattutto nella seconda metà dell'anno, per un totale di 3,9 TWh scambiati, con profilo prevalentemente *baseload* (90%). L'operatore istituzionale Acquirente unico è risultato il principale acquirente con oltre 3,7 TWh (95%). Relativamente ai prezzi negoziati, si registrano differenziali positivi e compresi tra +0,1 e +1,0 €/MWh rispetto al PUN.

Confronti internazionali e scambi alla frontiera

In coincidenza con un generale aumento dei costi dei combustibili, il prezzo dell'energia elettrica sul mercato europeo segna una ripresa dai bassi livelli del 2016 e conferma una sostanziale ripartizione in due macroregioni (Fig. 2.10): quella settentrionale, composta da Scandinavia e Germania (29/34 €/MWh), e quella meridionale, formata da Italia, Spagna e Slovenia (49/54 €/MWh).

La Francia (45 €/MWh) risulta convergente all'uno o all'altro blocco in base a fenomeni stagionali e alla disponibilità degli impianti nucleari locali, spesso rimpiazzati dall'offerta termoelettrica italiana. In particolare, i rialzi di prezzo osservati in Francia a inizio e fine anno invertono i differenziali di prezzo attesi con l'Italia (tipicamente importatrice), permettendo numerose opportunità commerciali transfrontaliere, efficacemente concretizzate tramite il meccanismo ad asta implicita di *market coupling*. Risulta quindi in calo l'allineamento dei prezzi tra Italia e Francia (29%, -6 punti percentuali), con un aumento medio del loro differenziale (9 €/MWh, +3 €/MWh). Nel corso dell'anno il *market coupling* ha allocato sulla frontiera settentrionale mediamente ogni ora una capacità di 2,8 GWh in import (+330 MWh) e di 1,2 GWh in export (+101 MWh): l'aumento si è concentrato sul confine francese per le importazioni (2.185 MWh) e su quello sloveno per le esportazioni (358 MWh).

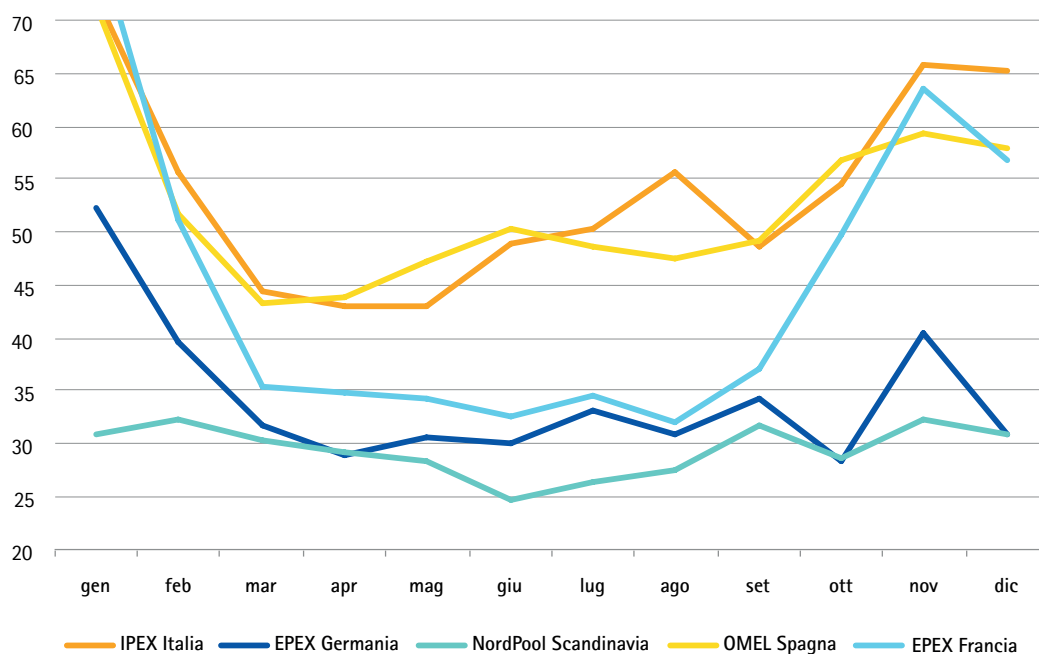
Esiti del Mercato infragiornaliero

Nonostante l'aumento del numero di sessioni da cinque a sette a partire dal mese di febbraio, nel 2017 si registra un calo dei volumi scambiati complessivamente sul MI (25,3 TWh, -10%). La maggior parte dei volumi (76%) è stata scambiata nelle prime due sessioni, le stesse che registrano anche le maggiori flessioni congiunturali: MI1 (13,8 TWh; -8%) e MI2

FIG. 2.10

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2017

Valori medi baseload; €/MWh



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati delle borse elettriche europee.

(5,5 TWh; -22%). I prezzi di acquisto risultano mediamente in rialzo in tutte le sessioni (+25%), in particolare nelle ore di picco e seguendo un andamento infra-annuale coerente con quello di MGP. A confronto con il PUN nella medesima ora, i prezzi su MI risultano mediamente inferiori in tutte le sessioni, con un differenziale che non supera i 5 €/MWh. Anche su base zonale i prezzi ricalcano le dinamiche già osservate sul MGP,

registrando il prezzo più basso nella zona Sud (49 €/MWh) e quello più alto in Sicilia (58 €/MWh).

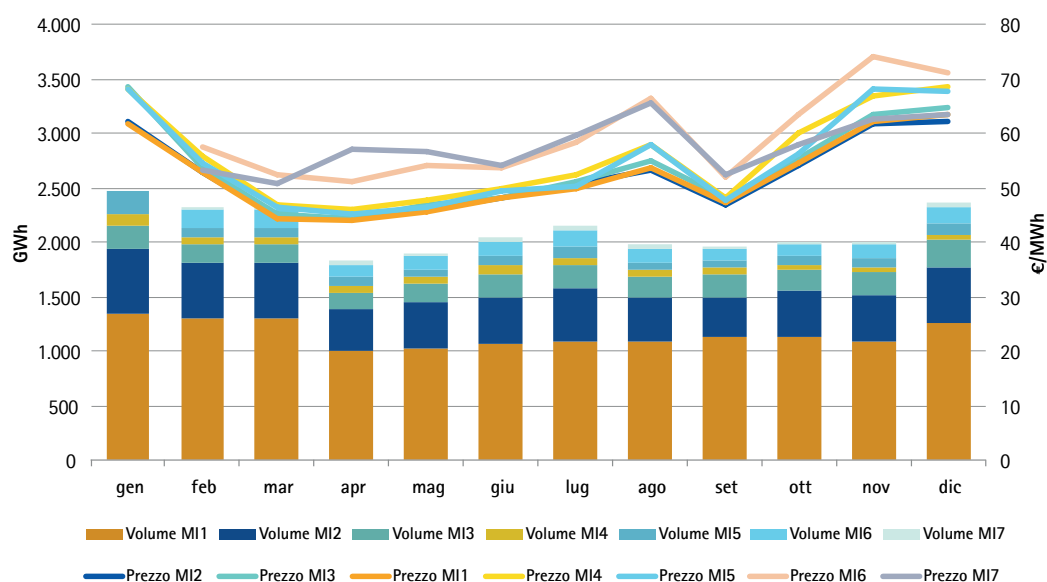
Esiti del Mercato a termine dell'energia elettrica

Il mercato a termine organizzato dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica (MTE), ha registrato nel 2017 un

FIG. 2.11

Andamento mensile di prezzi e volumi per ciascuna sessione del MI nel 2017

GWh; €/MWh



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati delle borse elettriche europee.

totale di 1,4 TWh negoziati, in aumento del 27% rispetto allo scorso anno (Tav. 2.22). La quota più rilevante dei volumi negoziati (MW) risulta di profilo *baseload* (87%), in particolare per la durata mensile (53%) e trimestrale (28%). Mediamente si sono registrati 12 abbonamenti al mese, che risultano maggiormente concentrati nei mesi di marzo, ottobre e novembre. Per il terzo anno consecutivo non si registra alcuna transazione bilaterale a soli fini di *clearing*.

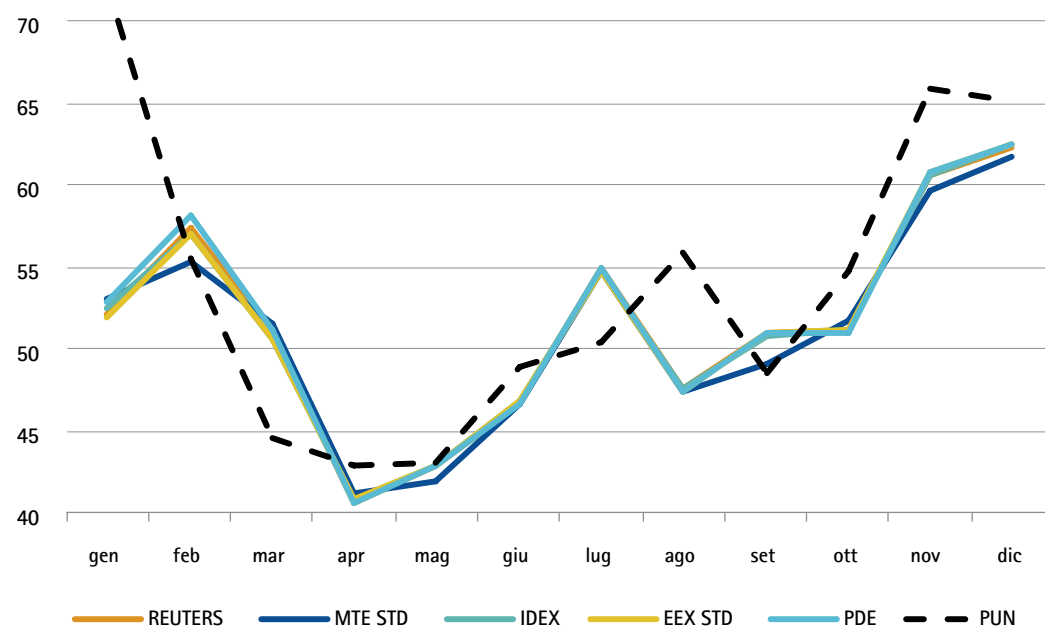
Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), gli operatori hanno indicato per i mesi del 2017 prezzi compresi tra 41 e 62 €/MWh. Tale andamento risulta in linea con la tendenza registrata nel corso dell'anno dal sottostante PUN, con un ritardo di un mese al massimo nella convergenza del livello dei prezzi (Fig. 2.12).

TAV. 2.22

Volumi scambiati sul Mercato a termine dal 2010

DURATA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	VAR. 2016/2017	QUOTA
CONTRATTI (MW)	7.673	8.882	2.171	2.944	1.004	411	518	26%	100%
Baseload	5.563	8.253	679	2.829	899	323	449	39%	87%
Peakload	2.110	629	1.492	115	105	88	69	-22%	13%
VOLUMI (GWh)	31.667	30.358	7.996	18.402	5.087	1.069	1.356	27%	100%
Baseload	28.007	28.895	3.618	18.356	5.007	1002	1.335	33%	98%
Peakload	3.660	1.463	4.379	46	79	67	21	-69%	2%

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GME.



Fonte: GME, Borsa Italiana, EEX e Thomson Reuters..

FIG. 2.12

Prezzi medi nel 2017 del prodotto baseload di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione €/MWh

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

Il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), altresì conosciuti come "certificati bianchi", 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, per i primi anni in capo all'Autorità e, a partire dal 2013, assegnata, invece, al Gestore dei servizi energetici (GSE). Il successivo decreto interministeriale 11 gennaio 2017, in vigore dal successivo 4 aprile, ne ha ulteriormente modificato le regole attuative, oltre a definire nuovi obblighi di risparmio sino al 2020.

Ai sensi della normativa vigente sino alla fine del 2016, i TEE venivano rilasciati dal GME a seguito di incrementi di efficienza energetica per una durata tipicamente di 5 anni (eccetto particolari tipologie di intervento) e con valore proporzionale al risparmio energetico aggiuntivo conseguito secondo il c.d. "coefficiente di durabilità", che aveva la finalità di conteggiare i risparmi energetici conseguiti oltre il periodo di emissione. Per effetto delle modifiche apportate dal succitato decreto, essi sono attualmente emessi tipicamente per 7-10 anni e solo contestualmente al conseguimento dei risparmi.

Il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE che si distinguono, sulla base di quanto disposto dal decreto interministeriale 11 gennaio 2017, nelle seguenti tipologie:

- titoli di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- titoli di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- titoli di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale non realizzati nel settore dei trasporti;
- titoli di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti.

Alle tipologie di cui sopra si aggiungono i TEE attestanti invece il conseguimento di risparmi di energia tramite la cogenerazione ad alto rendimento, la cui entità è stata certificata sulla base di quanto disposto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011.

Nel corso del 2017 è stato dato inoltre seguito alla disposizione del decreto interministeriale 11 gennaio 2017 in merito alla contrattazione nel mercato organizzato dal GME unificato per tutte le tipologie di titoli: essi quindi continuano a essere riconosciuti dal GSE nelle diverse tipologie previste e sono soggetti a successiva unificazione per le finalità connesse alle contrattazioni sul mercato. I soggetti obbligati (ovvero i distributori che alla data del 31 dicembre, per due anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano connessi alla propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali) possono pertanto soddisfare i propri obblighi di risparmio energetico anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti con contrattazioni bilaterali o sull'apposito mercato organizzato e gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento, progressivamente aggiornate.

Nel 2017, in particolare, sono stati scambiati complessivamente 11.227.387 TEE, in aumento rispetto ai circa 9,4 milioni dell'anno scorso. Di essi, circa il 55% è stato scambiato sul mercato, percentuale leggermente minore rispetto alla corrispondente dell'anno precedente.

I dati degli scambi suddivisi per tipologia (I, II, II-CAR e III) esposti nella tavola 2.21 si riferiscono alle sole contrattazioni avvenute a far data dal 5 ottobre 2017, per effetto dell'entrata in operatività dell'unificazione tra le tipologie prevista dal decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

TAV. 2.23

Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME nel 2017

Quantità in TEE; prezzi in €/TEE

TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
I	1.324.833	243,15	751.793	190,26
II	2.293.867	249,11	1.702.758	183,25
II-CAR	576.267	276,09	1.158.924	209,27
III	751.574	238,65	523.349	173,62
Totale	6.220.043	267,02	5.007.344	209,95

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati GME.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.24 riporta il numero di operatori presenti nelle tre articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali (maggior tutela, mercato libero e salvaguardia) e rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas. Nel 2017, 132 soggetti hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di svolgere (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita nel mercato di maggior tutela; quattro di loro non hanno risposto all'Indagine.

Le imprese che hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nel mercato libero sono invece 564: 470 (cioè l'83%) di queste ha risposto all'Indagine e tra loro ve ne sono 60 che hanno comunicato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno.

Tenendo conto che molti soggetti sono presenti in più di uno dei segmenti della vendita finale, il totale delle imprese operanti nel mercato della vendita finale elettrica non può essere calcolato come somma dei soggetti di ciascuna fase. In ogni caso, poiché l'ingresso di nuove imprese nella vendita di maggior tutela o nel servizio di

salvaguardia è vincolato per legge, per analizzare lo sviluppo del numero di imprese che lavorano nel mercato finale della vendita elettrica è sufficiente concentrarsi sul segmento del mercato libero. Nel 2017 i soggetti operanti (cioè che hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di avere svolto l'attività di vendita elettrica anche per un periodo limitato dell'anno) erano pari a 131 nella maggior tutela, due nella salvaguardia e 542 nel libero. Il numero di soggetti esercenti la maggior tutela è apparentemente salito di un'unità rispetto al 2016, ma soltanto a causa del fatto che Eni ha ceduto l'attività di vendita di maggior tutela alla propria controllata Eni Gas e Luce a partire dall'1 luglio 2017. Pertanto, per la prima metà dell'anno la gestione dell'attività risulta in capo a Eni, mentre per la seconda metà è in capo a Eni Gas e Luce.

Il numero di venditori di energia elettrica è, quindi, cresciuto nel 2017 di 22 unità sul mercato libero. Il trend di espansione nel segmento della vendita perdura quasi ininterrottamente dal 2008 (si veda anche la Tav. 2.39).

TAV. 2.24

Imprese di vendita di energia elettrica nel 2017

MERCATO	VENDITORI ^(A)	RISPONDENTI	DI CUI INATTIVE
Servizio di maggior tutela	132	128	-
Servizio di salvaguardia	2	2	-
Vendita ai clienti liberi	564	470	60

(A) Imprese che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nel 2017, anche per un periodo limitato dell'anno.

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

La tavola 2.23 presenta la ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2017, 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*). La tavola è costruita sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori al mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 93% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2017²⁵ (ma questa percentuale può cambiare, tenuto conto della natura preconsuntiva dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso i venditori).

I risultati dell'Indagine annuale (come di consueto, da considerarsi provvisori per il 2017) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale 256,5 TWh a poco meno di 37 milioni di clienti (Tav. 2.25). Complessivamente i consumi di energia risultano aumentati dello 0,9% rispetto al 2016, mentre i consumatori sono diminuiti dell'1,3%.

Come succede ormai da diversi anni, il servizio di maggior tutela si è ulteriormente ristretto, ma la sua caduta è stata più che compensata dalla crescita del mercato libero e del servizio di salvaguardia: entrambi si sono infatti espansi sia in termini di clienti serviti, sia di energia venduta. La crescita complessiva è stata sostenuta più dai consumi delle famiglie che non da quelli del settore non domestico; viceversa, si sono persi più clienti nel settore non domestico rispetto a quelli persi nel settore domestico.

Più precisamente, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 57,8 TWh contro i 57,1 TWh del 2016, registrando quindi una crescita dell'1,1%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico ha evidenziato un aumento, avendo raggiunto 198,7 TWh dai precedenti 196,9 TWh. La risalita dei consumi non domestici pare aver perso ritmo: al 3,4% ottenuto nel 2015, infatti, sono seguiti uno 0,1% del 2016 e lo 0,9% del 2017.

Nel 2017 il numero di clienti domestici è risultato pari a 29,5 milioni, di cui 18,1 serviti nella maggior tutela e 11,4 milioni nel mercato libero (Fig. 2.13). Rispetto al 2016 le famiglie che acquistano energia sul mercato libero sono cresciute dell'11%, mentre quelle servite in maggior tutela sono diminuite dell'8%. Valutando le quote dei due mercati in termini di numerosità dei clienti, si osserva che nel 2017 il mercato libero ha raggiunto il 38,8%. Come si vede nella figura 2.13, a dieci anni di distanza dalla completa apertura del mercato elettrico, avvenuta il 1° luglio 2007, il servizio di maggior tutela serve ancora poco meno di due terzi della clientela domestica.

Anche considerando tutte le tipologie di clienti (domestici e non domestici), la quota del mercato tutelato sul mercato totale è diminuita in termini sia di energia sia di clienti, a vantaggio del mercato libero, mentre la sezione della salvaguardia è rimasta sostanzialmente invariata. In un mercato finale che complessivamente si è ampliato di 2,4 TWh, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 2,7 TWh (-5,2% rispetto al 2016), mentre il mercato libero ha guadagnato 5 TWh rispetto all'anno precedente (2,5%) e nel regime di salvaguardia le vendite sono cresciute di 0,1 TWh.

TAV. 2.25

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

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2016	2017	VARIAZIONE	2016	2017	VVARIAZIONE
Mercato di maggior tutela	52.693	49.979	-5,2%	23.338	21.455	-8,1%
Domestico	35.058	33.495	-4,5%	19.619	18.083	-7,8%
Non domestico	17.635	16.484	-6,5%	3.718	3.371	-9,3%
Mercato di salvaguardia	4.224	4.309	2,0%	90	91	1,9%
Mercato libero	197.130	202.140	2,5%	13.968	15.349	9,9%
Domestico	22.073	24.256	9,9%	10.278	11.449	11,4%
Non domestico	175.058	177.884	1,6%	3.690	3.901	5,7%
MERCATO FINALE	254.047	256.428	0,9%	37.395	36.895	-1,3%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

²⁵ Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella tavola 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.

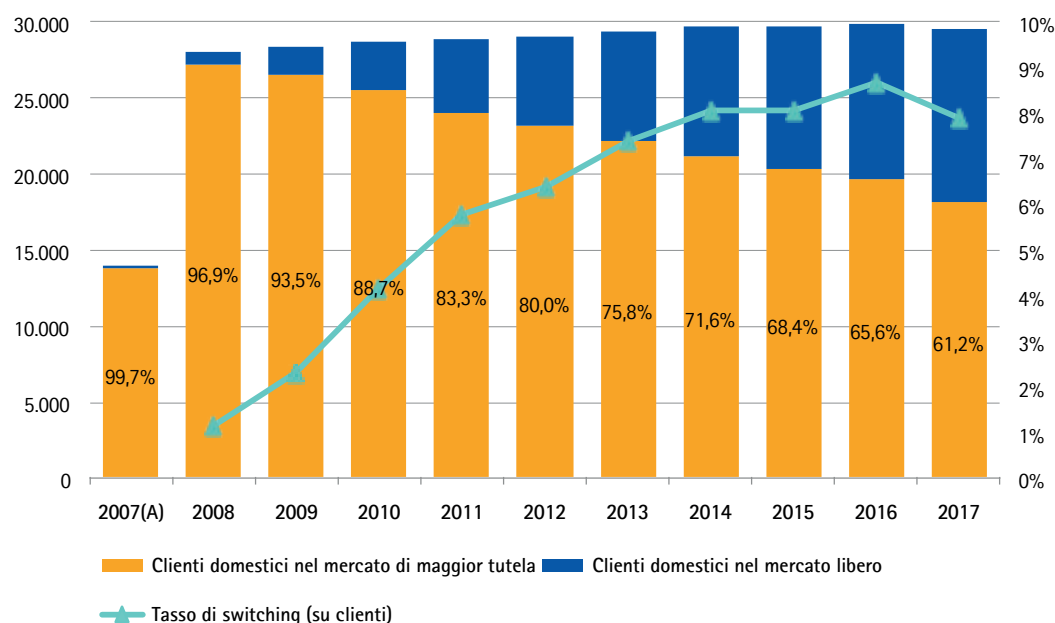


FIG. 2.13

Numero di clienti domestici che acquistano energia nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2007
Migliaia di clienti e tassi di switching in percentuale (scala destra)

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il numero dei consumatori risulta diminuito nel 2017 di circa 500.000 unità e, per la prima volta dal 2013, risulta tornato sotto i 37 milioni di unità (ma occorre sempre ricordare che i dati del 2017 sono provvisori e che questo calo potrebbe essere influenzato anche dal numero di imprese che non ha risposto all'Indagine annuale). La riduzione dei punti di prelievo è stata numericamente più ampia tra le famiglie, scese di 365.000 unità, rispetto a quella evidenziata dal settore non domestico, dove i punti sono diminuiti di 135.000 unità rispetto al 2016. In un contesto di riduzione complessiva, prosegue il percorso di spostamento dei consumatori verso il mercato libero: a fronte di 1 milione e 536.000 punti di prelievo domestici persi nel mercato tutelato rispetto al 2016, il libero infatti ne registra 1 milione e 171.000 in più.

Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.852 kWh/anno contro 2.119 kWh/anno, ma il differenziale nel 2017 si è ridotto rispetto a quello evidenziato nel 2016, a causa della crescita (+65 kWh) del consumo medio unitario delle famiglie servite in tutela e della contemporanea lieve diminuzione (29 kWh) del consumo medio unitario delle famiglie nel mercato libero.

Nel 2017 il servizio di salvaguardia si è leggermente ampliato: l'energia venduta è cresciuta del 2% (+0,1 TWh), anche se l'aumento è stato decisamente inferiore a quello dei due anni precedenti

(quando era cresciuto, rispettivamente, del 10,7% e del 17,4%); il numero di clienti serviti è aumentato di circa 2.000 unità. Come si vedrà più in dettaglio nelle pagine che seguono (si veda il paragrafo dedicato) l'aumento registrato nei punti di prelievo è da attribuire integralmente ai clienti allacciati in bassa tensione e tra questi, in particolare, all'illuminazione pubblica, mentre la crescita dei volumi acquistati è avvenuta per i clienti allacciati in bassa e in media tensione.

Come si è detto poco sopra, anche l'elettricità fornita sul mercato libero nel 2017 ha evidenziato una crescita: con 202 TWh venduti, infatti, il livello delle vendite è salito del 2,5% rispetto al 2016. Il numero dei clienti complessivamente serviti è cresciuto di 1,4 milioni di unità, più nel settore domestico (+11,4%) che nel settore non domestico (+5,7%). Il consumo medio unitario si è quindi abbassato di un altro 7%. Tale fenomeno accade ormai da molti anni: dai 25.500 kWh/anno del 2011, nel 2017 è sceso a 13.000 kWh/anno. Il costante ridimensionamento è dovuto soprattutto all'ingresso in questo mercato dei consumatori domestici, tipicamente caratterizzati da valori di prelievo medio inferiori a quelli dei consumatori non domestici (e nel tempo sempre più bassi).

Complessivamente, quindi, nel 2017 il mercato tutelato ha acquisito il 19,5% di tutta l'energia venduta al mercato finale (contro il 20,7% del 2016), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito l'1,7% (stessa quota nel 2016) e il mercato libero ne ha acquistato il 78,8% (contro il 77,6% del 2016). In termini di punti di prelievo il rapporto tende a

rovesciarsi: il 58,1% dei clienti è tuttora servito in maggior tutela, il 41,6% è passato al mercato libero.

Analizzando il mercato della vendita finale sotto il profilo della tensione (Tav. 2.26), si osserva che nel 2017 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 37,9% dell'energia nel mercato di maggior tutela, l'1,2% tramite il servizio di salvaguardia e il 60,9% nel mercato libero. La porzione del mercato di maggior tutela è ovviamente più elevata (58%) se all'interno della bassa tensione si considerano i soli clienti domestici. I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno, infatti, acquisito solo il 22,3% dell'energia sul mercato di maggior tutela, il 2,1% in salvaguardia e il 75,7% nel mercato libero. Non vi sono, ovviamente, clienti allacciati in media o in alta tensione serviti dalla maggior tutela. La quota di energia fornita in regime di salvaguardia è più elevata nel caso dei clienti connessi in media tensione (2,7%), rispetto ai clienti in alta o altissima tensione (0,6%). Quasi tutta l'energia allacciata in alta o altissima tensione viene acquistata sul mercato libero (99,4%),

che fornisce anche il 97,3% dell'elettricità utilizzata dai clienti in media tensione.

La distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Fig. 2.14) non evidenzia significativi mutamenti rispetto al 2016: la Lombardia rimane la regione con i consumi marcatamente più elevati e più che doppi rispetto al Veneto, seconda regione con i consumi più elevati. Seguono – con valori consistenti – l'Emilia Romagna, il Piemonte e il Lazio. Le regioni che mostrano, al contrario, i valori di consumo più bassi sono la Valle d'Aosta, il Molise e la Basilicata.

In 9 regioni si è verificato un incremento nei consumi rispetto al 2016, in altrettante regioni si registra una perdita, mentre in 2 territori i consumi sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto al 2016. In particolare, si osservano riduzioni consistenti in Valle d'Aosta, Piemonte e Sardegna. Le crescite più significative, invece, si osservano in Puglia, Emilia Romagna e Toscana; una sostanziale stabilità si evidenzia per Veneto e Lazio.

TAV. 2.26

Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

	2016				2017			
	MAGGIOR TUTELA	SALVA-GUARDIA	LIBERO	TOTALE	MAGGIOR TUTELA	SALVA-GUARDIA	LIBERO	TOTALE
VOLUMI								
Bassa tensione	52.693	1.481	77.617	131.791	49.979	1.520	80.294	131.793
Domestico	35.058		22.073	57.130	33.495		24.256	57.751
Non domestico	17.635	1.481	55.544	74.660	16.484	1.520	56.037	74.042
Media tensione		2.487	91.937	94.424		2.619	95.685	98.304
Alta/altissima tensione		257	27.576	27.833		169	26.162	26.331
TOTALE	52.693	4.224	197.130	254.047	49.979	4.309	202.140	256.428
PUNTI DI PRELIEVO								
Bassa tensione	23.338	83	13.867	37.288	21.455	85	15.249	36.789
Domestico	19.619		10.278	29.897	18.083		11.449	29.532
Non domestico	3.718	83	3.589	7.390	3.371	85	3.801	7.257
Media tensione		6,9	100	106		6,3	99	106
Alta/altissima tensione		0,02	1,0	1,1		0,02	1,0	1,0
TOTALE	23.338	90	13.968	37.395	21.455	91	15.349	36.895

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

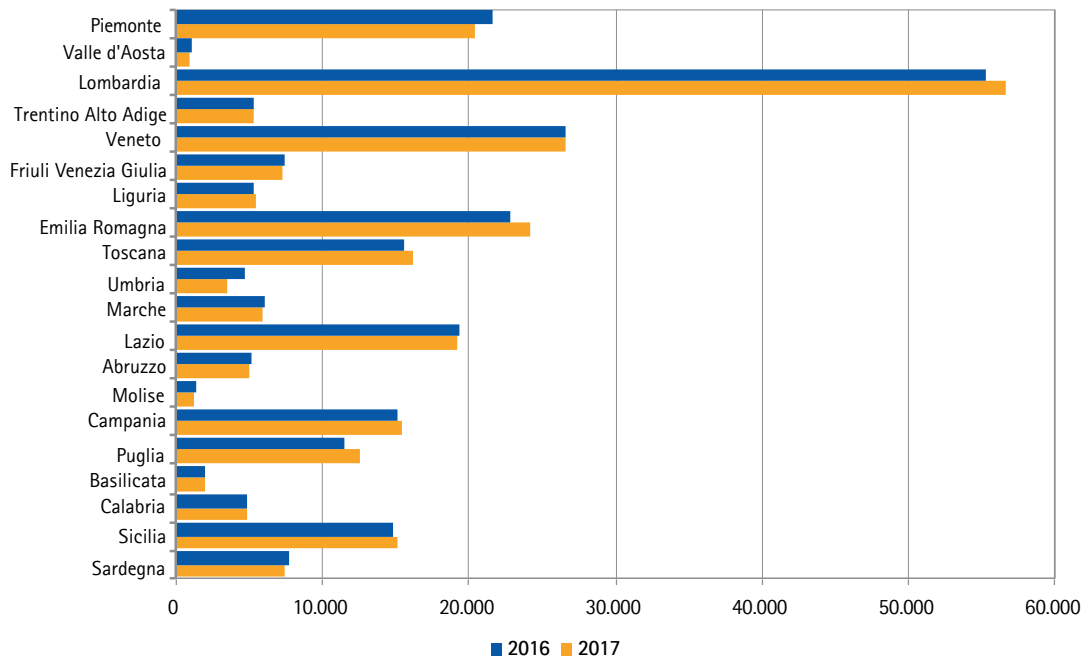


FIG. 2.14

Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione GWh

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

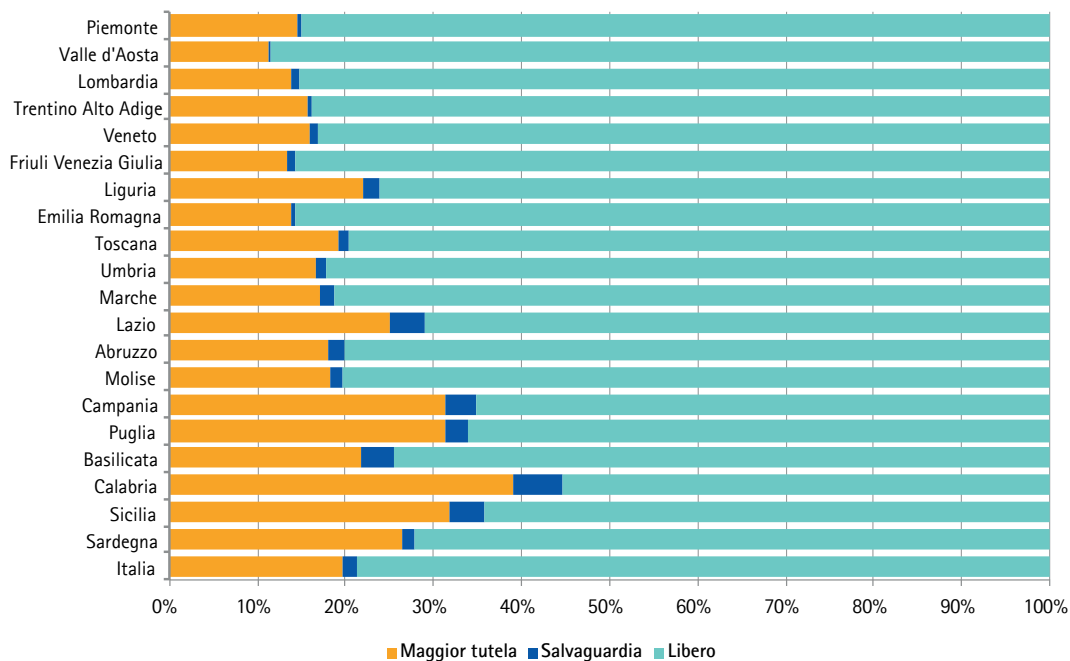


FIG. 2.15

Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione e per tipologia di mercato
Ripartizione percentuale

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.15 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale che, pur vedendo la parte del mercato libero che cresce di anno in anno, si presenta abbastanza simile al 2016: la porzione di energia acquistata nel mercato libero risulta più ampia nelle regioni centro-settentrionali, mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale (pari al

19,5% nella maggior tutela, all'1,7% nella salvaguardia e al 78,8% nel libero). In particolare, Valle d'Aosta, Friuli Venezia Giulia, Umbria ed Emilia Romagna risultano i territori con le quote di mercato libero più elevate (sette punti percentuali o più sopra la media nazionale). Altro elemento nuovo rispetto al 2016 è che le regioni in cui la quota del mercato libero ha raggiunto o supera l'80% sono divenute 11 (le quattro già menzionate più Lombardia, Piemonte,

Trentino Alto Adige, Veneto, Marche, Molise e Abruzzo), tre in più rispetto all'anno precedente.

La regione Calabria mantiene, all'opposto, il primato della regione italiana con la più bassa percentuale di apertura del mercato, pari al 55,5%, seppure in lieve e costante crescita. Percentuali ridotte si riscontrano anche in Sicilia (64,3%), Campania (65,1%) e Puglia (66%).

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2017 (Tav. 2.27) presenta alcune novità rispetto allo scorso anno per l'avvicinamento dei venditori nelle varie posizioni.

L'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano resta il gruppo Enel, anche quest'anno con una quota in risalita al 37,5%

(era al 34,8% nel 2016) e sempre ben distanziata dal secondo gruppo. Con una quota complessiva del 4,5%, al secondo posto è salito il gruppo Eni che nel 2016 era in terza posizione, superando il gruppo Edison la cui quota si è fermata al 4,2%.

Il gruppo Enel mantiene la sua posizione nel mercato totale innanzitutto grazie alla sua sostanziale dominanza nel c.d. *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione: più di metà di questo mercato (il 54,6%) è infatti servito da Enel, mentre Eni, che è in seconda posizione, possiede una quota del 3,6%. Inoltre nel 2017 Enel ha mantenuto la prima posizione anche nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, che aveva perso nel 2013 e che ha riguadagnato nel 2016.

TAV. 2.27

Primi venti gruppi per vendite di energia elettrica al mercato finale nel 2017
GWh

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	POSIZIONE NEL 2014
		BT	MT	AT/AAT		
Enel	41.699	30.173	16.938	6.924	95.734	1°
Eni	3.247	1.549	5.320	1.379	11.495	3°
Edison	1.051	1.751	5.236	2.555	10.592	2°
Hera	1.186	3.141	5.191	249	9.768	4°
Metaenergia	9	1.012	7.137	282	8.440	10°
A2A	1.653	2.198	2.945	245	7.042	6°
Axpo Group	54	1.552	3.550	1.628	6.784	5°
Iren	1.245	2.119	2.876	363	6.603	12°
E.ON	271	1.562	3.178	920	5.931	9°
Acea	1.987	1.555	1.565	532	5.639	7°
Duferco	54	529	2.050	2.927	5.560	16°
Green Network	140	398	2.125	2.638	5.300	17°
CVA	122	1.378	2.968	112	4.579	13°
Eviva	61	1.979	2.012	123	4.175	14°
Dolomiti Energia	598	1.522	1.825	120	4.065	15°
Gala	29	1.212	2.665	144	4.050	8°
Sorgenia	202	1.269	2.207	142	3.819	11°
Repower	0	1.881	1.690	34	3.605	18°
Alperia	250	955	1.671	103	2.979	19°
Egea	48	465	2.328	138	2.979	20°
Altri operatori	3.845	15.842	22.828	4.774	47.290	-
TOTALE OPERATORI	57.751	74.042	98.304	26.331	256.428	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2017 il livello di concentrazione del mercato totale è cresciuto: tutte le misure normalmente utilizzate per misurarlo, infatti, registrano un peggioramento rispetto al 2016. Il C3, ovvero la quota dei primi tre operatori (gruppi societari) è salita al 45,9% delle vendite complessive, mentre era al 43,6% nel 2016. Anche l'indice HHI è salito a 1.521 da 1.342 registrato nel 2016, superando 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). Infine nel 2017 occorrono 16 gruppi societari (uno in meno dello scorso anno) per superare il 75% delle vendite complessive.

Nel 2017 il 72,2% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel (73% nel 2016); con una quota del 5,6%, il secondo gruppo è Eni, mentre Acea ha mantenuto la terza posizione con il 3,4%. Complessivamente, i primi cinque operatori (A2A e Iren insieme a quelli già citati) detengono l'86,3% del settore domestico (l'86,9% nel 2016).

Prendendo a riferimento le vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 40,8%, rimane ben distanziata dal 4,2% del secondo gruppo che è risultato Hera (in seconda posizione anche nel 2016). Seguono A2A con il 3%, che nel 2016 era in quinta posizione, Iren con il 2,9% ed Eviva (ex Energetic Source) con il 2,7%.

Nel 2017 il gruppo Edison, che tradizionalmente inseguiva l'*incumbent*, è sceso di una posizione, dalla sesta alla settima, nel *mass market* (il segmento formato dalle famiglie e dai clienti non domestici alimentati in bassa tensione), nelle vendite ai clienti non domestici allacciati in alta e altissima tensione Edison è divenuto il quarto

gruppo con una quota del 10,2% (era al terzo posto nel 2016), così come per i clienti in media tensione è sceso in quarta posizione dalla seconda ottenuta nel 2016. Nel segmento della media tensione, è cresciuta ancora la quota del gruppo Metaenergia, passata dal 5,4% del 2016 al 7,3%. Seguono poi Eni (5,4%) ed Hera (5,3%).

Anche nelle vendite a clienti in alta o altissima tensione, dopo Enel il secondo gruppo è risultato Duferco (al quarto posto nel 2016), con la quota dell'11,6%, seguito a breve distanza da Green Network (10,5%) ed Edison (10,2%).

Sulla base dei dati forniti dai distributori, nel 2017 lo *switching* dei clienti nel mercato elettrico è stato più ampio rispetto all'anno precedente. Complessivamente, quasi 3,8 milioni di clienti (83.000 punti in più del 2016), cioè il 10,3%, hanno cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. In termini di volumi essi corrispondono quasi al 33% del totale dell'energia distribuita (Tav. 2.28).

Più in dettaglio, nel 2017 hanno cambiato fornitore il 7,9% delle famiglie (cioè 2 milioni e 326.000 punti di prelievo), corrispondente a una quota di energia dell'11,6% e il 19,7% (cioè poco più di 1,4 milioni) dei clienti non domestici allacciati in bassa tensione, corrispondente a una quota di energia pari al 34,1%. Il numero di famiglie che ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno è leggermente diminuito rispetto al 2016 (quando circa 2,5 milioni di clienti domestici passarono a un altro fornitore), ma in termini di volumi il tasso di *switching* è cresciuto.

Al contrario di quanto accaduto negli anni più recenti, nel 2017 (Fig. 2.16) il livello di *switching* del settore non domestico in media e in alta tensione ha ripreso vivacità sia in termini di punti di prelievo, sia di energia.

TAV. 2.28

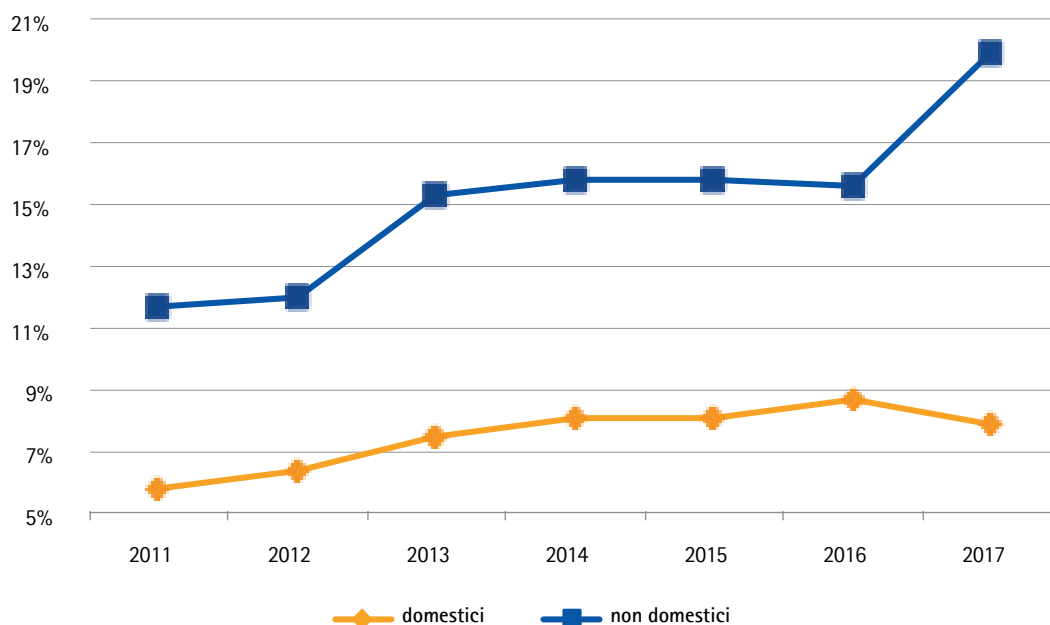
Tassi di *switching* dei clienti finali

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2016			2017	
	VOLUMI		PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	10,5%	8,7%	11,6%	7,9%	8,7%
Non domestico:	28,0%	15,6%	38,4%	19,9%	15,6%
di cui:					
- bassa tensione	26,8%	15,5%	34,1%	19,7%	15,4%
- media tensione	33,5%	27,4%	46,9%	38,1%	27,2%
- alta e altissima tensione	17,0%	17,6%	26,2%	22,2%	17,8%
TOTALE	24,2%	10,1%	32,6%	10,3%	10,1%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.16

Tassi di switching dal 2011



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il 38,1% dei clienti in media tensione ha cambiato fornitore, 11.500 punti in più del 2016, corrispondenti al 46,9% dei volumi. Un po' meno elevati, ma comunque molto significativi i tassi di cambiamento di fornitore per i clienti in alta o altissima tensione: 22,2% in termini di punti di prelievo e 26,2% in termini di energia.

Servizio di maggior tutela

I consumatori domestici e le piccole imprese²⁶ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero usufruiscono del servizio di maggior tutela. Il servizio 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.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2017 sono stati venduti, nel mercato di maggior tutela, 50 TWh a circa 21,5 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2016, i consumi sono scesi di 2,7 TWh (-5,2%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 1,9 milioni di unità (-8,1%) (Tav. 2.29).

Il calo nel numero di punti di prelievo conferma una tendenza in atto da molti anni: il servizio è nato, in via transitoria, al momento della completa apertura del mercato per supportare le famiglie e le piccole imprese che non erano ancora in grado di scegliere un fornitore, e dovrebbe esaurirsi nel tempo, anche in forza di disposizioni in materia. Così, lo scorso anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,5 milioni di clienti domestici (7,8% del totale) e 0,3 milioni di clienti con altri usi (-9,4%). Nell'ambito dei domestici, la diminuzione dei residenti (1 milione, -6,6%) è proporzionalmente inferiore a quella dei non residenti (0,5 milioni, -11,8%).

Poiché, in generale, nel 2017 i consumi elettrici sono lievemente aumentati rispetto all'anno precedente, le riduzioni nelle quantità vendute (-4,5% per i domestici e -6,9% per gli altri usi) sono state inferiori a quelle dei punti serviti (-7,8% domestici, -9,4% altri usi). Risulta in controtendenza l'illuminazione pubblica, per la quale si registra un aumento del servizio di maggior tutela sia in termini di punti serviti (+9,4%) che di energia (+9,6%); occorre comunque considerare che si tratta di un settore di consumo abbastanza marginale. Sono rimaste praticamente immutate, rispetto al 2016, le quote delle varie categorie sul consumo totale (Fig. 2.17). Il 66,6% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (33,5 TWh) che, in termini di numerosità (18,1 milioni di punti di prelievo),

²⁶ 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 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.

rappresenta l'84,3% del totale (sceso complessivamente a 21,5 milioni di punti di prelievo).

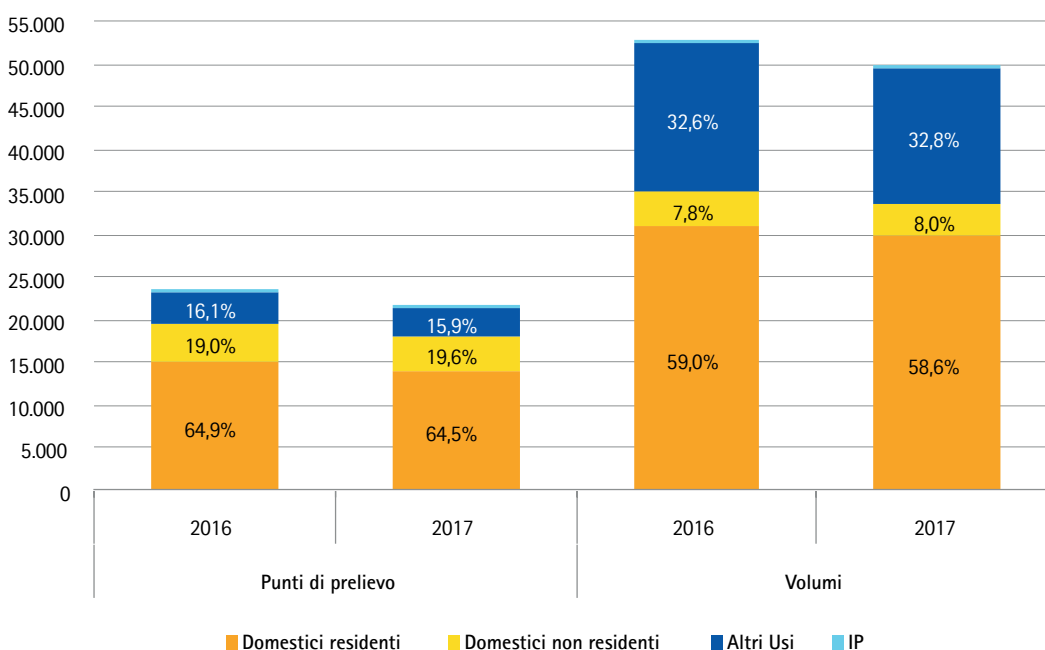
Nell'ambito dei clienti domestici, i residenti rappresentano il 77,7% dei punti di prelievo e l'88,8% dei consumi. Il 92,4% dei residenti ha un contratto con potenza sino a 3 kW.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel servizio di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme riguardano il 97,1% dei punti di prelievo (Tav. 2.30).

Quasi tutti i clienti domestici (97%) pagano la tariffa bioraria obbligatoria (Tav. 2.31), vale a dire la condizione economica che varia per fascia oraria nella giornata e che, a partire dall'1 luglio 2010, viene applicata automaticamente ai clienti dotati di contatore elettronico riprogrammato; solo l'1,8% dei clienti paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; al restante 1,2% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2015	2016	VARIAZIONE	2015	2016	VARIAZIONE
Domestici	35.058	33.495	-4,5%	19.619	18.083	-7,8%
Residenti	30.859	29.760	-3,6%	15.048	14.052	-6,6%
Non residenti	4.199	3.735	-11,1%	4.572	4.031	-11,8%
Illuminazione pubblica	368	403	9,6%	18	20	9,4%
Altri usi	17.267	16.081	-6,9%	3.700	3.352	-9,4%
Fino a 16,5 kW	9.094	8.418	-7,4%	3.439	3.118	-9,3%
Oltre 16,5 kW	8.174	7.663	-6,3%	262	234	-10,5%
TOTALE	52.693	49.979	-5,2%	23.338	21.455	-8,1%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.29

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

FIG. 2.17

Consumi e clienti serviti in maggior tutela nel 2017

GWh e quote percentuali

TAV. 2.30

Servizio di maggior tutela
per condizione economica
nel 2017

Volumi in GWh; numero dei punti di
prelievo in migliaia

	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Monoraria	968	1,9%	292	1,4%
Bioraria volontaria	15.837	31,7%	3.287	15,3%
Bioraria obbligatoria	695	1,4%	331	1,5%
Multioraria	32.478	65,0%	17.544	81,8%
TOTALE	49.979	100,0%	21.455	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.31

Servizio di maggior tutela
per tipologia di cliente e
condizione economica nel
2017

Volumi in GWh; numero dei punti di
prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Domestici residenti fino a 3 kW	25.679	51,4%	12.986	60,5%
Monoraria	243	0,5%	133	0,6%
Bioraria volontaria	466	0,9%	228	1,1%
Bioraria obbligatoria	24.970	50,0%	12.626	58,8%
Domestici residenti oltre 3 kW	4.081	8,2%	1.066	5,0%
Monoraria	62	0,1%	16	0,1%
Bioraria volontaria	137	0,3%	36	0,2%
Bioraria obbligatoria	3.883	7,8%	1.013	4,7%
Domestici non residenti	3.735	7,5%	4.031	18,8%
Monoraria	50	0,1%	65	0,3%
Bioraria volontaria	59	0,1%	61	0,3%
Bioraria obbligatoria	3.625	7,3%	3.905	18,2%
Illuminazione pubblica	403	0,8%	20	0,1%
Monoraria	399	0,8%	19	0,1%
Multioraria	4	0,0%	0	0,0%
Altri usi fino a 16,5 kW	8.418	16,8%	3.118	14,5%
Monoraria	143	0,3%	56	0,3%
Bioraria	17	0,0%	5	0,0%
Multioraria	8.258	16,5%	3.056	14,2%
Altri usi oltre 16,5 kW	7.663	15,3%	234	1,1%
Monoraria	72	0,1%	2	0,0%
Bioraria	16	0,0%	0	0,0%
Multioraria	7.574	15,2%	231	1,1%
TOTALE	49.979	100,0%	21.455	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

La porzione di clienti domestici a tariffa bioraria obbligatoria è aumentata dello 0,8% rispetto allo scorso anno, quella dei clienti con bioraria volontaria è sostanzialmente invariata, mentre quella dei clienti con tariffa monoraria si è ridotta dello 0,6%. Quest'ultima è rimasta invece stabile al 2,3% per i non domestici, dopo i forti cali degli anni precedenti dovuti alla sostituzione dei misuratori tradizionali con gli *smart meter* (nel 2010 la quota dei non domestici altri usi monorari era ancora pari al 65,9%).

Nel 2017 il consumo medio unitario del cliente domestico è salito a 1.852 kWh/anno (Tav. 2.32), dai 1.787 kWh registrati nel 2016, ritornando quindi sui livelli del 2015 (1.869 kWh).

Considerando che gran parte (71,8%) dei clienti domestici residenti in maggior tutela ha un contratto con potenza fino a 3 kW, si può individuare il consumo medio delle famiglie italiane in 1.977 kWh/anno, un valore di 55 kWh superiore a quello osservato nel 2016.

TAV. 2.32

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2017

olumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %	CONSUMO MEDIO
Domestici residenti fino a 3 kW	25.679	76,7%	12.986	71,8%	1.977
0-1.000 kWh	1.377	4,1%	2.569	14,2%	536
1.000-1.800 kWh	5.150	15,4%	3.636	20,1%	1.416
1.800-2.500 kWh	6.550	19,6%	3.065	16,9%	2.137
2.500-3.500 kWh	7.320	21,9%	2.498	13,8%	2.930
3.500-5.000 kWh	4.157	12,4%	1.029	5,7%	4.039
5.000-15.000 kWh	1.100	3,3%	188	1,0%	5.862
> 15.000 kWh	25	0,1%	1	0,0%	36.467
Domestici residenti oltre 3 kW	4.081	12,2%	1.066	5,9%	3.830
0-1.000 kWh	34	0,1%	64	0,4%	526
1.000-1.800 kWh	146	0,4%	100	0,6%	1.458
1.800-2.500 kWh	322	1,0%	148	0,8%	2.176
2.500-3.500 kWh	754	2,3%	251	1,4%	3.003
3.500-5.000 kWh	1.145	3,4%	274	1,5%	4.176
5.000-15.000 kWh	1.523	4,5%	222	1,2%	6.875
> 15.000 kWh	158	0,5%	7	0,0%	23.102
Domestici non residenti	3.735	11,2%	4.031	22,3%	926
0-1.000 kWh	939	2,8%	2.887	16,0%	325
1.000-1.800 kWh	763	2,3%	568	3,1%	1.343
1.800-2.500 kWh	504	1,5%	238	1,3%	2.114
2.500-3.500 kWh	494	1,5%	169	0,9%	2.929
3.500-5.000 kWh	398	1,2%	97	0,5%	4.109
5.000-15.000 kWh	478	1,4%	66	0,4%	7.198
> 15.000 kWh	159	0,5%	6	0,0%	27.075
TOTALE DOMESTICI	33.495	100%	18.083	100%	1.852

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Più elevato, pari a 3.830 kWh, e anch'esso in aumento, è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che lo scorso anno era pari a 3.703 kWh; in aumento è anche il consumo medio dei non residenti, che nel 2017 è salito a 926 kWh dai 918 kWh dell'anno precedente.

Si osserva, inoltre, che nell'ambito dei residenti con potenza fino a 3 kW, che come detto rappresentano la categoria più numerosa (71,8%) dei clienti domestici in maggior tutela, la quasi totalità (90,6%) appartiene alle prime quattro classi di consumo: acquista

cioè al massimo 3.500 kWh/anno. Per quanto riguarda i residenti con potenza superiore a 3 kW, la stragrande maggioranza (84%) appartiene alle quattro classi di consumo medio-grandi (da 1.800 a 15.000 kWh/anno); occorre comunque considerare che queste classi rappresentano solo il 4,9% di tutti i clienti domestici serviti in maggior tutela. Per quanto riguarda, invece, i punti di prelievo dei non residenti (perlopiù seconde case), prevalgono bassi consumi unitari: il 71,6% di tali clienti cade nella prima classe (meno di 1.000 kWh/anno) e l'85,7% non supera i 1.800 kWh/anno.

TAV. 2.33

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2017

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	1.841	996	196	298	2.037	1.294
Valle d'Aosta	51	27	22	39	73	66
Lombardia	4.808	2.377	449	459	5.257	2.835
Trentino Alto Adige	478	246	62	92	540	338
Veneto	2.707	1.175	241	256	2.948	1.430
Friuli Venezia Giulia	668	338	59	79	727	417
Liguria	724	436	129	220	853	657
Emilia Romagna	2.031	948	219	245	2.250	1.194
Toscana	1.792	857	280	263	2.072	1.120
Umbria	354	166	45	42	399	208
Marche	613	310	65	83	678	393
Lazio	2.651	1.258	408	340	3.060	1.597
Abruzzo	544	280	78	135	621	415
Molise	140	80	19	37	159	117
Campania	2.832	1.259	280	234	3.112	1.493
Puglia	2.153	996	311	316	2.464	1.312
Basilicata	256	141	28	46	284	188
Calabria	1.097	507	180	240	1.277	747
Sicilia	2.827	1.197	473	435	3.300	1.632
Sardegna	1.194	457	190	173	1.384	630
ITALIA	29.760	14.052	3.735	4.031	33.495	18.083

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

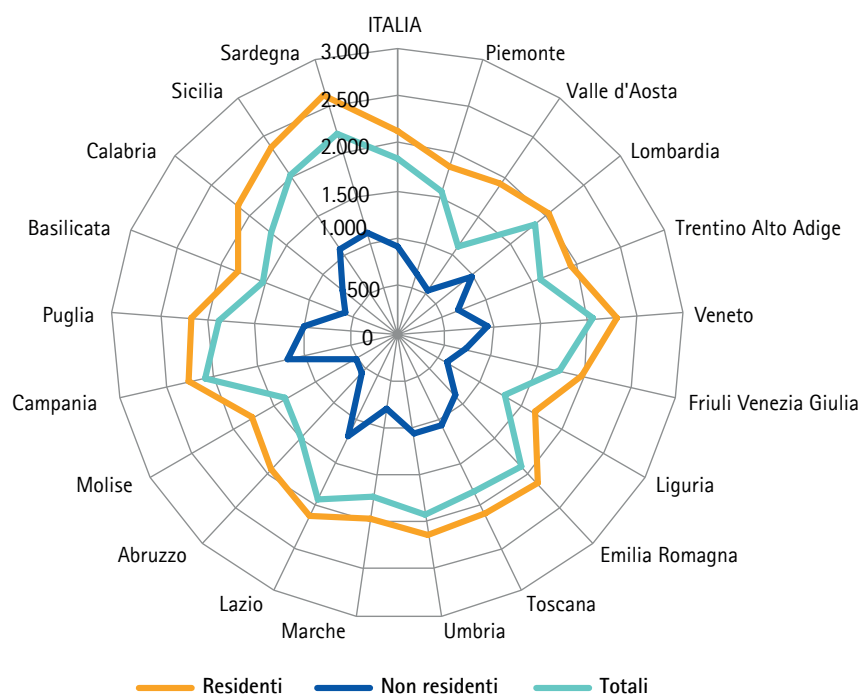
La tavola 2.33 mostra la ripartizione regionale della clientela domestica servita in maggior tutela, sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, seppure su quantitativi di consumo e di punti di prelievo inferiori. La Lombardia rappresenta la regione più importante: qui, infatti, è localizzato il 15,7% dei punti che acquista un'identica quota dell'energia venduta. Seguono per numerosità di punti (ma le quote sono simili anche per le vendite): la Sicilia (9%), il Lazio (8,8%), la Campania (8,3%), il Veneto (7,9%), la Puglia (7,3%) e il Piemonte (7,2%). Undici regioni presentano una quota di punti di prelievo compresa tra l'1% e il 6,6%, mentre la numerosità dei punti di Molise e 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 Valle d'Aosta, Liguria, Abruzzo, Calabria e Molise sono le regioni con la quota maggiore di non residenti (intorno al 33%, tranne la Valle d'Aosta in cui raggiunge

il 59%). Al contrario, Campania, Lombardia, Veneto e Friuli Venezia Giulia sono le regioni in cui la quota di clienti non residenti è più bassa e compresa tra il 16% e il 19%.

Come negli anni scorsi, i consumi medi restano relativamente poco differenziati sul territorio, in particolare quelli delle famiglie residenti (Fig. 2.18). Il consumo unitario dei residenti più elevato si registra in Sardegna, dove risulta superiore di 494 kWh alla media nazionale. Viceversa, la regione con il consumo unitario dei residenti più basso è la Liguria, dove si acquistano 460 kWh in meno della media nazionale. Altre regioni che mostrano valori sensibilmente differenti dalla media nazionale sono la Sicilia (+244 kWh) e il Veneto (+187 kWh) in positivo, mentre si discostano in negativo il Molise (-361 kWh), la Basilicata (-306 kWh), il Piemonte (-270 kWh) e la Valle d'Aosta (215 kWh).

FIG. 2.18

Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2016
KWh/anno



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Il confronto tra i consumi medi dei clienti con prezzo monorario e quelli dei clienti con prezzo biorario non mostra differenze particolarmente rilevanti, con l'eccezione della classe più piccola (fino a 1.000 kWh, Tav. 2.34), per la quale i clienti con condizione bioraria acquistano

in media il 29% in più di quelli con tariffa monoraria, nonché di quella più grande (oltre 15.000 kWh), per la quale si registra la situazione opposta: i consumi unitari dei clienti a condizione bioraria risultano inferiori del 23% a quelli dei clienti con trattamento monorario.

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
Monoraria	354	213	1.661
0-1.000 kWh	29	88	332
1.000-1.800 kWh	60	44	1.377
1.800-2.500 kWh	70	33	2.112
2.500-3.500 kWh	79	27	2.904
3.500-5.000 kWh	57	14	4.050
5.000-15.000 kWh	49	7	6.807
> 15.000 kWh	11	0	32.827
Bioraria (obbligatoria o volontaria)	33.140	17.870	1.855
0-1.000 kWh	2.321	5.433	427
1.000-1.800 kWh	5.999	4.261	1.408
1.800-2.500 kWh	7.305	3.418	2.137
2.500-3.500 kWh	8.489	2.891	2.937
3.500-5.000 kWh	5.643	1.386	4.071
5.000-15.000 kWh	3.052	468	6.516
> 15.000 kWh	332	13	25.347
TOTALE	33.495	18.083	1.852

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.34

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2017

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia; consumi medi in kWh

Per quanto riguarda i clienti non domestici nel servizio di maggior tutela, la tavola 2.35 propone la ripartizione dei volumi (16 TWh) e dei punti di prelievo (circa 3,4 milioni) relativi agli altri usi dell'energia elettrica (esclusa l'illuminazione pubblica), suddivisi per classe di consumo.

Come nel 2016, circa un quinto (19,6%) dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (<5 MWh/anno), che costituiscono l'80,6% dell'intera platea di consumatori non domestici. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui tra 5 MWh e 10 MWh, comprende l'8,8% dei punti di prelievo e assorbe il 12,9% dell'elettricità venduta. Pertanto l'89,6% dei clienti non domestici che acquistano energia elettrica per altri usi ha consumi annui che non superano i 10 MWh.

I punti di prelievo con potenza inferiore a 16,5 kW rappresentano il 93% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e il 52,4% dei consumi. I punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW sono solo il 7% di tali consumatori, ma assorbono il 47,6% delle vendite. Questi clienti sono ovviamente caratterizzati da consumi annui più elevati: la metà dei relativi punti di prelievo ricade nelle classi con consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

La distribuzione regionale dei clienti non domestici (altri usi), di poco modificata rispetto al 2016, è illustrata nella tavola 2.36. Anche in questo caso la Lombardia risulta la regione più importante in termini sia di numero di punti di prelievo (12,5%) che di volumi acquistati (15,4%) del totale nazionale. Molto rilevanti sono anche Lazio, Sicilia, Campania e Puglia, che contano ciascuna circa il 10%

del totale nazionale, in termini sia di punti di prelievo che di energia acquistata. Seguono, a breve distanza, Emilia Romagna, Veneto, Toscana e Piemonte, con quote intorno al 7%.

Anche per gli altri usi si osservano valori di consumo pro-capite regionali non troppo distanti dalla media nazionale, nel 2017 salita a 4.798 kWh dai 4.667 kWh del 2016. Fanno eccezione, per i valori elevati la Lombardia, il Veneto, il Lazio e la Campania, con consumi medi maggiori del dato nazionale, rispettivamente, di 1.090, 527 e 452 kWh. Al contrario, i valori più bassi si osservano nelle regioni più piccole, ovvero Molise, Valle d'Aosta, Liguria e Basilicata, dove il consumo unitario è molto inferiore al valore nazionale (rispettivamente di 915, 1.349, 1.429 e 1.542 kWh), come si può osservare nella figura 2.19. Il consumo medio, tuttavia, risulta molto diverso a seconda della potenza: quello dei soggetti con potenza impegnata fino a 16,5 kW, infatti, è pari a 2.700 kWh, mentre quello dei soggetti con potenza superiore a 16,5 kW risulta pari a 32.737 kWh (Tav. 2.36), entrambi in aumento rispetto ai corrispondenti valori del 2016 (2.645 kWh e 31.246 kWh, rispettivamente). Nell'ambito di tali tipologie, la variabilità territoriale tende a rimanere quella descritta in termini generali.

Anche tra gli altri usi la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 98,1% dei punti di prelievo e al 98,5% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che riguarda l'1,8% dei punti di prelievo e l'1,3% dell'energia. Ancora più marginali sono le quote della tariffa bioraria, con le quali viene fatturato lo 0,2% dei clienti e dell'energia acquistata.

TAV. 2.35

Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2017

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	POTENZA FINO A 16,5 kW			POTENZA SUPERIORE A 16,5 kW			TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
<5 MWh	3.057	2.661	1.149	89	42	2.137	3.146	2.703
5-10 MWh	1.845	266	6.941	223	30	7.490	2.068	296
10-15 MWh	1.085	89	12.127	313	25	12.509	1.398	114
15-20 MWh	751	44	17.202	368	21	17.517	1.119	65
20-50 MWh	1.525	55	27.862	2.345	72	32.532	3.870	127
50-100 MWh	141	2	58.984	2.195	32	68.770	2.337	34
100-500 MWh	11	0	144.883	2.009	12	161.073	2.021	13
500-2.000 MWh	2	0	769.239	108	0	717.005	110	0
2.000-20.000 MWh	0	0	12.178.600	12	0	3.932.155	12	0
20.000-50.000 MWh	-	-	-	1	0	30.303.588	1	0
TOTALE	8.418	3.118	2.700	7.663	234	32.737	16.081	3.352

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.36

REGIONI	FINO A 16,5 kW		OLTRE 16,5 kW		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	486	207	420	15	905	222
Valle d'Aosta	21	10	16	1	37	11
Lombardia	1.070	379	1.406	42	2.476	421
Trentino Alto Adige	164	54	122	4	287	59
Veneto	587	216	672	20	1.259	237
Friuli Venezia Giulia	121	49	118	4	239	53
Liguria	220	103	143	5	363	108
Emilia Romagna	539	227	552	18	1.091	245
Toscana	516	215	519	16	1.035	231
Umbria	91	40	84	3	175	43
Marche	154	74	169	6	323	79
Lazio	912	305	812	24	1.724	328
Abruzzo	153	58	129	5	282	62
Molise	41	16	26	1	68	17
Campania	1.015	304	612	15	1.627	319
Puglia	753	287	679	20	1.432	307
Basilicata	74	38	57	2	131	40
Calabria	339	124	259	8	598	132
Sicilia	852	305	638	18	1.490	323
Sardegna	309	107	231	7	540	114
ITALIA	8.418	3.118	7.663	234	16.081	3.352

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

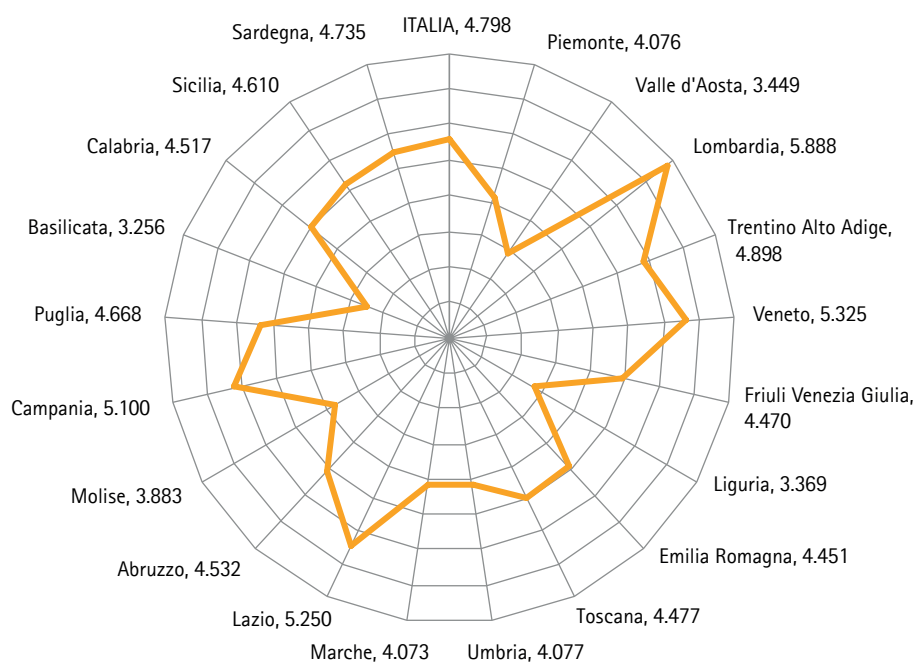
Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2017

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

FIG. 2.19

Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2017

KWh/anno



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Relativamente all'illuminazione pubblica servita in maggior tutela, nella tavola 2.37 è indicata la ripartizione dei volumi (403 GWh) e dei punti di prelievo (circa 20.000). Questa tipologia di utilizzo è l'unica, come si è visto nelle pagine precedenti, che nel corso del 2017 ha visto aumentare sia il numero di punti di prelievo (+9,4%) che i consumi (+9,6). Il consumo medio unitario, pari a 20.488 kWh, è rimasto sostanzialmente stabile (20.447 kWh nel 2016).

Poco più della metà dei punti di prelievo (52,7%) ricade nelle prime due classi di consumo, che insieme acquisiscono l'8,2% dei volumi venduti. Ben il 76,7% dell'energia venduta per illuminazione pubblica riguarda i punti di prelievo che si collocano nelle tre classi di consumo comprese tra 20 e 500 MWh, che insieme rappresentano il 31,2% di tutti i punti di prelievo dell'illuminazione pubblica.

Nella figura 2.20 si può osservare la ripartizione per regioni dell'energia acquistata, tramite il servizio di maggior tutela,

per l'illuminazione pubblica nel 2016 e nel 2017. Nel grafico, le regioni sono presentate in ordine decrescente di popolazione.

I volumi maggiori si osservano in Campania (67 GWh), seguita dalla Lombardia (56 GWh), dalla Puglia (46 GWh) e dalla Calabria (42 GWh). In relazione alla popolazione, presentano valori superiori alla media tutte le regioni del sud con l'eccezione della Sicilia, mentre risultano sotto alla media tutte le regioni del Centro-Nord ad eccezione del Friuli Venezia Giulia. A livello nazionale si riscontra un aumento del 9,6% rispetto all'anno precedente, ma tale risultato discende da comportamenti molto differenziati: da un lato, le regioni con diminuzioni considerevoli, comprese tra 12% e 50% (in ordine Umbria, Emilia Romagna, Sardegna, Molise, Abruzzo, Trentino Alto Adige, Valle d'Aosta); dall'altro le regioni con aumenti rilevanti, compresi tra il 12% e il 66% (in ordine Puglia, Marche, Piemonte, Toscana, Friuli Venezia Giulia, Lazio, Basilicata, Veneto). Ovviamente una visione complessiva richiede l'unione di quanto sopra con l'evoluzione di questo segmento di consumo nel mercato libero.

TAV. 2.37

Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2017

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE %	CONSUMO MEDIO
<5 MWh	13	3,2%	8	38,6%	1.711
5-10 MWh	20	5,0%	3	14,1%	7.250
10-15 MWh	23	5,6%	2	9,4%	12.372
15-20 MWh	23	5,7%	1	6,7%	17.441
20-50 MWh	129	32,0%	4	20,3%	32.347
50-100 MWh	115	28,5%	2	8,6%	67.933
100-500 MWh	65	16,2%	0	2,3%	147.344
500-2.000 MWh	10	2,5%	0	0,1%	767.483
2.000-20.000 MWh	5	1,2%	0	0,0%	4.113.197
20.000-50.000 MWh	403	100%	20	100%	20.488
TOTALE	13	3,2%	8	38,6%	1.711

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

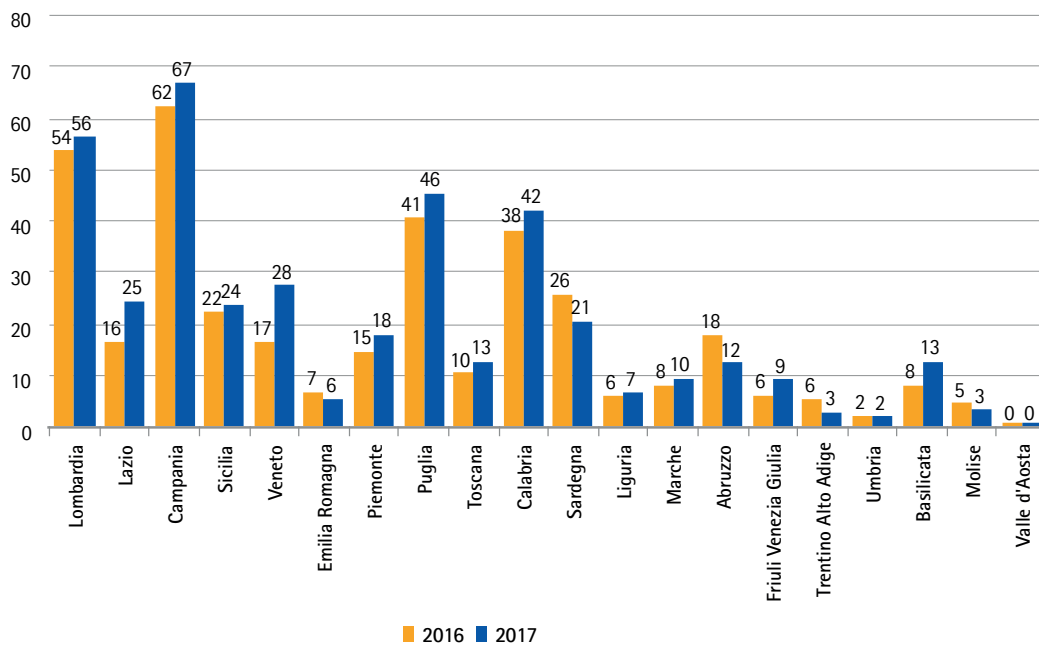


FIG. 2.20

Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione
GWh

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

I soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere il servizio di maggior tutela nel 2017 sono 132, uno in più rispetto al 2016. Il numero di soggetti esercenti la maggior tutela è apparentemente salito di una unità rispetto al 2016, ma soltanto a causa del fatto che Eni ha ceduto l'attività di vendita di maggior tutela alla propria controllata Eni Gas e Luce a partire dall'1 luglio 2017. Pertanto, per la prima metà dell'anno la gestione dell'attività risulta in capo a Eni, mentre per la seconda metà è in capo a Eni Gas e Luce. Dei 132 operatori, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 128 esercenti²⁷.

Le operazioni societarie più rilevanti che sono avvenute nel corso del 2017 tra gli esercenti il servizio di maggior tutela sono le seguenti:

- con decorrenza 1 gennaio 2017 Enel Servizio Elettrico ha cambiato ragione sociale in Servizio Elettrico Nazionale;
- è proseguita la riorganizzazione del servizio nella provincia di Bolzano dove, con decorrenza 1 gennaio 2017, Alperia Energy ha acquisito l'attività relativa ai comuni di Laces, Valle Aurina, Parcines, Lagundo e Naturno che è stata ceduta, rispettivamente, da Azienda Servizi Municipalizzati Laces, Innerbichler Franz e Comune di Parcines;

- nella stessa provincia di Bolzano e con la medesima decorrenza, Servizio Elettrico Nazionale ha ceduto l'attività relativa ai comuni di Curon Venosta, Malles Venosta, Tubre, Glorenza, Sluderno e Lasa al Consorzio Energetico Val Venosta;
- con decorrenza 31 marzo 2017 Acegas-Aps Service ha modificato la propria ragione sociale in EnergiaBaseTrieste;
- come appena detto, inoltre, con decorrenza 1 luglio 2017 Eni ha trasferito l'attività alla sua controllata Eni Gas e Luce.

All'inizio del 2018, con decorrenza dall'1 gennaio, sono avvenute inoltre le seguenti operazioni:

- EnergiaBaseTrieste ha come unico socio Hera Comm anziché AcegasApsAmga;
- Eni Gas e Luce ha ceduto la sua attività a EnergiaBaseTrieste;
- Alperia Energy ha acquisito l'attività di Hofer Ernst Azienda Elettrica e di Servizio Elettrico Nazionale, limitatamente a 91 comuni della provincia di Bolzano;
- Dolomiti Energia ha acquisito l'attività svolta dal Comune di Isera (TN) nel proprio territorio comunale.

²⁷ Non hanno risposto all'Indagine quattro operatori: si tratta dei Comuni di Pacentro, di Anversa degli Abruzzi e di Rocca Pia, oltre che dell'impresa Hofer Ernst Azienda Elettrica.

La concentrazione nel mercato della maggior tutela è cresciuta marginalmente rispetto al 2016. La quota del principale esercente, Enel Servizio Elettrico, è salita di due decimi di punto percentuale, dall'86,3% del 2016 all'86,5% del 2017; seguono Acea Energia (4,9%, nel 2016 era il 4,7%), A2A Energia (3,1%, nel 2016 era 3,2%) e Iren Mercato (1,1%, come nel 2016). Come lo scorso anno, gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%. Gli esercenti che non

espansione per il numero dei clienti, mentre per l'energia venduta l'ampliamento ha subito negli anni alcune battute d'arresto.

Indipendentemente dalle quantità vendute, si registra da anni un costante sviluppo nel numero di imprese attive, seppure a tassi via via decrescenti. Il 2017 rappresenta, da questo punto di vista, una lieve eccezione: in base alle risposte ottenute dall'Indagine

TAV. 2.38

Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2017

Volumi in GWh

RAGIONE SOCIALE	2017	QUOTA	POSIZIONE NEL 2015
Servizio Elettrico Nazionale	43.251	86,5%	1°
Acea Energia	2.441	4,9%	2°
A2A Energia	1.563	3,1%	3°
Iren Mercato	547	1,1%	4°
Dolomiti Energia	310	0,6%	5°
Hera Comm	228	0,5%	6°
Energiabasetrieste	195	0,4%	7°
Alperia Energy.	175	0,3%	8°
Cva Trading	105	0,2%	10°
Agsm Energia	96	0,2%	9°
AIM Energy	94	0,2%	11°
Amet	87	0,2%	12°
Asm Vendita E Servizi	49	0,1%	14°
Linea Più	47	0,1%	15°
Azienda Pubbliservizi Brunico	46	0,1%	16°
Altri esercenti	744	1,5%	-
TOTALE	49.979	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

sono presenti nella tavola coprono insieme l'1,5% del servizio di maggior tutela, come l'anno precedente (Tav. 2.38). Misurata con l'indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori), la concentrazione passa dal 94,2% del 2016 al 94,5%, mentre l'indice HHI sale da 7.480 a 7.525 (si ricorda che il valore di 10.000 indica concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore).

Mercato libero

Come si è visto nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2017 sono stati venduti 202,1 TWh, il 2,5% in più del 2016, a 15,3 milioni di clienti, cresciuti del 9,9% rispetto al 2016. Il mercato libero è in costante

annuale sui settori regolati, il numero di venditori attivi risulta salito solo di 4 unità (+1%) che, come si vede dalla tavola 2.39, rappresenta un punto di minimo nel ritmo di crescita degli ultimi anni. La concomitante espansione del mercato ha portato quindi il volume di vendita medio unitario delle imprese che operano su questo mercato a una lievissima risalita, dopo una serie ininterrotta di riduzioni. Nel 2017, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 491 GWh, pertanto non inferiore ai 486 GWh registrati nel 2016 che restano il valore storicamente più basso rilevato sinora (equivalente al 36% di quello osservato nel 2007, anno di completa apertura del mercato).

Rispetto al 2016, il numero di grandi venditori (cioè con vendite superiori a 10 TWh) è diminuito di un'unità, ma tale diminuzione è

TAV. 2.39

Attività dei venditori nel periodo 2010-2016 per classe di vendita

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Numero di esercenti in maggior tutela	137	136	136	136	135	131	132
Numero di venditori attivi	196	230	275	320	370	406	410
Oltre 10 TWh	3	2	3	2	3	3	2
5-10 TWh	9	8	7	7	7	6	8
1-5 TWh	19	23	23	23	26	23	21
0,1-1 TWh	63	56	60	66	63	70	73
Fino a 0,1 TWh	102	141	182	222	271	304	306
Volume venduto (TWh)	196,1	189,5	189,7	186,6	195,3	197,1	202,1
Oltre 10 TWh	70,9	55,4	62,6	53,4	62,4	62,9	61,1
5-10 TWh	63,0	59,5	45,0	48,4	45,8	39,0	51,6
1-5 TWh	34,4	50,0	56,7	58,7	60,7	64,8	57,9
0,1-1 TWh	25,7	21,8	22,2	22,7	22,4	25,8	26,5
fino a 0,1 TWh	2,0	2,8	3,1	3,3	3,9	4,6	5,1
Volume medio unitario (GWh)	1.000	824	690	583	528	486	493
Oltre 10 TWh	23.643	27.694	20.853	26.700	20.798	20.955	30.546
5-10 TWh	7.002	7.439	6.434	6.918	6.538	6.508	6.447
1-5 TWh	1.811	2.174	2.467	2.553	2.336	2.819	2.757
0,1-1 TWh	408	389	371	344	356	368	363
fino a 0,1 TWh	20	20	17	15	15	15	17

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

dovuta unicamente al fatto che dall'1 luglio 2017 Eni Gas e Luce ha acquisito parte dell'attività di vendita da Eni. Pertanto le vendite di Eni sono scese al di sotto del valore soglia di 10 TWh. Sommando le vendite di Eni con quelle di Eni Gas e Luce (che si colloca nella terza classe di venditori), si ottiene un valore di vendite superiore a 11 TWh che ricollocerebbe la società nella prima classe di venditori. La classe di soggetti con vendite tra 5 e 10 TWh è cresciuta di 2 unità per via dell'ingresso di quattro nuovi soggetti e l'uscita di due; oltre a Eni, proveniente dalla classe superiore, sono entrati Iren Mercato, Duferco Energia e Green Network, tutti provenienti dalla classe con vendite comprese tra 1 e 5 TWh; sono uscite, invece, Sorigenia e Gala, entrambe scivolando nella classe inferiore.

L'incremento numericamente più consistente delle imprese di vendita è avvenuto nella penultima classe di operatori (quelli con vendite tra 0,1 e 1 TWh), dove il numero di venditori è salito di tre unità. Anche nell'ultima classe si registrano due venditori in più rispetto al 2016.

La porzione di mercato soddisfatta da queste ultime due classi nel 2017 è pari al 15,6%, mentre nel 2016 era pari al 15,4%. Anche nel

2017, come già nel 2016, si è avuta una minima erosione di quote di mercato da parte dei venditori di più piccole dimensioni a svantaggio dei venditori di dimensione più ampia. In effetti, le prime tre classi di operatori (ovvero le prime 31 imprese, corrispondenti al 7,6% dei venditori attivi) hanno coperto l'84,4% delle vendite complessive del 2017; le stesse cifre, calcolate nel 2016, erano, rispettivamente, pari a 7,9% e a 84,6%.

Il dettaglio dei clienti nel mercato libero per tipologia di cliente e per tensione (Tav. 2.40) mostra un aumento di quasi 1,4 milioni di punti serviti. Tale risultato è dovuto quasi unicamente ai clienti domestici, anche se un discreto aumento si è avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi in bassa tensione (+7,5%). Le famiglie servite nel mercato libero sono aumentate di 1.381.000 unità, ovvero dell'11,4% rispetto al 2016; 249.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità per altri usi in bassa tensione.

I clienti in media tensione sono invece lievemente diminuiti (-0,2%) e tra questi una nuova riduzione ha interessato i punti di illuminazione

TAV. 2.40

Mercato libero per tipologia di cliente e tensione

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2016	2017	VARIAZIONE	2016	2017	VARIAZIONE
Bassa tensione	77.617	80.294	3,4%	13.867	15.249	10,0%
Domestico	22.073	24.256	9,9%	10.278	11.449	11,4%
Illuminazione pubblica	5.087	4.226	-16,9%	262	224	-14,5%
Altri usi	50.457	51.811	2,7%	3.327	3.576	7,5%
Media tensione	91.937	95.685	4,1%	100	99	-0,2%
Illuminazione pubblica	355	321	-9,7%	0,93	0,90	-4,0%
Altri usi	91.582	95.364	4,1%	99	98	-0,2%
Alta e altissima tensione	27.576	26.162	-5,1%	1,04	0,96	-7,7%
Altri usi	27.576	26.162	-5,1%	1,04	0,96	-7,7%
TOTALE	197.130	202.140	2,5%	13.968	15.349	9,9%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

pubblica (scesi a circa 900 unità). Anche i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno subito un calo e sono scesi sotto le 1.000 unità.

Con l'eccezione degli altri usi in media tensione, per i quali a fronte di una lieve riduzione dei clienti si è registrato un aumento più che positivo (4,1%) dell'energia acquistata rispetto al 2016, per tutte le altre tipologie di clienti le variazioni nell'energia acquisita hanno il medesimo segno di quelle osservate nell'entità dei clienti. Così si osserva una crescita molto positiva (+9,9%) dell'elettricità venduta alle famiglie, un incremento del 2,7% dell'energia acquistata per altri usi in bassa tensione e consistenti riduzioni nei volumi acquistati dall'illuminazione pubblica (-16,9% in bassa tensione e -9,7% in media tensione) e dagli altri usi in alta o altissima tensione (-5,1%).

In buona sostanza, sono cresciuti gli acquisti di elettricità in bassa tensione (3,4%) e in media tensione (4,1%), mentre è diminuita l'energia venduta in alta tensione. Da sottolineare che una

nuova importante diminuzione, che segue quella altrettanto significativa dello scorso anno, è emersa per l'illuminazione pubblica che complessivamente ha acquistato nel mercato libero 895 GWh in meno del 2016 (-16,5%), mentre ha acquisito 32 GWh in più (6%) nel servizio di salvaguardia (si veda il prossimo paragrafo).

Da un punto di vista relativo si osserva che il 39,7% dei volumi è stato acquisito dai consumatori connessi in bassa tensione (era il 39,4% nel 2016), il 47,3% dalla media tensione (era il 46,6% nel 2016) e il 12,9% dall'alta e dall'altissima tensione (14% nel 2016). Conseguentemente, quindi, la quota degli "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), che nel 2016 era dell'86% sull'intero mercato libero, è scesa all'85,7% in termini di energia e al 23,9% in termini di punti di prelievo (era al 24,5% nel 2016).

TAV. 2.41

Mercato libero domestico nel 2017 per classe di consumo
Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	1.230	5,1%	2.488	21,7%	494
1.000-1.800 kWh	3.979	16,4%	2.818	24,6%	1.412
1.800-2.500 kWh	5.169	21,3%	2.416	21,1%	2.139
2.500-3.500 kWh	6.468	26,7%	2.202	19,2%	2.937
3.500-5.000 kWh	4.544	18,7%	1.116	9,8%	4.070
5.000-15.000 kWh	2.603	10,7%	398	3,5%	6.547
> 15.000 kWh	263	1,1%	11	0,1%	24.979
TOTALE DOMESTICI	24.256	100,0%	11.449	100,0%	2.119
DI CUI CON CONTRATTO DUAL FUEL					
< 1.000 kWh	170	4,9%	336	20,1%	504
1.000-1.800 kWh	627	18,0%	443	26,4%	1.417
1.800-2.500 kWh	806	23,2%	378	22,5%	2.134
2.500-3.500 kWh	951	27,4%	324	19,3%	2.934
3.500-5.000 kWh	599	17,2%	148	8,9%	4.034
5.000-15.000 kWh	293	8,4%	46	2,7%	6.366
> 15.000 kWh	30	0,9%	1	0,1%	24.897
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	3.475	100,0%	1.676	100,0%	2.073

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Come sempre, tra i clienti domestici, la classe più rilevante in termini di punti di prelievo è quella con consumi compresi tra 1.000 e 1.800 kWh, che raccoglie il 24,6% dei clienti. Tuttavia, anche le classi limitrofe possiedono un peso simile. 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 26,7% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'86,7% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tav. 2.41). In ogni classe, con l'eccezione della prima, i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Tav. 2.32). Per i clienti che consumano fino a 1.000 kWh/anno, invece, il consumo medio nel libero (494 kWh) è del 16% più alto di quello dei clienti in maggior tutela, pari a 426 kWh.

Nel 2017 il 14,6% dei clienti domestici, circa 1,7 milioni, risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*. Il numero di clienti domestici con questo tipo di contratto²⁸ è cresciuto, in quanto lo scorso anno erano 1,6 milioni, ma la loro quota è leggermente diminuita rispetto a quella registrata nel 2016 (che era il 15,7%). Il consumo complessivo di questi clienti è pari a 3,5 TWh, il 14,3% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. La porzione di clienti domestici che acquista i contratti *dual fuel*, mantiene una quota tendenzialmente costante nel tempo intorno al 15%. Anche in questo caso emergono consumi medi molto simili a quelli evidenziati dai clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica. In contrasto con quanto accade nel servizio di maggior tutela, dove la tariffa bioraria è largamente prevalente in quanto obbligatoria da una certa data in poi, la disaggregazione dei clienti per tariffa

²⁸ 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.

applicata nel mercato libero (Tav. 2.42) mostra una sostanziale preferenza per la modalità contrattuale monoraria, che è stata scelta dal 63,2% dell'intera clientela (che rappresenta il 63,1% dei volumi) ed è in crescita nel tempo (era al 48% nel 2013, anno dal quale ha cominciato ad aumentare). Il 29,3% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo il 7,5% quella multioraria. La semplicità di calcolo e di controllo in bolletta della tariffa monoraria è probabilmente l'elemento che la rende preferibile agli occhi dei clienti.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo che vanno

da 100 a 20.000 MWh/anno, che insieme comprendono il 59,7% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 59,5% dei clienti, tuttavia, appartiene alla prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno (Tav. 2.43).

Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno una grande diffusione: i punti di prelievo che hanno preferito una fornitura di questo tipo sono meno di 80.000 sui quasi 3,9 milioni totali e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è poco meno di 2,2 TWh sui 177,9 complessivi (Tav. 2.44).

TAV. 2.42

Mercato libero domestico nel 2016 per condizione contrattuale applicata

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Monoraria	15.306	63,1%	7.234	63,2%
Bioraria	7.060	29,1%	3.355	29,3%
Multioraria	1.889	7,8%	859	7,5%
TOTALE DOMESTICI	24.255	100,0%	11.448	100,0%

Fonte: ARERA: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.43

Mercato libero non domestico nel 2017 per classe di consumo

Volumi in GWh; 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	3.565	2,0%	2.321	1.536
5-10 MWh	BT	3.304	1,9%	465	7.108
10-15 MWh	BT	2.805	1,6%	228	12.316
15-20 MWh	BT	2.700	1,5%	155	17.380
< 10 MWh	MT	39	0,0%	9	4.424
10-20 MWh	MT	82	0,0%	6	14.459
< 20 MWh	AT e AAT	0,2	0,0%	0,1	3.897
20-50 MWh	Tutti	12.464	7,0%	396	31.498
50-100 MWh	Tutti	10.457	5,9%	151	69.173
100-500 MWh	Tutti	26.948	15,1%	128	209.789
500-2.000 MWh	Tutti	28.829	16,2%	31	936.579
2.000-20.000 MWh	Tutti	50.336	28,3%	10	4.960.350
20.000-50.000 MWh	Tutti	11.809	6,6%	0,39	29.966.381
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.041	1,7%	0,05	58.337.112
70.000-150.000 MWh	Tutti	5.673	3,2%	0,06	95.580.849
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	15.828	8,9%	0,05	328.744.820
TOTALE NON DOMESTICI		177.884	100,0%	3.901	45.602

Fonte: ARERA: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.44

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
BT	56.037	1.413	3.801	79
MT	95.685	774	99	1
AT e AAT	26.162	10	1	0,01
TOTALE NON DOMESTICI	177.884	2.198	3.901	80

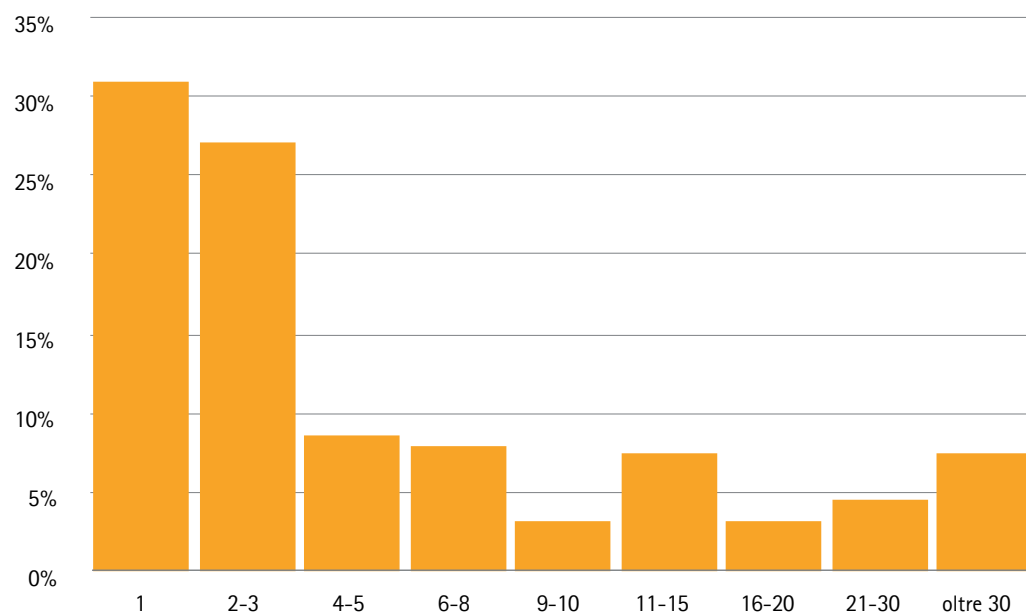
Fonte: ARERA: Indagine annuale sui settori regolati.

Anche quest'anno, per la seconda volta, l'Indagine annuale sui settori regolati 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.

Sfruttando l'esperienza raccolta nell'edizione del 2017, i quesiti sono stati leggermente modificati per cercare di catturare meglio una realtà assai complessa e variegata com'è quella delle offerte commerciali. L'obiettivo era quello di affinare definizioni e categorie per renderle il più possibile adatte a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Come lo scorso anno, pertanto, i risultati presentati in queste pagine devono essere accolti con la necessaria cautela. Inoltre, poiché la fornitura della clientela non domestica presenta tradizionalmente necessità molto più variegata e complesse rispetto a

quella delle famiglie, anche per quest'anno l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime²⁹.

La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 14,5 per la clientela domestica e 60,5 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate (multisito, profili di consumo orari più variegati ecc.) rispetto a quelle di un cliente domestico. A tale cliente il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti più individualizzati. La figura 2.21 mostra tuttavia che il 31% dei venditori offre una sola modalità contrattuale, più di un quarto di essi (il 27%) ne mette a disposizione fino a 3 e il restante 42% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da 4 offerte in su.



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.21

Distribuzione del numero di offerte rese disponibili alla clientela domestica dai venditori

²⁹ L'unico risultato esposto per la clientela non domestica riguarda il numero di offerte disponibili.

Delle 14,5 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,4 sono acquistabili solo online, cioè soltanto attraverso internet che costituisce ormai un importantissimo canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire la propria offerta con tutti i dettagli necessari risparmiando sui costi di gestione. Il 21,3% dei venditori non offre però nemmeno un'offerta online. Nel 20% dei casi il numero di offerte *online* è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti, nel restante 80% dei casi il numero di offerte *online* è risultato inferiore alle offerte totali.

Le offerte *online* non sembrano aver riscontrato, per ora, un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il 3,8% dei clienti (corrispondenti al 9,4% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità.

Circa la tipologia di prezzo preferita è risultato che l'84% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre solo il 16% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso.

Inoltre, il 5% dei clienti 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 12% dei clienti, mentre è del 4% nel caso di contratti a prezzo bloccato.

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 37% dei clienti che ha sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela; il 30% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent e il 29% dei clienti ne ha scelto uno indicizzato all'andamento del PUN. Solo il 4% dei clienti ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione diversa da quelle appena citate.

Il 26% 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 20% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 61% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile.

TAV. 2.45

Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di elettricità con servizi aggiuntivi

SERVIZI AGGIUNTIVI	CONTRATTI A PREZZO FISSO	CONTRATTI A PREZZO VARIABILE
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (offerta verde totale o percentuale)	45,7%	48,9%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	45,0%	6,9%
Servizi energetici accessori (es. strumenti digitali e collaborativi per il controllo di consumi e costi energetici, strumenti per aumentare l'efficienza energetica, prestazioni professionali come assistenza telefonica, manutenzione impianti, assicurazione ecc.)	5,7%	16,1%
Omaggio o gadget	1,4%	23,1%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (es. sconti benzina, abbonamenti a riviste, ecc)	0,5%	3,6%
Altro non compreso tra le voci riportate sopra (specificare)	1,7%	1,4%
TOTALE	100%	100%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti, nei clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso emerge una netta preferenza sia per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (il 46% dei clienti ha sottoscritto un contratto che la prevede), sia per la partecipazione, attraverso il contratto di energia elettrica, a un programma punti, che può essere tanto dell'operatore di vendita quanto di altri soggetti (es. quelli spendibili in una catena di supermercati): il 45% dei clienti ha scelto un contratto che offre tale servizio aggiuntivo (Tav. 2.43). Anche nei clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile risulta un elevatissimo interesse per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (48,9% dei casi), la seconda preferenza va alla possibilità di ottenere un omaggio (23,1% dei casi) e la terza è per l'ottenimento di servizi energetici accessori (16,1%).

I livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero sono esposti nella tavola 2.46. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale si riferiscono alla quota di mercato dei primi tre operatori, o indice C3 calcolato per i singoli esercenti e non per i gruppi societari, e alla percentuale dei punti di prelievo da questi serviti.

Come in passato, anche nel 2017 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 quelli meridionali. In particolare, Lombardia, Piemonte e Veneto risultano, nell'ordine, le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 35% delle vendite complessive regionali. Nonostante l'aumento del valore del C3 (37% nel 2017 contro il

TAV. 2.46

Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero

Quota di mercato dei primi tre operatori; percentuale dei punti di prelievo da questi serviti

REGIONE	NUMERO DEGLI OPERATORI		C3 SUL MERCATO TOTALE		% PUNTI DI PRELIEVO	
	2016	2017	2016	2017	2016	2017
Piemonte	231	243	36,3	35,5	49,1	67,2
Valle d'Aosta	95	122	88,3	85,0	73,9	83,2
Lombardia	277	300	29,2	32,6	63,4	62,6
Trentino Alto Adige	170	198	76,5	78,2	80,4	83,5
Veneto	221	243	32,7	37,0	50,2	56,4
Friuli Venezia Giulia	167	192	39,6	42,1	46,2	60,1
Liguria	203	220	42,7	44,0	66,3	70,2
Emilia Romagna	225	265	40,3	39,1	67,7	75,7
Toscana	221	253	35,5	37,8	64,3	68,3
Umbria	167	192	56,4	54,6	61,5	70,3
Marche	184	213	35,7	37,9	67,3	65,7
Lazio	235	261	44,3	45,6	58,3	70,8
Abruzzo	185	215	39,5	46,1	75,2	72,0
Molise	148	167	54,7	56,3	66,3	71,8
Campania	217	248	49,4	55,0	82,4	78,6
Puglia	226	238	48,9	55,9	67,9	76,9
Basilicata	160	184	53,3	54,4	82,1	80,9
Calabria	185	212	59,3	61,3	81,3	82,2
Sicilia	195	220	50,9	60,6	78,9	81,0
Sardegna	178	205	64,4	69,6	68,6	76,6

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

32,7% del 2016), il Veneto, resta una tra le regioni con i più alti livelli di concorrenza, essendo anche il territorio in cui i primi tre operatori risultano servire la più bassa porzione di clienti (56,4%). Viceversa, Sardegna Calabria e Sicilia si confermano anche nel 2017 come le regioni che – dopo la Valle d'Aosta e il Trentino – evidenziano i livelli di concentrazione più elevati in termini di quota di volumi, ma anche di clienti serviti.

Diversamente dagli anni scorsi, si osserva che, con le sole eccezioni di Valle d'Aosta, Umbria, Emilia Romagna e Piemonte, nel 2017 i livelli di concentrazione si sono tutti alzati, nonostante il numero di operatori sia cresciuto (mediamente di 25 unità) in tutte le regioni, come si può ben vedere nella figura 2.22.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero è esposta nella tavola 2.45. Nel 2017 gruppo Enel mantiene la prima posizione con una quota ancora in aumento al 25% dal 20,7% (era al 17,9% nel 2015). In seconda posizione è entrato il gruppo Eni, le cui vendite hanno superato quelle di Edison – tradizionalmente in seconda posizione – di quasi un terawattora. Quest'ultimo gruppo ha perso 1,2 TWh di vendite rispetto al 2016 (-10%), mentre quelle del gruppo Eni sono al contempo aumentate di 0,8 TWh (+7%).

Nel mercato libero la predominanza di Enel è assai meno significativa rispetto a quella che possiede nel servizio di maggior

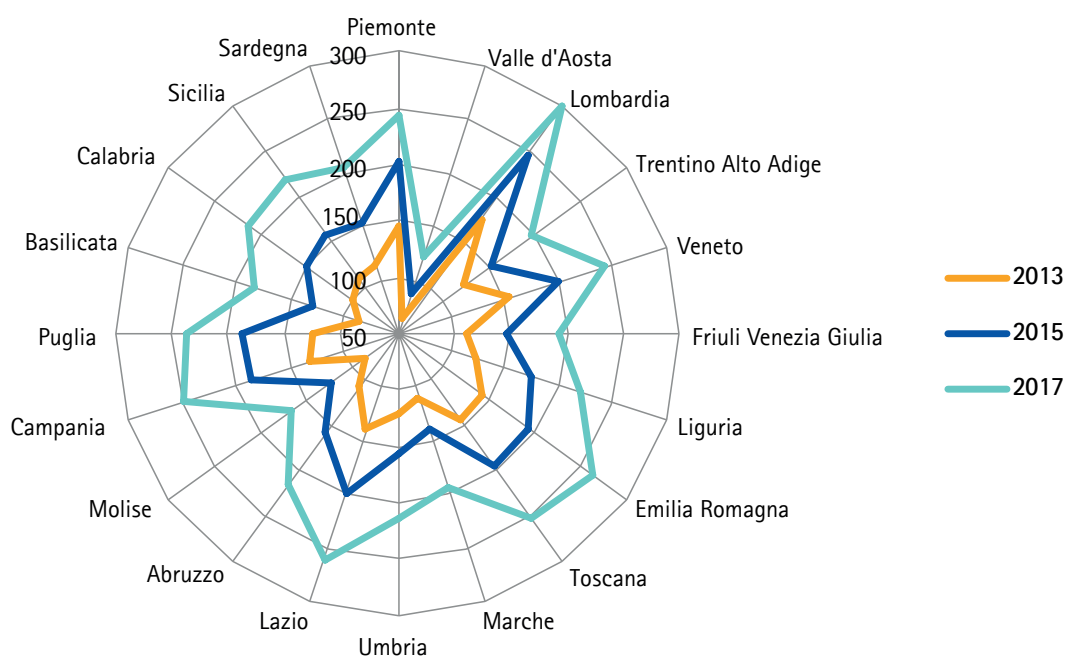
tutela (Tav. 2.38), dove la distanza rispetto al secondo operatore è superiore all'80%, mentre qui è inferiore ai 20 punti percentuali. Però tale distanza negli ultimi anni è andata costantemente ampliandosi, basti pensare che nel 2014 era pari a sette punti. Questo sia a causa del fatto che le vendite di Enel sono di anno in anno in aumento, ma anche perché le vendite del gruppo inseguitore, al contrario, diminuiscono. Infatti, nel 2016 Edison era in seconda posizione con vendite pari a 11.793 GWh, mentre nel 2017 Eni è in seconda posizione con vendite pari a 11.465 GWh.

In quarta posizione, con vendite pari a 8.440 GWh, è salito il gruppo Metaenergia, che sta scalando la classifica da diversi anni: nel 2016 era all'ottavo posto, nel 2015 era al decimo). Rispetto al 2016, le vendite sul mercato libero del gruppo sono cresciute del 36%, specialmente nel segmento dell'alta e altissima tensione (+63%) e in quello della media tensione (+39%); tali aumenti hanno più che controbilanciato le perdite nel segmento delle famiglie (-37%).

Anche il gruppo Iren ha guadagnato diverse posizioni in classifica, portandosi al 6° posto dall'11° ottenuto nel 2016, grazie a un incremento complessivo delle vendite del 29%, realizzato in particolare tra i clienti in alta o altissima tensione e tra i clienti non domestici in bassa tensione.

FIG. 2.22

Numero di venditori del mercato libero per regione dal 2013



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.47

Primi venti gruppi di vendita
al mercato libero nel 2017

Volumi in GWh; quota percentuale

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA %	POSIZIONE NEL 2016
Enel	50.535	25,0%	1°
Eni	11.465	5,7%	3°
Edison	10.592	5,2%	2°
Metaenergia	8.440	4,2%	8°
Hera	7.179	3,6%	6°
Axpo Group	6.784	3,4%	4°
Iren	6.038	3,0%	11°
E.On	5.931	2,9%	7°
Duferco	5.560	2,8%	15°
A2A	5.431	2,7%	10°
Green Network	5.300	2,6%	17°
CVA	4.474	2,2%	13°
Eviva (ex Energetic Source)	4.175	2,1%	14°
Gala	4.050	2,0%	5°
Sorgenia	3.819	1,9%	9°
Dolomiti Energia	3.755	1,9%	16°
Repower	3.605	1,8%	18°
Acea	3.198	1,6%	12°
Egea	2.979	1,5%	19°
Alperia	2.804	1,4%	20°
Altri operatori	46.025	22,8%	-
TOTALE VENDITORI AL MERCATO LIBERO	202.140	100%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Al contrario si osserva una discesa del gruppo Axpo al 6° posto dal 4° che occupava nel 2016, le cui vendite sono complessivamente diminuite del 13%, avendo perso metà dell'energia venduta ai propri clienti non domestici in alta e altissima tensione. Una perdita ancor più significativa (-39%) ha registrato il gruppo Gala, sceso in decima posizione dalla quinta ottenuta nel 2016.

Il grado di concentrazione nazionale nel mercato libero è basso, ma in aumento. La quota dei primi tre gruppi è salita al 35,9% dopo essere rimasta stabile intorno al 33% per diversi anni; quella dei primi dieci è salita al 58,4% dal 55% del 2016. Analogamente, poiché la quota del primo operatore è cresciuta e poiché la distanza tra il primo e il secondo gruppo è aumentata, nel 2017 l'indice HHI è salito da 623 a 806, sebbene rimanga largamente lontano

dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato.

Il 34,4% dei 410 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 88 imprese, pari al 21,5%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 181 (44,1%) società hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19.

Come di consueto, nel 2017 e nel primo trimestre del 2018 vi sono state numerose variazioni societarie che hanno coinvolto gli operatori della vendita elettrica del mercato libero e che sono state indicate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità. Per comodità di esposizione, si possono raggruppare in incorporazioni, cessioni/acquisizioni di attività, avvio di attività, variazioni di gruppo societario e altre modifiche (della natura giuridica o della ragione sociale).

Per le incorporazioni, avvenute tutte all'interno del medesimo gruppo societario, si ricorda che:

- Youtrade ha incorporato BeNRG, mentre A2A Energia ha incorporato Aspem Energia, in entrambe i casi con decorrenza 1 gennaio 2017;
- Energetic Source ha cambiato la propria ragione sociale in Eviva ed è entrata a far parte di questo gruppo dall'1 febbraio 2017 in quanto la società Avelar Energy Ltd ha ceduto il 65,36% delle quote a ES Solutions (impresa lussemburghese); analogamente, anche Energetic Source Luce & Gas, in quanto partecipata al 100% da Eviva (ex Energetic Source) è entrata nel gruppo Eviva. Poi, dall'1 aprile 2017 è stata incorporata in Eviva;
- Vivigas ha incorporato Aemme Linea Energie dall'1 giugno 2017;
- Europe Energy ha incorporato Europe Energy Gas & Power dall'1 luglio 2017;
- Autogas Nord ha incorporato Autogas Centro, Autogas Jonica e Autogas Nord Veneto Emiliana dall'1 ottobre 2017;
- Estra Energie ha incorporato Coop Gas dal 31 dicembre 2017.

Hanno invece cambiato gruppo societario:

- Simp Gas, Energy Only ed Erega Energia, uscite dal gruppo Tradeinv Gas & Energy. Le prime due sono entrate nel gruppo G.Energy Holding che ne ha acquisito, rispettivamente, il 70,2%, il 51,2% del capitale sociale, mentre l'ultima è entrata nel gruppo RB Power & Gas;
- Cast Energie, entrata a far parte del gruppo Gas Rimini dall'1 luglio 2017 in quanto il gruppo SGR ne ha acquisito il 52% del capitale sociale;
- Ego Trade, dal 10 luglio 2017 entrata nel gruppo EGO, che è diventato socio di maggioranza dell'impresa;
- Lumenergia, entrata nel gruppo A2A, che dispone di oltre il 90% del capitale sociale dell'impresa dal 31 luglio 2017;
- l'Azienda Intercomunale Metano Energie Del Territorio (AIMET) e l'impresa Rotagas (in precedenza in capo a Italtrading in liquidazione), entrate nel gruppo Libera Energia dall'1 agosto 2017;
- Smartutility, che non fa più parte di alcun gruppo dal 31/01/2018 in quanto le quote societarie sono state cedute ad altra impresa;

- Blu Ranton, entrata a far parte del gruppo Hera dal 07/02/2018, in seguito all'acquisizione del 100% delle quote da parte di Hera Comm Marche;
- Gas Natural Vendita Italia, dal 22/02/2018 entrata a far parte del gruppo Edison, assumendo la nuova denominazione di Edison Energie; da tale data, infatti, Edison ha acquisito il 100% delle quote del capitale sociale dell'impresa.

Tra le cessioni e/o acquisizioni relative all'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica sono da annoverare quelle di:

- Fintel Energia Group, che ha ceduto l'attività a Fintel Gas, Luce e Azienda Elettrica Ticinese che ha ceduto l'attività ad AGSM Energia, e di Axpo Italia che ha acquisito l'attività da Suntrading³⁰;
- Duferco Energia, che ha acquisito l'attività da Energhe dall'1 giugno 2017, tutte dal primo gennaio 2017;
- Eni Gas e Luce, che ha acquisito parte dell'attività, essenzialmente quella relativa al *mass market*, da Eni dall'1 luglio 2017;
- Illumia, che ha acquisito parzialmente l'attività da Electra Italia dall'1 novembre 2017;
- Energrid (del gruppo Green Network), che ha acquisito parzialmente l'attività (in pratica solo i clienti della pubblica amministrazione) da Energrid dal 21 novembre 2017;
- Electra Italia, che dal 20 febbraio 2018, ha ceduto parzialmente l'attività a E.On Energia mentre Smart Luce e Gas l'ha ceduta a Sistema Energia Italia.

Infine, nel corso del 2017 e nei primi tre mesi del 2018:

- 46 imprese, perlopiù provenienti dal settore del gas naturale, hanno avviato l'attività di vendita nel mercato libero elettrico. Tra queste: BKW Italia, Sidigas.Com, B1Gas, Arcagas, Iberdrola Clienti Italia, Shell Energy Italia e BP Energy Europe solo per citarne alcune;
- 26 imprese hanno cessato l'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti liberi. Si tratta di: Tersicore, Gas and Power, Natural Power, Ambimat Industrial Services, Esperia, Emmecidue, Cogenpower Gas & Power, Cityluce, Energye, Energens, Bkw Italia (che ha avviato l'attività l'1 gennaio 2017 per poi cessarla

³⁰ Più precisamente, l'accordo tra Axpo Italia e Suntrading non costituisce una vera e propria acquisizione di attività di azienda, in quanto le due società, fin dal 2014, avevano stipulato un contratto secondo il quale Axpo forniva energia elettrica a Suntrading sulla PCE e gas direttamente ai clienti di Suntrading, che operava come *reseller*. A dicembre 2016 le parti hanno condiviso che taluni clienti di Suntrading instaurassero un rapporto diretto con Axpo che già operava quale utente del bilanciamento e utente del dispacciamento per tali clienti. Suntrading ha così ceduto circa 550 clienti. L'accordo escludeva esplicitamente la possibilità che l'accordo costituisse cessione d'azienda (o di ramo), ma solo acquisto di contratti non rappresentativo del portfolio di Suntrading.

con decorrenza 30 giugno 2017), Enerfin, Italiana Gas & Luce, Transenergia, Toscana Servizi, Api Nòva Energia, Raffineria di Gela, Spigas, Tei Energy in Liquidazione, Be Charge, Ci & Es Energy, Versalis, Suncity, Campo Base, Spirit, Electra Italia;

- una società si è estinta per liquidazione (SI Energy);
- 22 imprese, oltre alle già menzionate Energetic Source divenuta Eviva e Gas Natural Vendita Italia divenuta Edison Energie, hanno cambiato ragione sociale; tra loro: Metaenergia Family è divenuta Meta Newpower, Api Green Energy ora si chiama AvvenireGreenEnergy, Enerventi ha cambiato in Evolvere Energia, Green Trade è divenuta EGO Trade, Elettrogreen Power è divenuta EGO Power, entrambe nel gruppo EGO, Consortium Energia Verde ora si chiama OV Energy dato che la quota di Officine Verdi nella società è salita al 70%;
- 13 imprese hanno cambiato natura giuridica, perlopiù passando da società a responsabilità limitata a società per azioni.

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 nel mercato libero, ma non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela. Questi stessi clienti, inoltre, vengono ammessi al servizio di salvaguardia quando 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'Autorità, 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.

Il servizio di salvaguardia per il biennio 2017-2018 è stato aggiudicato alla fine di novembre 2016 alle stesse imprese che lo hanno gestito nel periodo 2014-2016: Enel Energia ed Hera Comm. La nuova aggiudicazione ha comportato però diverse variazioni, infatti:

- Enel Energia si è aggiudicata i territori di nove regioni (prima ne aveva otto): Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige,

Lombardia, Lazio, Puglia, Molise e Basilicata che nel triennio precedente erano tutti assegnati a Hera Comm;

- Hera Comm si è aggiudicata il servizio per le restanti undici regioni: Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Toscana, Marche, Umbria, Sardegna, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia; solo tre di queste (Toscana, Marche e Umbria) erano assegnate a Hera Comm anche nel triennio precedente.

Secondo i dati ricevuti dagli operatori della salvaguardia nel 2017, il servizio si è allargato a circa 1.700 punti di prelievo in più rispetto al 2016. Più precisamente, lo scorso anno sono stati serviti in regime di salvaguardia 91.345 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 gli 89.676 del 2016. Complessivamente sono stati prelevati circa 4,3 TWh. In pratica, il mercato della salvaguardia è aumentato del 2% circa sia in termini di punti di prelievo, sia in termini di energia consumata rispetto al 2016 (Tav. 2.48).

Come lo scorso anno, l'aumento nei punti di prelievo è da attribuire ai clienti allacciati in bassa tensione e tra questi, in particolare, all'illuminazione pubblica, mentre la crescita dei volumi acquistati è avvenuta per i clienti allacciati in bassa e in media tensione. Più precisamente, come si vede nei dati esposti nella tavola, i punti di prelievo in BT sono cresciuti del 2,7%, per effetto di un aumento del 19% di quelli relativi all'illuminazione pubblica e di un calo del 2,5% degli altri usi. In termini di volumi, i clienti in BT hanno acquistato 39 GWh in più rispetto al 2016 (+2,6%), con un incremento più significativo (6,8%) nel caso dell'illuminazione pubblica. I clienti allacciati in media tensione sono complessivamente diminuiti dell'8% rispetto al 2016, ma anche in questo caso il forte aumento (15,3%) di quelli per l'illuminazione pubblica è stato in parte compensato dal significativo calo (-8,3%) degli altri usi. Viceversa, in termini di energia acquistata, i punti di illuminazione pubblica hanno visto diminuire gli acquisti del 10%, mentre gli altri usi hanno prelevato 135 GWh (+5,5%) in più rispetto al 2016. Sono invece diminuiti del 5,9% i clienti in alta tensione, nonché l'elettricità da essi utilizzata (-34,1%) rispetto all'anno precedente.

TAV. 2.48

Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2016 e nel 2017

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2016	2017	VARIAZIONE	2016	2017	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	509	543	6,8%	19,8	23,6	19,1%
Altri usi	972	977	0,5%	63,0	61,4	-2,5%
TOTALE BT	1.481	1.520	2,6%	82,8	85,0	2,7%
Illuminazione pubblica	23	21	-10,0%	0,1	0,1	15,3%
Altri usi	2.464	2.599	5,5%	6,8	6,2	-8,3%
TOTALE MT	2.487	2.619	5,3%	6,9	6,3	-8,0%
Altri usi	257	169	-34,1%	0,0	0,0	-5,9%
TOTALE AT	257	169	-34,1%	0,0	0,0	-5,9%
TOTALE SALVAGUARDIA	4.224	4.309	2,0%	89,7	91,3	1,9%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.49

Servizio di salvaguardia nel 2016 e nel 2017 per regione

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONE	ESERCENTE	2016		2017	
		VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	Hera Comm	158	3,1	107	3,4
Valle d'Aosta	Hera Comm	4	0,1	2	0,1
Lombardia	Hera Comm	533	10,8	510	9,8
Trentino Alto Adige	Hera Comm	43	0,3	27	0,2
Veneto	Enel Energia	134	3,2	238	5,0
Friuli Venezia Giulia	Enel Energia	35	0,9	61	1,4
Liguria	Hera Comm	100	1,4	97	1,2
Emilia Romagna	Enel Energia	101	3,1	107	2,8
Toscana	Hera Comm	203	6,4	183	6,0
Umbria	Hera Comm	37	1,5	44	1,7
Marche	Hera Comm	109	2,2	85	2,1
Lazio	Hera Comm	514	8,6	767	10,3
Abruzzo	Enel Energia	95	2,4	97	2,2
Molise	Hera Comm	29	0,5	19	0,4
Campania	Enel Energia	783	13,5	563	12,1
Puglia	Hera Comm	391	7,9	348	6,7
Basilicata	Hera Comm	47	1,0	72	1,4
Calabria	Enel Energia	251	7,7	267	7,8
Sicilia	Enel Energia	525	11,5	606	13,6
Sardegna	Enel Energia	133	3,4	109	3,2
ITALIA	-	4 224	89,7	4.309	91,3

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Dati questi andamenti, i consumi medi unitari dell'illuminazione pubblica si sono abbassati dell'11%, essendo scesi da 26,7 a 23,8 MWh, mentre quelli degli altri usi si sono innalzati del 4,6% passando da 52,9 a 55,3 MWh. Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione è rimasto sostanzialmente invariato a 17,9 MWh, quello degli utenti connessi in media tensione è passato da 360 a 413 MWh e i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione sono crollati da 11,4 a 7,9 GWh.

Come negli anni scorsi, il peso dell'illuminazione pubblica nel servizio di salvaguardia continua a crescere in termini di clienti (nel 2017 sono divenuti il 26% di tutti i clienti serviti in questo mercato, mentre nel 2016 contavano per il 22%), ma è rimasto invariato in termini di energia acquistata, pari al 13% del totale. Gli usi industriali e commerciali hanno di conseguenza diminuito la loro importanza in termini di clienti serviti (ora sono il 74%, contro il 78% del 2016), ma rimangono preponderanti in termini di volumi: prelevano infatti l'87% di tutta l'energia venduta in salvaguardia. Il 69% dell'energia acquistata da questi clienti viaggia sulle reti in media tensione, ma una quota non trascurabile (26%) viene fornita in bassa tensione.

L'analisi più dettagliata a livello regionale, è esposta nella tavola 2.49. Nel 2017, come nel 2016, Campania, Lombardia, Sicilia e Lazio

sono, nell'ordine, le regioni nelle quali il ricorso al servizio di salvaguardia è maggiore: più di metà, il 56% per l'esattezza, dell'energia acquistata in questo mercato viene infatti venduta in questi territori. Quote relativamente importanti (superiori al 5%) appartengono anche ad altre due regioni, Puglia e Calabria, che insieme ne assorbono un altro 15%.

La tavola consente di valutare, inoltre, come l'incremento medio nazionale osservato nei punti di prelievo serviti in salvaguardia, pari all'1,9%, si sia in realtà manifestato con un'ampia variabilità territoriale: si passa infatti da regioni in cui la crescita rispetto al 2016 risulta particolarmente elevata (in Veneto e in Friuli Venezia Giulia i clienti sono aumentati quasi del 60%, in Basilicata del 38,5%, in Lazio e in Sicilia quasi del 20%) a regioni in cui si registra, al contrario, una netta diminuzione (Trentino Alto Adige -34%, Molise -19%, Valle d'Aosta -18%, Puglia -16% e Liguria 13%).

La quota di Enel Energia in questo mercato si è ulteriormente assottigliata, essendo scesa al 45% dal 49% del 2016 (Fig. 2.23). Inoltre, a differenza di quanto accaduto nel 2016, nel 2017 il divario tra i due gestori della salvaguardia si è ampliato per via della crescita registrata dalle vendite di Hera Comm (+8,9%), mentre quelle di Enel Energia sono diminuite del 5,3%.

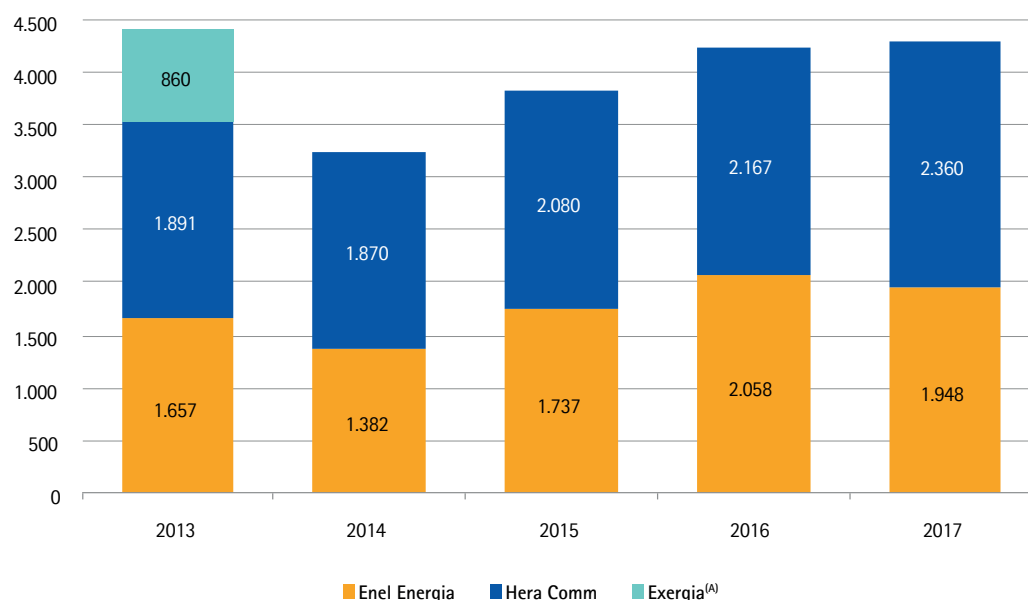


FIG. 2.23

Venditori del servizio di salvaguardia
GWh

(A) Negli ultimi tre mesi del 2013 il servizio è stato svolto dalla società AEM Comune di Chiomonte al posto di Exergia.
Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con le delibere 21 dicembre 2017, 882/2017/R/eel, 21 dicembre 2017, 883/2017/R/eel e 27 dicembre 2017, 907/2017/R/eel, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare, per l'anno 2018, le tariffe relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici e non domestici.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2018 risulta pari a 2,728 c€/kWh. Nella tavola 2.50 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2017, calcolata sulla base degli stessi volumi

utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2018. I valori delle componenti UC₃ e UC₆³¹ considerate nel calcolo per gli anni 2017 e 2018 sono, rispettivamente, quelli fissati con le delibere 28 settembre 2017, 656/2017/R/com, e 28 dicembre 2017, 923/2017/R/com, riferite rispettivamente al quarto trimestre del 2017 e al primo trimestre del 2018. Nelle tavole 2.49 e 2.50 sono riportate le tariffe medie per tipologia di cliente rispettivamente per i servizi di trasmissione e distribuzione e per il servizio di misura.

TAV. 2.50

2.50 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura
c€/kWh

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC ₃ e UC ₆	TOTALE
2017	0,692	1,756	0,236	0,098	2,782
2018	0,686	1,748	0,240	0,054	2,728
Variazione assoluta	-0,006	-0,008	0,004	-0,044	-0,054
Variazione %	-0,9%	-0,5%	1,7%	-44,9%	-1,9%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.51

Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente
c€/kWh

	2017	2018	DIFFERENZA	VARIAZIONE %
BT usi domestici	4,512	4,402	-0,110	-2,4%
BT illuminazione pubblica	2,193	2,121	-0,072	-3,3%
BT altri usi	3,241	3,169	-0,072	-2,2%
MT illuminazione pubblica	1,429	1,392	-0,037	-2,6%
MT altri usi	1,588	1,554	-0,034	-2,1%
AT	0,775	0,760	-0,015	-1,9%
AAT	0,687	0,672	-0,015	-2,2%

Fonte: ARERA.

³¹ 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 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).

TAV. 2.52

Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente c€/kWh

	2017	2018	DIFFERENZA	VARIAZIONE %
BT usi domestici	0,813	0,821	0,008	1,0%
BT illuminazione pubblica	0,051	0,053	0,002	3,9%
BT altri usi	0,192	0,194	0,002	1,0%
MT illuminazione pubblica	0,045	0,051	0,006	13,3%
MT altri usi	0,022	0,025	0,003	13,6%
AT	0,004	0,004	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 della vendita.

L'analisi dei dati trasmessi dagli operatori, sia per la sola componente dei costi di approvvigionamento, sia per i prezzi finali al netto delle imposte, ha mostrato una elevata variabilità nella spesa unitaria dei clienti. Tale risultato è riscontrabile per tutte le classi di consumo, sia pure con alcune differenze. Come si vede nella tavola 2.53, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo, i valori sono compresi tra il minimo di 165,1 €/MWh, riscontrabile per i clienti più grandi (oltre 15.000 kWh/anno) e il massimo di 539,1 €/MWh, relativo alla classe più piccola (0-1000 kWh). Il prezzo scende all'aumentare della dimensione dei clienti fino alla terza classe (1.800-2.500 kWh/anno), sale nel passaggio alla classe successiva (2.500-3.500 kWh/anno), per poi decrescere nuovamente e definitivamente in corrispondenza alle

tre classi superiori (da 5.000 kWh/anno in avanti). Pertanto non si registra più il caratteristico andamento a U che emergeva negli anni scorsi. Ciò è riconducibile all'attuazione delle prime due fasi della riforma delle tariffe di rete e degli oneri di sistema³², volta a superare gradualmente la preesistente struttura progressiva delle tariffe stesse. Il costo di approvvigionamento, invece, com'è logico attendersi, diminuisce continuamente al crescere dei consumi.

A riprova della elevata variabilità dei prezzi praticati dai venditori, si possono osservare i dati presentati nella tavola 2.54 che, per ciascuna classe di consumo dei clienti domestici, suddivide per fasce di prezzo (esprese in €/MWh) i costi di approvvigionamento riscontrati nel mercato libero e la corrispondente quota di elettricità venduta. La massima dispersione dei valori è riscontrabile per la seconda classe di clienti (consumi tra 1.000 e 1.800 kWh/anno), nella quale tutte le fasce di prezzo individuate presentano quote significative, anche se quella tra 100 e 125 €/kWh ha un peso più elevato delle altre. Si riscontra una dispersione minore nelle due classi intermedie (consumi tra 1.800 e 3.500 kWh/anno), nelle quali i costi di approvvigionamento si addensano nell'intervallo da 75 a 125 €/MWh. Ancora meno dispersa la classe dei clienti più piccoli (meno di 1.000 kWh/anno), nella quale prevalgono i valori superiori a 150

³² Delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel. In particolare l'1 gennaio 2017 è avvenuta la piena applicazione della tariffa non progressiva per i servizi di rete ed è stato effettuato il primo intervento sugli oneri di sistema, in modo da diminuire l'effetto di progressività e limitare a 2 il numero di scaglioni di consumo annuo.

TAV. 2.53

Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2017 per classe di consumo

Quantità energia in GWh; punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh

LIVELLO DI TENSIONE (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
< 1.000	3.579	8.008.527	539,1	164,7
1.000-1.800	10.038	7.121.975	222,9	109,1
1.800-2.500	12.545	5.867.433	171,7	101,9
2.500-3.500	15.036	5.120.101	181,9	98,7
3.500-5.000	10.244	2.516.646	176,7	96,0
5.000-15.000	5.704	873.161	174,4	92,7
> 15.000	606	23.956	165,1	84,7
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	57.751	29.531.799	211,4	104,1

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

€/MWh. Infine la concentrazione risulta massima nelle tre classi più grandi (consumi oltre 3.500 kWh/anno), nelle quali i costi di approvvigionamento sono polarizzati nella fascia da 75 a 100 €/MWh.

Come già evidenziato nel paragrafo relativo al mercato libero, negli anni sono aumentate le offerte disponibili per i clienti finali. Alcune di queste offerte includono forniture a prezzo bloccato per un periodo predeterminato (uno o due anni), in cui i meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono quindi influenzati dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dell'energia, ma dipendono in misura rilevante dalla data di sottoscrizione dei contratti e in particolare dalle attese sull'andamento dei prezzi dell'energia esistenti in quel momento, nonché dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tenere conto dei rischi di mutamento del mercato). Altre offerte sono a prezzo variabile. Alcune di queste prevedono sconti sulla componente materia prima, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (come sconti al

supermercato, o sul carburante, o sui servizi telefonici, servizi di manutenzione assicurazione ecc.) Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo.

Approvvigionamento dell'Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica avvenuta l'1 luglio 2007³³, 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 piccole 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 di salvaguardia, svolto da società di vendita selezionate

TAV. 2.54

Ripartizione dei clienti domestici nel 2017 per prezzo di approvvigionamento nel mercato libero
prezzi minimo e massimo in €/MWh

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	FASCE DI PREZZO (c€/kWh)					PREZZO MINIMO	PREZZO MASSIMO
	0-75	75-100	100-125	125-150	>150		
0-1.000	11%	8%	7%	18%	56%	20,2	475,0
1.000-1.800	13%	18%	42%	17%	10%	21,0	339,2
1.800-2.500	12%	36%	40%	8%	5%	26,5	265,2
2.500-3.500	13%	47%	32%	5%	4%	23,0	274,8
3.500-5.000	14%	55%	25%	3%	3%	20,5	255,3
5.000-15.000	17%	65%	14%	2%	3%	23,2	218,0
>15.000	26%	62%	8%	1%	2%	22,1	292,6
TOTALE DOMESTICI	15%	40%	25%	8%	12%	20,2	475,0

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

³³ Ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73.

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
Bassa tensione	74.042	7.257	195,2	88,5
Media tensione	98.304	106	130,7	62,7
Alta e altissima tensione	26.331	1	101,4	57,3
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	198.677	7.363	150,8	71,6

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.55

Prezzi medi finali ai clienti non domestici nel 2017 per livello di tensione

Quantità energia in GWh; numero punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Mercato del giorno prima	18.037	15.209	17.996	51.242
Mercato dei prodotti giornalieri	1.342	881	1.491	3.714
Sbilanciamento Unità di consumo(A)	-148	-177	-23	-349
TOTALE	19.230	15.913	19.464	54.607

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.56

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2017

GWh, al lordo delle perdite di rete

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 2.56 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2017. Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente unico abbia effettuato acquisti unicamente sui mercati a pronti, in particolare sull'MGP per circa il 94% del proprio fabbisogno, e per la restante quota su MPEG (mercato dei prodotti giornalieri); a partire dal 2017, non sono invece 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 si è mantenuta, come per l'anno 2016, su valori pari a circa lo 0,6% del fabbisogno. Con riferimento al 2018³⁴, l'ammontare di energia elettrica acquistata sui mercati a pronti corrisponde alla totalità del fabbisogno dell'Acquirente unico, stimato pari a circa 51,6 TWh.

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 dall'1,96 del 2017 al 2,08 del 2018, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat³⁵.

Il segmento dell'energia elettrica è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende l'insieme di due dei segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire l'energia elettrica e il gas. Poiché anche il peso di quest'ultimo è lievemente aumentato nel 2018 (si veda il Capitolo 3 di questo Volume), l'incidenza della tipologia "Beni energetici regolamentati" è passata dal 4,14% del 2017 al 4,34% del 2018.

L'indice dei prezzi dell'energia elettrica rilevato dall'Istat presenta nel 2017 livelli superiori a quelli dell'anno precedente in tutti i mesi, in misura compresa tra lo 0,5% e 6%, determinando un aumento medio annuo del 3,1%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dell'1,1%, la variazione in termini reali è pari al 2%. Nel primo trimestre di quest'anno si è avuto un aumento a

³⁴ I dati relativi all'anno 2018 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2018.

³⁵ 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. Al fine di misurare le quote di spesa con riferimento ai valori del periodo che definisce la base di calcolo degli indici, ossia dicembre 2017, i dati relativi ai consumi finali delle famiglie, riferiti invece all'anno 2016, vengono opportunamente inflazionati sulla base delle variazioni di prezzo misurate nel corrispondente intervallo temporale.

TAV. 2.57

Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica

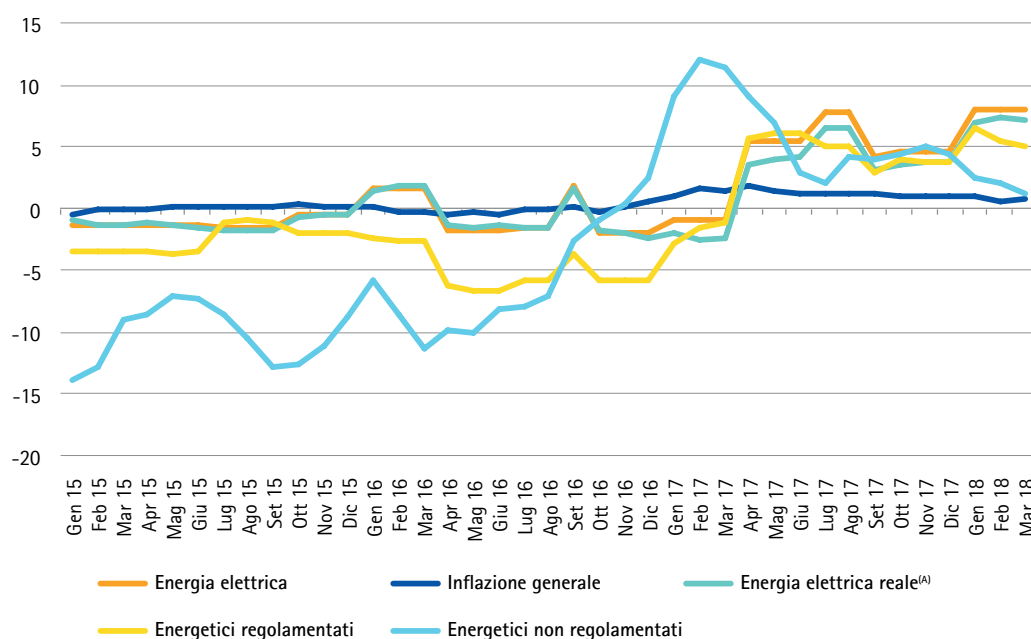
Numeri indice 2015=100 e variazioni percentuali

	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio 2017	100,5	0,5%	100,6	1,2%	99,9	-1,5%
Febbraio	100,5	0,5%	101,0	1,3%	99,5	-2,0%
Marzo	100,5	0,5%	101,0	1,2%	99,5	-1,9%
Aprile	102,7	3,5%	101,4	1,4%	101,3	0,8%
Maggio	102,7	3,5%	101,2	1,1%	101,5	0,9%
Giugno	102,7	3,5%	101,1	0,8%	101,6	1,1%
Luglio	104,9	6,0%	101,2	1,0%	103,7	3,0%
Agosto	104,9	6,0%	101,5	1,1%	103,3	2,9%
Settembre	104,9	6,0%	101,2	1,2%	103,7	2,8%
Ottobre	104,4	2,5%	101,0	0,8%	103,4	1,0%
Novembre	104,4	2,5%	100,8	1,0%	103,6	1,0%
Dicembre	104,4	2,5%	101,2	1,4%	103,2	0,6%
ANNO 2017	103,1	3,1%	101,1	1,1%	102,0	2,0%
Gennaio 2018	108,5	8,0%	101,5	0,9%	106,9	7,0%
Febbraio	108,5	8,0%	101,5	0,5%	106,9	7,4%
Marzo	108,5	8,0%	101,8	0,8%	106,6	7,1%

(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. 2.24

Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi tre anni
Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo

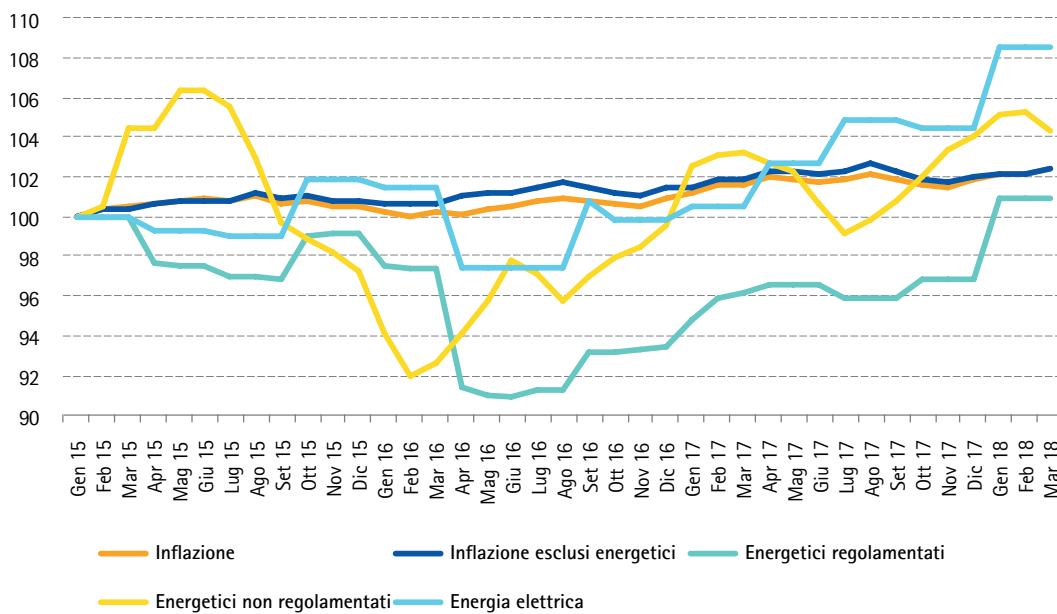


(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.
Fonte: ARERA Elaborazione su dati Istat. Indici nazionali.

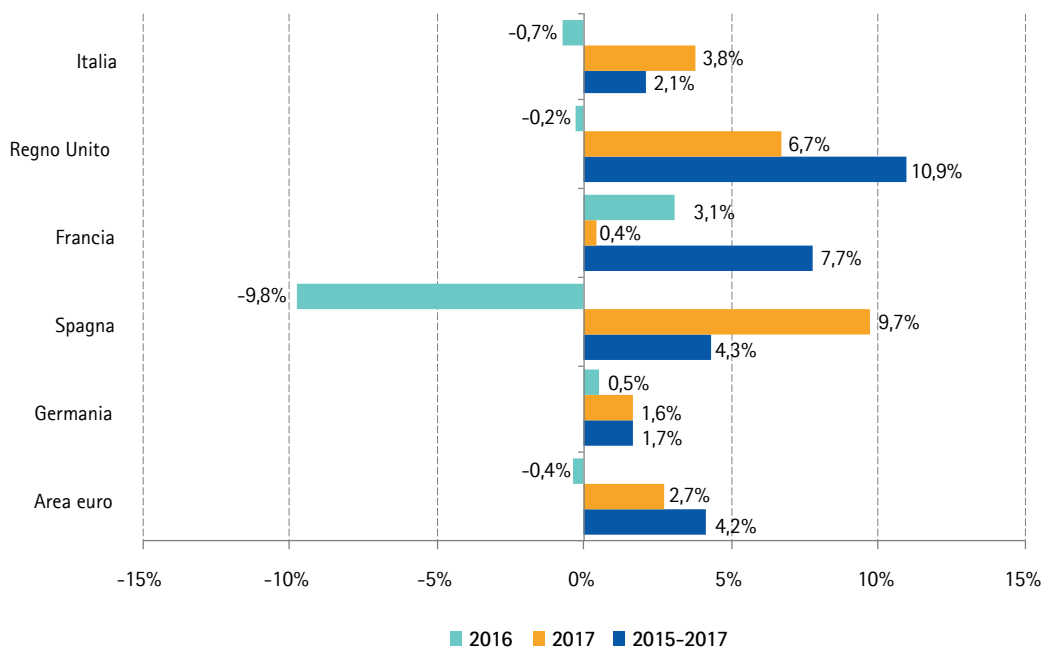
gennaio, mentre non vi sono state variazioni nei due mesi successivi. Considerando il livello medio dell'indice energia elettrica nel 2017 (pari a 103,1), l'inflazione settoriale acquisita³⁶ a marzo per il 2018 da questo segmento di consumo risulta pari al 5,2%.

L'andamento dell'elettricità ha concorso a determinare il tasso di variazione a 12 mesi dei prezzi dei "Beni energetici regolamentati" (Fig. 2.24) che dopo il minimo di -6,8% a giugno 2016, nei mesi successivi presenta valori più elevati, passando in territorio

³⁶ L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile nella restante parte dell'anno.



Fonte: ARERA Elaborazione su dati Istat. Indici nazionali.



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

positivo ad aprile, fino a raggiungere il massimo di +6,2% a giugno 2017. Nei mesi successivi il tasso si è abbassato, fino al minimo di settembre 2017 (+2,9%); a tale abbassamento ha fatto seguito una nuova tendenza crescente che ha condotto al massimo di +6,4% a gennaio 2018.

Molto più accentuate le oscillazioni dei beni energetici non regolamentati. Dopo i tassi di variazione a 12 mesi negativi, anche oltre

il 10%, registrati nel 2015, a novembre 2016 c'è stato un cambio di segno: da allora si registrano solo aumenti, anche se quelli più elevati, superiori al 10%, sono limitati ai mesi di febbraio e marzo 2017, dopodiché le variazioni sono via via più contenute. Tale andamento ha tratti in comune con quello dell'inflazione generale, che dopo i tassi negativi (diminuzioni dei prezzi) di gran parte del 2016, da novembre dello stesso anno presenta tassi di variazione a 12

mesi sempre positivi, anche se molto bassi; ciò è testimoniato dal fatto che, nel complesso del triennio esaminato, il livello generale dei prezzi è salito di appena il 2% (Fig. 2.25).

L'evoluzione del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati pubblicati dall'Eurostat e rilevati per la misura dell'inflazione (Fig. 2.26). L'aumento del 3,8%, registrato nel 2017 in Italia, risulta di poco superiore alla media dell'area euro (+2,7%). L'aumento più basso si è verificato in Francia (+0,4%), quello più elevato in Spagna (+9,7%), che però l'anno precedente era stato il paese a presentare la maggiore diminuzione (-9,8%). Considerando l'insieme degli ultimi tre anni, l'Italia presenta un aumento (+2,1%) inferiore alla media dell'area euro (+4,2%), all'interno della quale l'estremo inferiore è la Germania (+1,7%) e quello superiore la Francia (+7,7%). nettamente al di sopra di tale intervallo si colloca il Regno Unito (+10,9%).

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica è coerente con l'andamento delle condizioni 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. Per tale consumatore tipo, le forniture in maggior tutela presentano dal 2015 all'inizio del 2017 (Fig. 2.27) livelli di prezzo sostanzialmente stabili, con modeste oscillazioni intorno al valore medio di 18,6 c€/kWh. A partire dal secondo trimestre 2017 si manifesta una tendenza crescente che conduce al massimo di 20,62 c€/kWh registrato all'inizio del 2018. Tuttavia già nel secondo trimestre si verifica una netta diminuzione (1,64 c€/kWh, -8%) che determina un valore (18,98 c€/kWh) di poco superiore alla media del biennio 2015-2016.

La dinamica sopra esposta risulta dall'evoluzione delle singole componenti. In dettaglio:

- la materia energia è la voce con la maggiore incidenza (circa il 45%), pertanto il suo andamento condiziona quello del prezzo totale; nel periodo considerato (da gennaio 2015 a giugno 2018) tale componente presenta un minimo (7,56 c€/kWh) nel secondo trimestre 2016 (si tratta dei mesi immediatamente successivi al crollo del prezzo del petrolio), cui seguono sette trimestri caratterizzati da una tendenza sostanzialmente crescente, che

conduce al massimo di 10,02 c€/kWh del primo trimestre 2018, nel quale, come sopra evidenziato, anche il prezzo totale ha segnato il suo massimo; nel trimestre successivo vi è stato un forte calo (17%, -1,70 c€/kWh), dovuto alla riduzione attesa nei mercati all'ingrosso;

- gli oneri di sistema sono cresciuti sino al massimo registrato nell'ultimo trimestre 2015 (4,82 c€/kWh), soprattutto per effetto dell'elemento relativo agli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (A_3); successivamente tale tendenza si è invertita e si è avuta una diminuzione del 25% che ha condotto, nei mesi centrali del 2017, al minimo di 3,62 c€/kWh, principalmente a causa della sospensione transitoria dell'elemento relativo alle agevolazioni alle imprese a elevato consumo energetico (AE); la riattivazione di tali agevolazioni è la causa principale degli aumenti del primo e del secondo trimestre 2018 (rispettivamente pari a 9% e 5%, per un incremento totale di 0,55 c€/kWh);
- i costi di trasporto e misura sono rimasti stabili nel 2015 e nel 2016, con valori intorno a 3,3 c€/kWh, mentre hanno avuto un netto aumento (18%) nel primo trimestre 2018 (+0,61 c€/kWh), compensato in piccola parte dalla riduzione (2%) del trimestre successivo. Gran parte di tale aumento è dovuto alla riduzione delle quantità di energia distribuite (stante l'invarianza dei ricavi riconosciuti alle imprese di distribuzione e trasmissione) e all'applicazione della riforma nell'articolazione delle tariffe.

All'1 aprile 2018, il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente, con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza, era pari a 16,45 c€/kWh al netto delle imposte e a 18,98 c€/kWh al lordo delle imposte.

Le voci a copertura dei costi di trasporto e misura (incluse le componenti tariffarie UC_3 e UC_6 , in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) rappresentano il 20,4% del prezzo lordo complessivo, sostanzialmente lo stesso peso registrato nel secondo trimestre 2017 (20,6%).

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica ad aprile 2018 hanno un'incidenza del 43,8%, superiore di 1,8 punti rispetto a un anno prima. 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}).

Infine, all'1 aprile 2018 gli oneri generali di sistema, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, incidono sul prezzo lordo per il 22,4% (Fig. 2.28), in aumento di 3,5 punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2017. La tavola 2.56 illustra la ripartizione del gettito complessivo degli oneri generali di sistema, di competenza del 2017, tra le diverse componenti, evidenziando il peso della componente A₃. Per ulteriori informazioni di dettaglio, si rimanda al Capitolo 2 del Volume II.

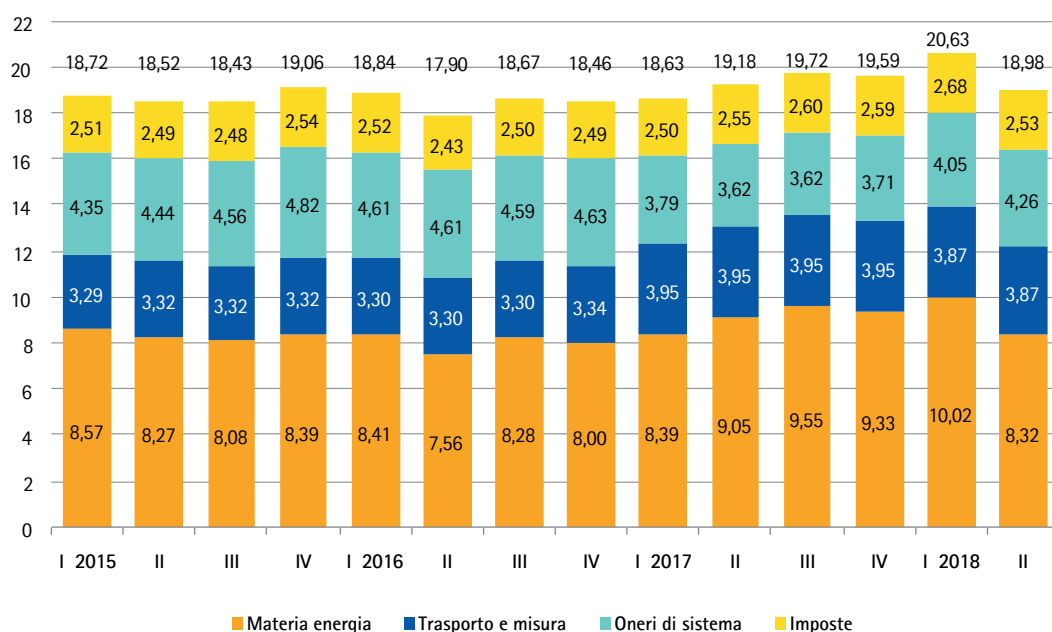


FIG. 2.27

Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW

c€/kWh; 2015-2018

Fonte: ARERA.

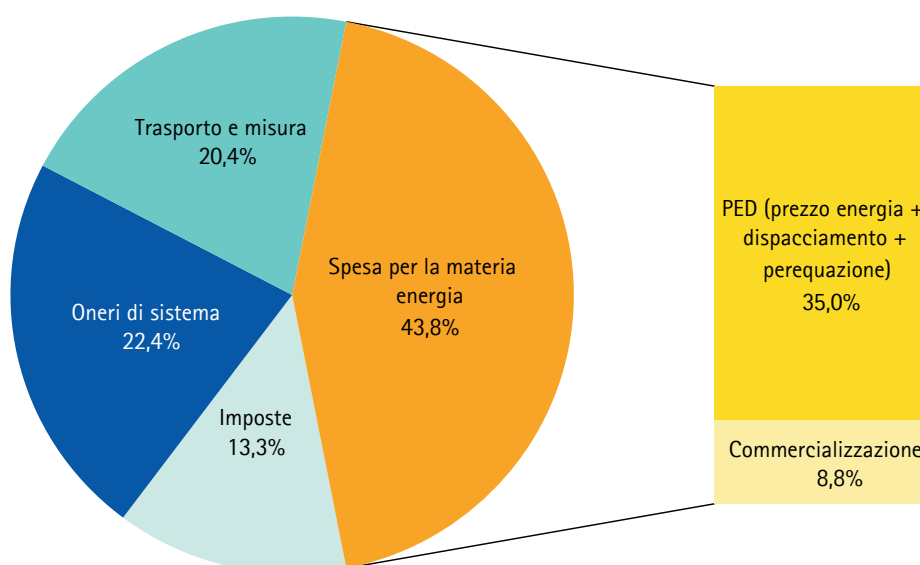


FIG. 2.28

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

Valori aggiornati al secondo trimestre 2018

Fonte: ARERA.

TAV. 2.58

Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2017
Milioni di euro

ALiquota	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A ₂	Oneri per il finanziamento delle attività nucleari residue	187
A ₃	Fonti rinnovabili e assimilate	12.405
A ₄	Regimi tariffari speciali ferrovie	110
A ₅	Finanziamento della ricerca	69
A ₆	<i>Bonus sociale</i>	86
A ₅	Agevolazioni imprese energivore	626
UC ₄	Imprese elettriche minori	65
MCT	Misure di compensazione territoriale	48
UC ₇	Efficienza energetica negli usi finali	688
TOTALE		14.284

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati CSEA.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

La continuità del servizio di trasmissione nel 2017, misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS), evidenzia un deciso peggioramento rispetto al 2016. Il valore di ENS nel 2017 è il peggiore, insieme a quello registrato nel 2012, del periodo 2010-2017. Nella tavola 2.59 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS negli anni dal 2010 al 2017.

L'alto valore di ENS registrato nel 2017 è dovuto principalmente alle interruzioni occorse nel 2017 in conseguenza di condizioni

meteorologiche eccezionali, nonché al verificarsi di due incidenti rilevanti che hanno determinato una quantità di energia non servita pari a 1.593 MWh. L'incidente rilevante è un'interruzione con ENS superiore a 250 MWh, considerati gli effetti dei servizi di mitigazione prestati dalle imprese distributrici, tali da consentire l'alimentazione degli utenti connessi alle reti di distribuzione a seguito di disalimentazioni delle cabine primarie originate sulla Rete di trasmissione nazionale (RTN).

TAV. 2.59

Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti
MWh/anno

ANNO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ENS ^(A)	2.175	3.131	4.460	2.980	1.693	3.211	1.686	4.104

Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

Nella tavola 2.60 è rappresentato il numero degli incidenti rilevanti e la relativa ENS nel periodo 2010-2017, mentre nella tavola 2.61 è riportato il numero di episodi di mitigazione resi dalle imprese distributrici nel periodo 2017-2012 e l'entità complessiva dell'energia controalimentata.

Ai fini della regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione, l'indicatore oggetto di regolazione premi-penalità è la ENS ottenuta escludendo i volumi di ENS derivanti da cause non riconducibili all'operato di Terna e considerando il contributo degli incidenti rilevanti corretto da una funzione di saturazione (ENS regolata).

Per il periodo 2016-2023 gli obiettivi di miglioramento annuo della ENS regolata sono riferiti all'intera Rete di trasmissione nazionale con l'esclusione della rete già di proprietà della società Ferrovie

dello Stato Italiano e successivamente acquisita con contratto di compravendita da Terna e conferita alla RTN (RTN FSI); nel 2017 il valore obiettivo della ENS regolata è pari a 946 MWh mentre il valore effettivo di ENS regolata comunicato da Terna, e ancora oggetto di verifica da parte dell'Autorità, è pari a 855 MWh.

Il numero medio delle interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti) e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) per utente dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna, inclusi gli incidenti rilevanti, è riportato nella tavola 2.62.

Nel 2017 tale numero medio, su base nazionale, è peggiorato rispetto ai valori registrati nel 2016, e si riporta ai valori registrati nel biennio 2014-2015; con l'esclusione dell'area di Palermo, il dato 2017 è peggiore rispetto a quello del 2016 in tutte le aree operative territoriali gestite da Terna.

ANNO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Incidenti rilevanti	1	2	3	2	0	2	1	2
ENS	339	1.305	2.985	1.163	0	1.876	295	1.593

Fonte: Rapporti annuali di Terna e comunicazioni di Terna ad ARERA.

TAV. 2.60

Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti

Numero di incidenti rilevanti; MWh/anno

ANNO	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Episodi	17	22	9	17	6	12
Mitigazione	447	1.408	353	232	133	1.392

Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

TAV. 2.61

Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici

Numero di episodi; MWh/anno

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Torino	0,21	0,25	0,20	0,25	0,29	0,47	0,47	0,48
Milano	0,10	0,09	0,16	0,18	0,20	0,42	0,25	0,27
Padova	0,29	0,31	0,33	0,46	0,89	0,45	0,44	0,47
Firenze	0,19	0,14	0,16	0,25	0,17	0,65	0,22	0,57
Roma	0,32	0,42	0,70	0,57	0,45	0,75	0,55	0,83
Napoli	1,14	0,90	0,99	0,95	0,95	1,04	0,65	0,81
Palermo	0,80	0,95	0,79	0,84	1,11	0,89	0,70	0,60
Cagliari	0,11	0,27	0,41	0,73	2,33	0,61	0,16	0,44
TOTALE ITALIA	0,39	0,39	0,45	0,49	0,61	0,65	0,44	0,57

(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.

TAV. 2.62

Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN

Numero di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti)^(A)

Dal 2016 è in vigore un nuovo meccanismo di regolazione individuale a tutela dei clienti finali alimentati in altissima o alta tensione (AAT o AT). I clienti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità o che subiscono una disalimentazione di durata prolungata (Tav. 2.63), in entrambi i casi di responsabilità di Terna, ricevono un indennizzo economico se hanno adempiuto a un obbligo informativo nei confronti di Terna.

L'ammontare versato da Terna relativamente alle interruzioni accadute nell'anno 2017 è pari a circa 253.000 € per il numero di interruzioni e 100.000 € per la durata massima delle interruzioni.

Le 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 calendariali di anticipo rispetto alla sua esecuzione, mentre è considerata non programmata negli altri casi.

All'indisponibilità di elementi della rete non corrisponde univocamente un'indisponibilità dell'alimentazione elettrica all'utente: tale circostanza si verifica qualora l'utente sia connesso in assenza di ridondanza e venga meno un elemento di rete necessario alla sua alimentazione elettrica (es. perdita della linea di alimentazione in antenna per un utente da essa alimentato).

Sono di seguito sintetizzate, nelle tavole da 2.63 a 2.68 le principali evidenze emerse nel periodo 2015-2017, con un rilievo particolare per l'indisponibilità delle linee elettriche aeree dal momento che, tra i vari elementi di rete (montanti di linea, sistemi di sbarre, trasformatori, cavi ecc.), le linee elettriche aeree sono quelli più significativi ai fini della rappresentatività dell'indisponibilità dell'intera RTN.

TAV. 2.63

Standard relativi al numero di interruzioni senza preavviso lunghe o brevi e alla durata massima delle interruzioni senza preavviso per i clienti finali AAT o AT

TIPOLOGIA DI CLIENTE FINALE	NUMERO MASSIMO DI INTERRUZIONI LUNGHE E BREVI	DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI
Clienti con connessione magliata	0	2 ore
Clienti con connessione radiale con livello di tensione superiore a 150 kV	0	2 ore
Clienti finali con connessione radiale con livello di tensione non superiore a 150 kV	1	2 ore

Fonte: ARERA.

TAV. 2.64

ASAI relativo a tutti gli elementi di rete per area operativa territoriale

Average System Availability Index: indice che rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2015	2016	2017
Torino	98,922%	98,977%	98,964%
Milano	99,096%	99,122%	98,933%
Padova	99,041%	99,254%	99,073%
Firenze	98,856%	98,813%	98,913%
Roma	99,233%	99,144%	98,944%
Napoli	99,314%	99,504%	99,246%
Palermo	99,220%	99,278%	99,254%
Cagliari	99,328%	99,181%	99,131%
TOTALE TERNA	99,101%	99,163%	99,043%

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

LINEE	2015	2016	2017
Linee ≤ 150 kV	99,085%	99,127%	98,890%
Linee 220 kV	97,416%	98,267%	97,034%
Linee 380 kV	98,476%	99,034%	98,195%

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

LINEE	2015	2016	2017
Numero medio di indisponibilità ^(A) annue programmate			
Linee ≤ 150 kV	1,031	1,264	1,414
Linee 220 kV	1,925	1,809	2,212
Linee 380 kV	1,298	1,463	1,697
Numero medio di indisponibilità annue non programmate			
Linee ≤ 150 kV	0,300	0,305	0,445
Linee 220 kV	0,370	0,419	0,656
Linee 380 kV	0,340	0,261	0,534

(A) Il numero delle indisponibilità medio è calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutte le linee elettriche aeree dell'intera RTN, e non rispetto alle sole linee oggetto di indisponibilità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

LINEE	2015	2016	2017
Ore medie di indisponibilità ^(A) programmata rispetto alle ore annue			
Linee ≤ 150 kV	0,7%	0,8%	0,9%
Linee 220 kV	2,2%	1,5%	2,3%
Linee 380 kV	1,2%	0,8%	1,3%
Ore medie di indisponibilità non programmata rispetto alle ore annue			
Linee ≤ 150 kV	0,2%	0,1%	0,3%
Linee 220 kV	0,4%	0,3%	0,7%
Linee 380 kV	0,3%	0,2%	0,5%

(A) Il numero delle indisponibilità medio è calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutte le linee elettriche aeree dell'intera RTN, e non rispetto alle sole linee oggetto di indisponibilità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

LINEE	2015	2016	2017
Numero medio di volte che un utente strutturalmente connesso in assetto magliato è stato temporaneamente connesso in assetto radiale (eventi/anno) ^(A)			
Linee ≤ 150 kV	5,760	5,537	7,003
Linee 220 kV	0,117	0,071	0,148
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
Linee 220 kV	38,010	14,991	45,405

(A) Il numero medio di utenti connessi strutturalmente in magliato e temporaneamente connessi in radiali è calcolato, per ogni livello di tensione, rispetto a tutti gli utenti connessi strutturalmente in magliato.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.65

ASAI relativo alle linee elettriche aeree per livello di tensione

Average System Availability Index: indice che rappresenta la disponibilità degli elementi della RTN

TAV. 2.66

Numerosità delle indisponibilità delle linee elettriche aeree, per livello di tensione

TAV. 2.67

Durata delle indisponibilità delle linee elettriche aeree, per livello di tensione

TAV. 2.68

Utenti strutturalmente connessi in assetto magliato e temporaneamente connessi in assetto radiale, per livello di tensione

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni

Nel 2017 si è registrato un peggioramento della durata e del numero delle interruzioni, rispetto al 2016, dovuto principalmente alle nevicate eccezionali del gennaio 2017 nelle regioni Abruzzo e Marche. Il 2017 ha evidenziato similitudini, in termini di continuità del servizio, con il 2012 e il 2015, anni in cui l'impatto di eventi meteorologici eccezionali ha contribuito in modo consistente all'aumento della durata e del numero delle interruzioni.

Rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione premi-penalità della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, il 2017 ha evidenziato un miglioramento pari al 50% per la durata delle interruzioni e al 43% per il numero di interruzioni

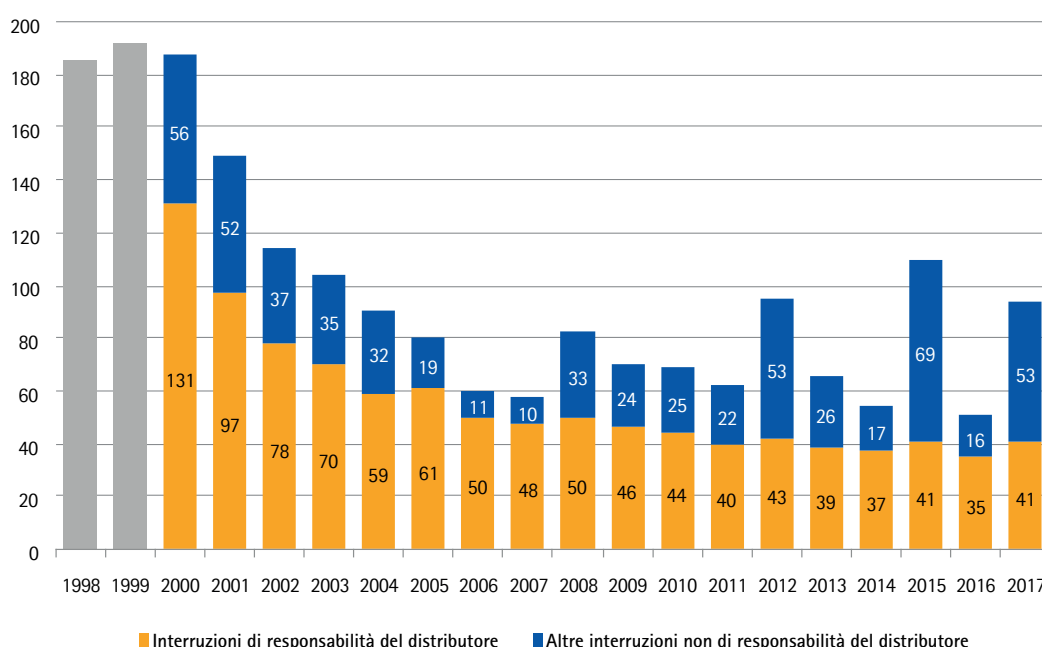
lunghe (di durata superiore a tre minuti). Si è confermato il divario tra il Centro-Nord e il Sud del Paese.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2017, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si è attestata a 41 minuti a livello nazionale (Fig. 2.29 e Fig. 2.31), e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) di responsabilità delle imprese distributrici si è attestato a 3,06 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Fig. 2.34). Nel calcolo di tali valori sono state dedotte le interruzioni con origine sulla RTN e sulla rete in alta tensione, le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate, identificate in base a un metodo statistico, le interruzioni dovute a eventi eccezionali,

FIG. 2.29

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno^(A); riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti)

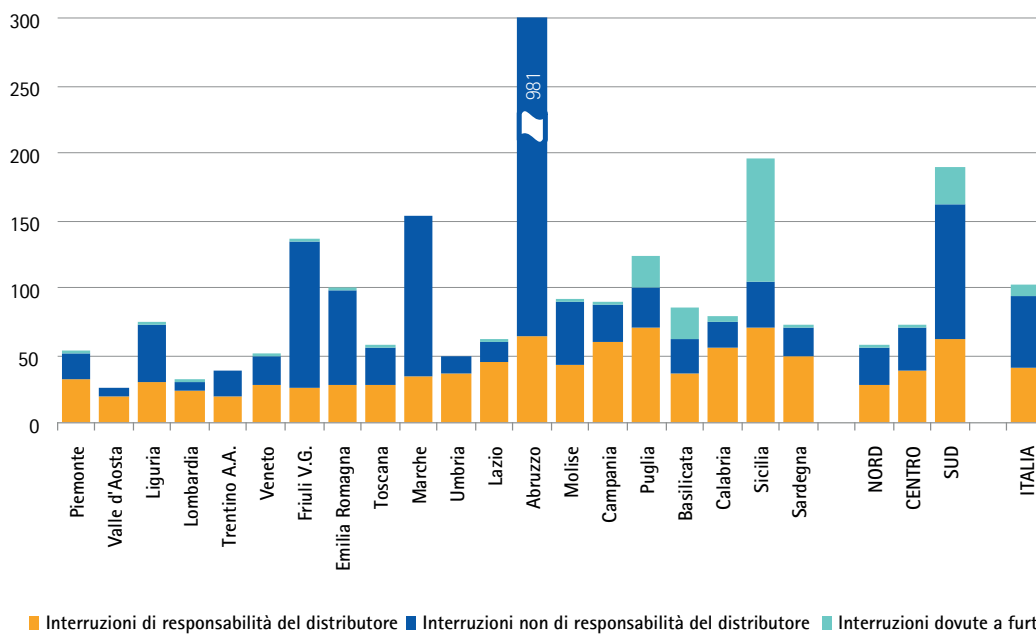


(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2017 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati degli esercenti.

FIG. 2.30

Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione
Riferita a -distribuzione e ad altre imprese distributrici^(A)



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2016 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.
Fonte: ARERA. Elaborazione su dati degli esercenti.

ad atti di autorità pubblica e a furti; per queste ultime è mostrato, nella figura 2.30, il contributo alla durata su base regionale.

Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione, nel 2017:

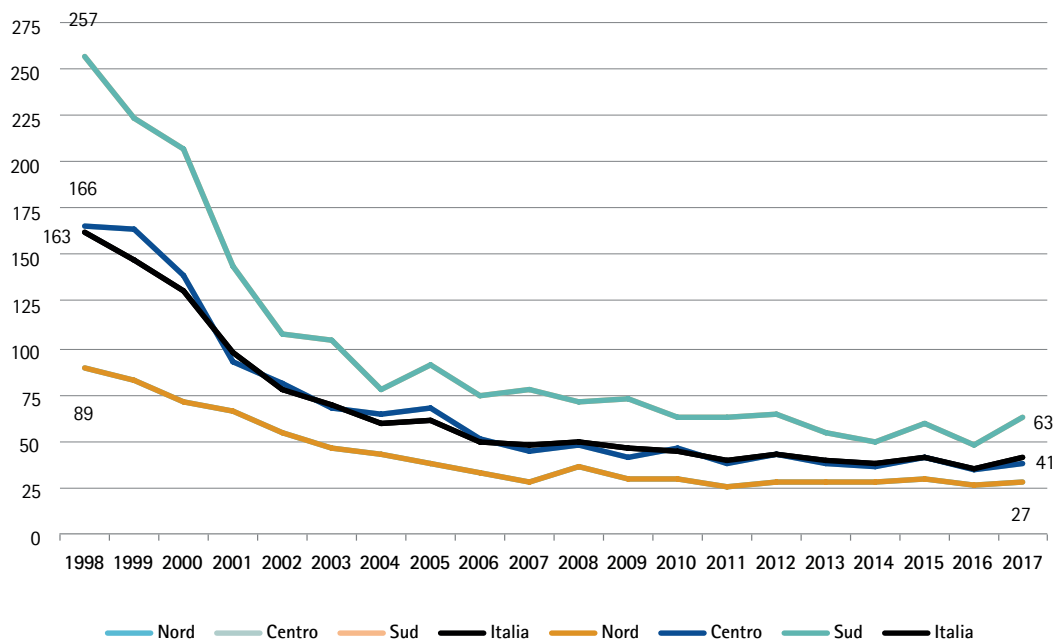
- la durata delle interruzioni per utente in bassa tensione è stata pari a 93 minuti (Fig. 2.29);
- la durata delle interruzioni per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stata di 41 minuti a livello nazionale, di 27 minuti nel Nord Italia, di 38 minuti nel Centro Italia e di 63 minuti nel Sud Italia;
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 2,05 per utente in bassa tensione (Fig. 2.32);
- il numero di interruzioni senza preavviso brevi si è attestato a 1,92 per utente in bassa tensione (Fig. 2.33);

il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stato pari a 3,06 a livello nazionale (con un miglioramento del 34% rispetto al 2008), corrispondente a 1,96 interruzioni nel Nord Italia, 2,59 nel Centro Italia e 4,95 nel Sud Italia (Fig. 2.34).

FIG. 2.31

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Minuti persi per cliente BT all'anno^(A); riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici



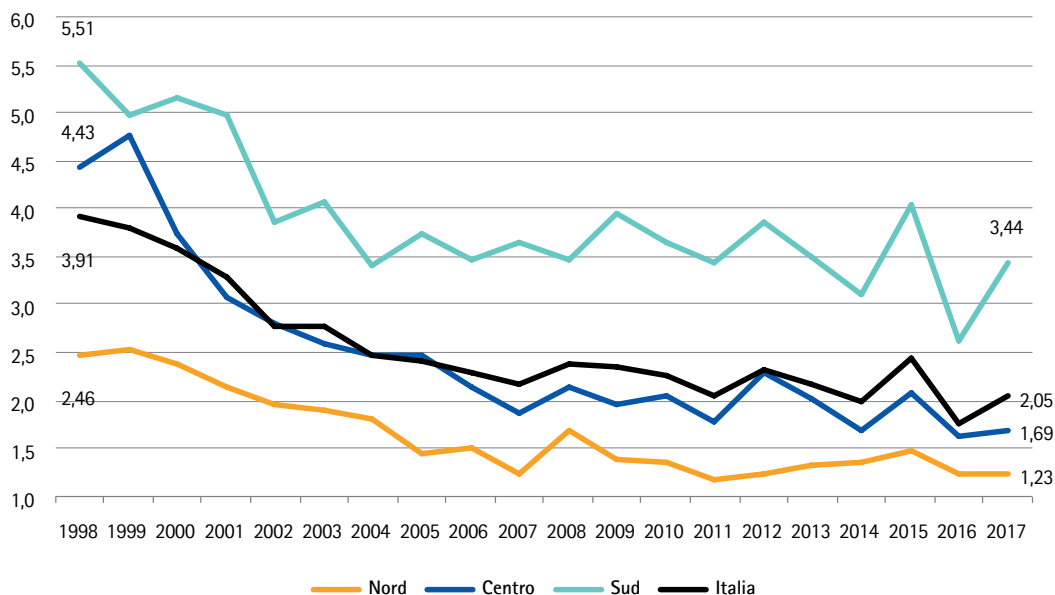
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2017 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati degli esercenti.

FIG. 2.32

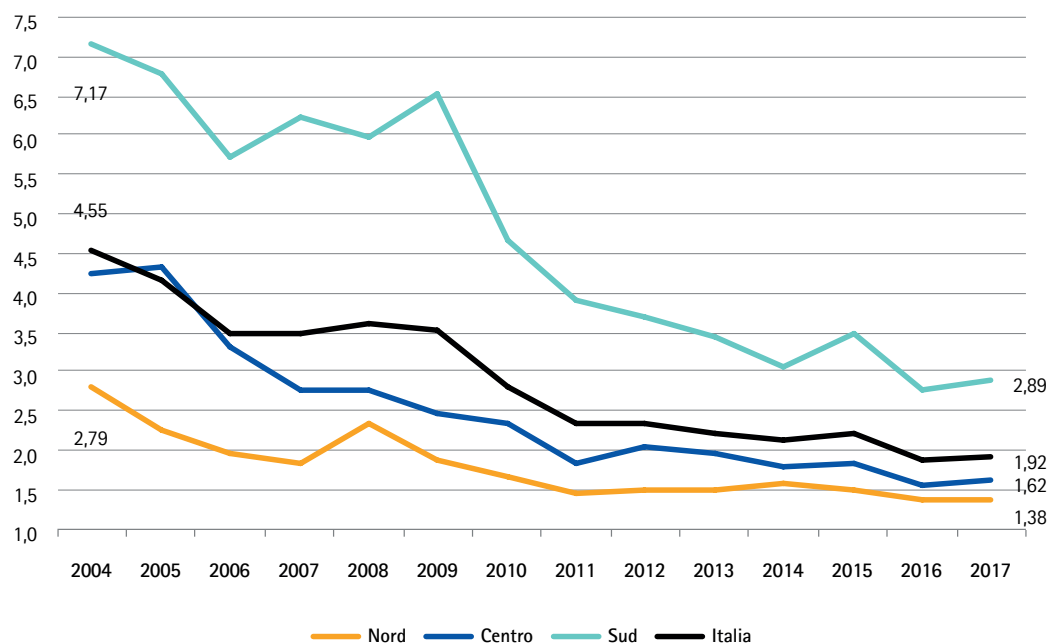
Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)^(A)



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2017 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati degli esercenti.



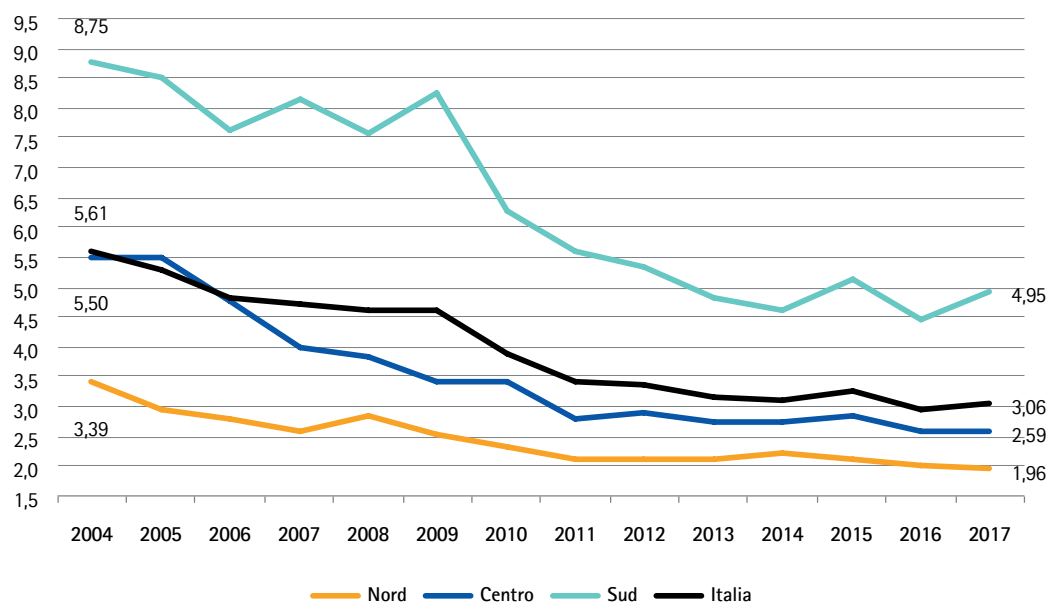
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2016 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.33

Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)^(A)



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2016 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.34

Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici^(A)

La tavola 2.69 mostra i valori di continuità del servizio su base regionale, relativi a interruzioni sulle reti di distribuzione e trasmissione – esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti rilevanti e, per quanto riguarda la durata delle interruzioni, anche dei 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 (di durata inferiore al secondo) registrati nel corso del 2017.

Per quanto riguarda le interruzioni transitorie che hanno interessato gli utenti in media tensione, non oggetto di regolazione

incentivante, l'Autorità ha confermato nella pubblicazione comparativa tra imprese distributrici un possibile strumento mirato a ridurre il numero. Tale pubblicazione comparativa tra imprese distributrici comprende anche il confronto sulla durata delle interruzioni lunghe e sul numero di interruzioni lunghe, brevi e transitorie misurate sull'utenza in bassa tensione.

Persiste, anche se in attenuazione, il fenomeno dei furti negli impianti della distribuzione. Per le regioni del Sud Italia si riporta la durata delle interruzioni dovute a furti nel periodo 2008-2017, come illustrato nella tavola 2.70.

TAV. 2.69

Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione nel 2017

Valori medi annuali riferiti a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE INTERRUZIONI (AL NETTO DEI FURTI)	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI TRANSITORIE
Piemonte	52	1,45	1,55	2,03
Valle d'Aosta	27	0,82	1,34	1,37
Liguria	72	1,32	1,81	2,12
Lombardia	31	0,98	0,95	1,10
Trentino Alto Adige	39	1,02	1,26	0,88
Veneto	48	1,38	1,71	3,03
Friuli Venezia Giulia	133	1,38	1,88	4,29
Emilia Romagna	99	1,39	1,48	2,19
Toscana	55	1,45	1,55	2,16
Marche	153	1,76	1,88	3,27
Umbria	49	1,52	1,43	3,53
Lazio	61	1,87	1,64	2,77
Abruzzo	1.045	4,11	4,25	9,33
Molise	90	2,08	2,52	4,54
Campania	87	3,23	2,76	2,90
Puglia	100	3,37	2,63	4,21
Basilicata	62	1,85	1,99	3,73
Calabria	76	3,16	2,69	4,54
Sicilia	105	4,28	3,27	6,91
Sardegna	71	2,45	2,30	3,52
Nord	56	1,23	1,38	1,98
Centro	70	1,69	1,62	2,69
Sud	161	3,44	2,89	4,91
ITALIA	93	2,05	1,92	3,08

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.70

REGIONE O AREA	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Abruzzo	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Molise	0	0	0	0	4	2	10	5	7	0
Campania	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
Puglia	13	15	44	169	71	129	58	97	54	25
Basilicata	2	1	15	16	11	29	26	62	46	24
Calabria	0	0	0	30	39	37	33	18	7	3
Sicilia	78	81	204	391	288	259	351	133	113	91
Sardegna	0	0	0	0	2	1	1	1	0	0
Sud	22	23	60	135	91	95	103	57	41	28
ITALIA	7	8	20	45	35	37	40	22	16	11

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Durata media annuale delle interruzioni per utente in bassa tensione dovute a furti registrate da e-distribuzione
Minuti persi

Standard di qualità individuali per utenti in media tensione

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione. Gli utenti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (Tav. 2.71) possono ricevere un indennizzo economico. Con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione, per avere diritto a tali indennizzi,

gli utenti in media tensione devono aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità, qualora l'impianto sia stato realizzato prima del novembre 2006.

Gli utenti in media tensione che nel 2017 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 22%, ben oltre l'8% medio nazionale (Fig. 2.35).

TAV. 2.71

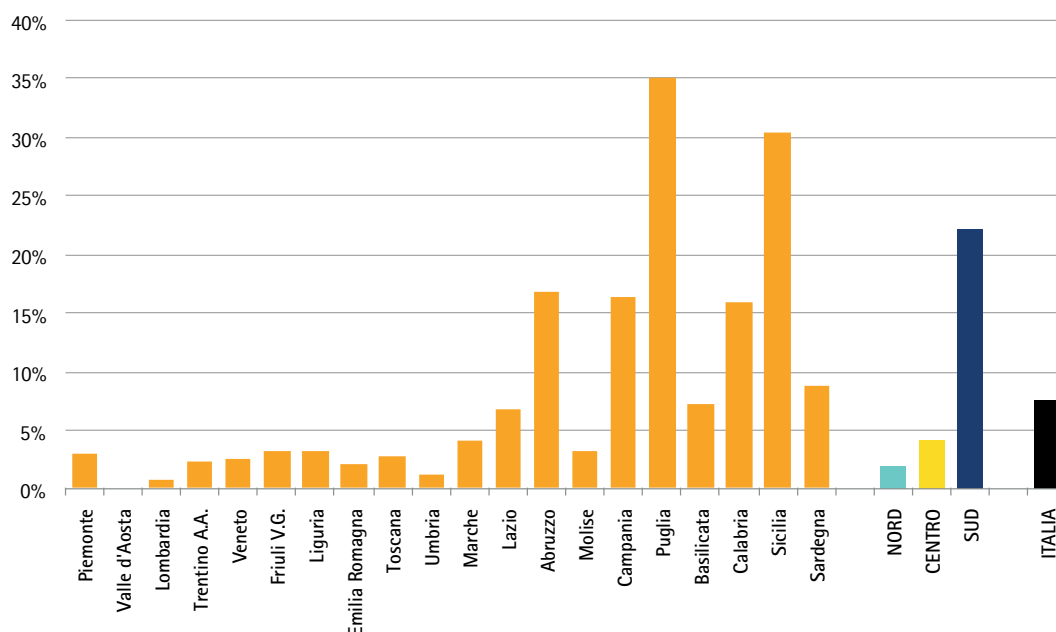
LOCALIZZAZIONE DELL'UTENTE	DIMENSIONE COMUNE	STANDARD VIGENTI
Ambiti in alta concentrazione	Oltre 50.000 abitanti	6
Ambiti in media concentrazione	Tra 5.000 e 50.000 abitanti	9
Ambiti in bassa concentrazione	Meno di 5.000 abitanti	10

Fonte: ARERA.

Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione

FIG. 2.35

Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS). L'impresa distributrice trattiene una quota predefinita del CTS e deve versarne la maggior parte al Fondo utenti in media tensione presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) (Tav. 2.72). Alla CSEA è destinata anche la quota di penalità per numero di interruzioni oltre lo standard, che le imprese distributrici non corrispondono direttamente a indennizzo di utenti in media tensione nel caso di utenti con impianti non adeguati. In particolare, tali somme vengono destinate al Conto qualità dei servizi elettrici che, insieme al Fondo utenti in media tensione, ha l'obiettivo di finanziare

interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati dalla regolazione premi-penalità della continuità del servizio).

Le somme derivanti dal corrispettivo tariffario specifico CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2017 evidenziano un trend decrescente rispetto agli anni precedenti, spiegabile con l'aumento progressivo del numero di utenti aventi impianti adeguati su tutto il territorio nazionale. Il numero di utenti in media tensione con impianti adeguati al 31 dicembre 2017 ha infatti superato le 62.000 unità (Fig. 2.36).

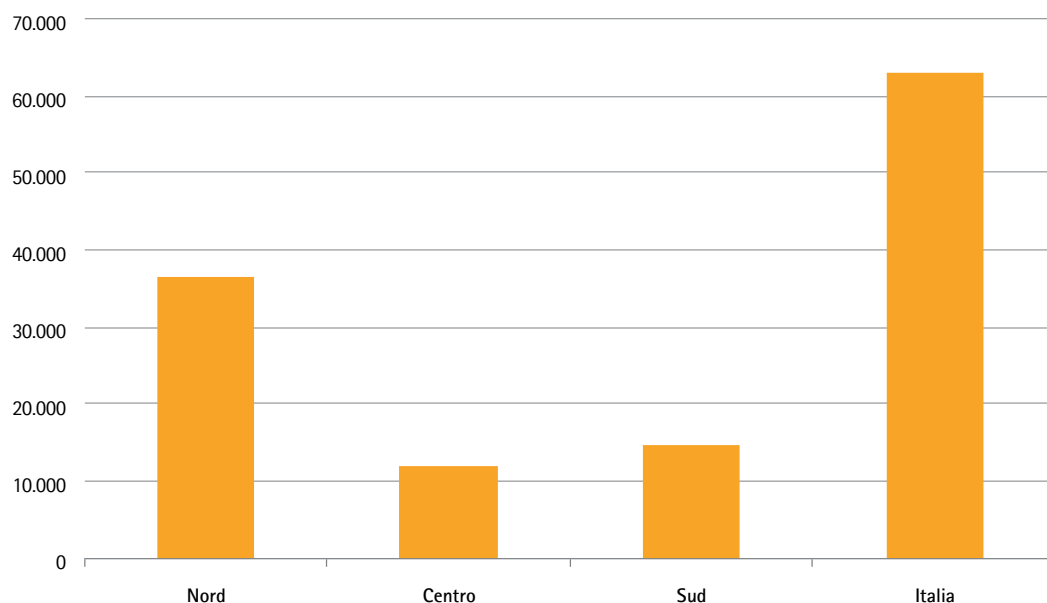
Le penalità versate per l'anno 2017 (Tav. 2.73) sono in diminuzione rispetto all'anno 2016 per effetto del miglioramento generale della continuità per l'anno 2017.

TAV. 2.72

Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati
Milioni di euro

ANNO	CTS RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CTS TRATTENUTO	ECCEDENZA VERSATA ALLA CSEA
2007	12,8	5,2	7,6
2008	45,2	5,4	39,8
2009	62,5	5,5	57,0
2010	54,6	5,3	49,3
2011	53,4	5,3	48,1
2012	45,7	9,2	36,5
2013	43,7	9,7	34,0
2014	41,0	9,8	31,3
2015	40,4	9,7	30,7
2016	37,8	9,6	28,2
2017	34,7	9,8	25,0

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.



Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.36

Utenti in media tensione con impianti adeguati nel 2017

ANNO	CTS RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CTS TRATTENUTO	ECCEDEZZA VERSATA ALLA CCSE
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

Fonte: ARERA. Elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.73

Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e brevi e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati

Milioni di euro

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

Oltre alle interruzioni, gli utenti di tipo industriale, in specie se associati ad attività produttive di tipo continuo, risultano essere 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 rapido ripristino della tensione. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in percentuale della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi).

Fino al 2015 i buchi di tensione sono stati registrati unicamente su un campione del 10% delle semisbarre in media tensione (MT) delle cabine primarie, e resi disponibili attraverso il portale denominato QuEEN (Qualità dell'ENergia Elettrica) della società Ricerca sul sistema energetico - RSE.

Per effetto della delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, dal 2015 tutte le semisbarre MT delle cabine primarie sono dotate di apparecchiature per il monitoraggio dei buchi di tensione, che costituiscono il "Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione". La disponibilità dei dati sui buchi di tensione per ogni rete in media tensione è ottenuta, a partire dalle rilevazioni del 2016, tramite il

sito MonNaLISA (Monitoraggio nazionale a livello di stazione AT/MT) sviluppato da RSE, che aggrega ed elabora i dati ricevuti dai distributori.

La tavola 2.74 riporta i valori di alcuni indicatori sintetici relativi ai buchi di tensione, rilevanti ai fini della qualità della tensione per gli utenti, registrati tramite il sistema QuEEN fino al 2016. Tali indicatori fanno riferimento alle classi di immunità delle apparecchiature elettriche a fronte di buchi di tensione, indicate dalle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34, che richiamano la definizione di classi di ambienti elettromagnetici fornita dalla CEI EN 61000-2-4.

La tavola 2.75 rappresenta il numero medio di buchi di tensione registrati nel 2016 dal Sistema nazionale di monitoraggio della

qualità della tensione, riferito alle 4.168 semisbarre monitorate. 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.

La tavola 2.76 riporta il numero di buchi di tensione rilevanti per gli utenti nell'anno 2016, resi disponibili dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione.

Il confronto tra le registrazioni dei buchi di tensione del 2016 provenienti dal sistema campionario QuEEN e dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione (che monitora tutte le semisbarre MT di Cabina Primaria), pur evidenziando alcune differenze, conferma la sostanziale equivalenza della distribuzione dei buchi di tensione tra le classi di severità.

TAV. 2.74

Numero medio di buchi di tensione per classe di severità su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione
Anni 2006-2016

INDICATORE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
N: numero dei buchi di tensione	122,8	136,3	126,5	114,4	98,4	90,9	103,3	110,4	99,6	126,8	101,8
N2a: numero dei buchi con classe di severità 2	61,7	64,3	68,8	49,6	40,6	34,6	37,7	39,6	37,4 ^(A)	44,8(A)	34,3
N3b: numero dei buchi con classe di severità 3	25,7	25,2	26,8	18,8	16,0	14,2	16,2	16,9	16,5(A)	19,3(A)	15,1

(A) Dato rettificato rispetto a quanto pubblicato nelle precedenti Relazioni Annuali.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati del sistema di monitoraggio QuEEN.

TAV. 2.75

Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2016

Dati riferiti al periodo tra l'1 gennaio 2016 e il 31 dicembre 2016

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA ^(A)				
	20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
$80 \leq u < 90$	33,93	4,35	0,93	0,34	0,05
$70 \leq u < 80$	12,91	3,01	0,38	0,21	0,07
$40 \leq u < 70$	17,07	3,95	0,31	0,11	0,03
$5 \leq u < 40$	5,22	1,39	0,12	0,02	0,00
$1 \leq u < 5$	0,27	0,05	0,07	0,03	0,10
TOTALE	69,40	12,74	1,82	0,72	0,25

Fonte: Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

TAV. 2.76

Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2016

Dati riferiti al periodo tra l'1 gennaio 2016 e il 31 dicembre 2016

INDICATORE	2016
N: numero dei buchi di tensione	84,93
N2a: numero dei buchi con classe di severità 2	30,74
N3b: numero dei buchi con classe di severità 3	12,39

Fonte: ARERA.

Indennizzi per interruzioni di lunga durata

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per gli utenti in bassa tensione e in media tensione (estesi dal 2012 anche ai produttori in bassa tensione e in media tensione) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate (Tav. 2.77).

La tavola 2.78 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa tensione e in media tensione, con riferimento alle interruzioni occorse nel 2017 per il superamento di tali standard: circa 76 milioni di euro a circa 620.000

utenti in bassa tensione (in media circa 123 euro per utente) e circa 6 milioni di euro a circa 4.500 utenti in media tensione (in media poco meno di 1.240 euro per utente).

Per il 2017, circa 75 milioni di euro di indennizzi sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso la CSEA, in quanto dovuti a interruzioni causate non di responsabilità delle imprese. Tale Fondo è finanziato in parte dalle imprese di distribuzione e da Terna e in parte dagli utenti in media e in bassa tensione.

Sempre per il 2017, ulteriori 7 milioni di euro circa di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici e di Terna (Tav. 2.79) per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità.

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)	12	6
Bassa concentrazione (comuni con meno di 5.000 abitanti)	12	6
Interruzioni con preavviso		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Fonte: ARERA.

GRADO DI CONCENTRAZIONE	CLIENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	CLIENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	76.202	5,1	292	0,4
Media	232.625	29,6	2.431	2,9
Bassa	310.663	41,3	1.810	2,4
TOTALE	619.490	76,1	4.533	5,6

Fonte: ARERA.

ANNO	INDENNIZZI AGLI UTENTI PER IL 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
2015	111,2	103,5	7,7
2016	12,3	8,1	4,2
2017	81,7	74,5	7,2

Fonte: ARERA.

TAV. 2.77

Standard in vigore per l'anno 2017 sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e in media tensione

Ore

TAV. 2.78

Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e in media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni

Numero di clienti; Milioni di euro

TAV. 2.79

Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna

Milioni di euro

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura è quello di definire standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste dai clienti (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 e sono tesi alla tutela dei clienti e al miglioramento complessivo del sistema.

Le prestazioni sono assoggettate sin dall'1 luglio 2000 agli standard specifici e generali definiti dall'Autorità, che sono stati aggiornati nel 2004, nel 2007, nel 2011 e, da ultimo, nel 2015 in occasione della revisione periodica della disciplina.

TAV. 2.80

Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2017

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

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

I clienti finali che richiedono una prestazione soggetta a standard specifico, vengono informati dall'esercente il servizio di vendita del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Dal 2013 alcuni standard sono applicabili anche ai produttori di energia elettrica.

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 dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico nell'anno 2017 è in aumento rispetto all'anno 2016, (quest'ultimo già superiore alla media degli anni precedenti). Ciò comporta un aumento del numero e dell'ammontare degli indennizzi corrisposti agli utenti nel 2017, anche per le prestazioni eseguite nel 2016 (Tav. 2.80).

Esaminando le singole prestazioni, per categoria di utenza (Tavv. da 2.81 a 2.87) si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nel 2017 è attribuibile:

- per i clienti in bassa tensione, all'esecuzione di lavori complessi, alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura, alla comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura e al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura (Tav. 2.82);
- per i clienti in media tensione, all'esecuzione di lavori complessi, alla disattivazione della fornitura, alla riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità e alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura (Tav. 2.84);
- per i produttori in bassa tensione, al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura (Tav. 2.86);
- per i produttori in media tensione, alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura (Tav. 2.87).

Per tutte le altre prestazioni, le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono inferiori al 3%.

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	198.235	9,34	1,34%	3.959
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	10 giorni lavorativi	233.012	5,45	1,13%	3.278
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	41.019	29,88	3,46%	1.310
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.362.956	0,73	0,31%	5.576
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	996.812	0,77	0,25%	3.293
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.432.149	0,09	0,24%	3.736
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2 ore	81.977	-	0,40%	344
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4 ore	78.536	1,59	2,57%	1.645
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	11.971	9,77	3,48%	414
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	6.700	5,11	1,92%	177
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	1.611	15,07	3,93%	85
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	554	84,78	19,41%	113

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.81

Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2017

Imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali tra clienti finali e produttori

TAV. 2.82

Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie dei clienti in bassa tensione nel 2017

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	132.985	9,37	1,14%	2.310
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	10 giorni lavorativi	171.297	5,11	0,98%	2.111
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	27.959	30,30	4,05%	1.040

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.83

Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee dei clienti non domestici in bassa tensione nel 2017

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	38.340	4,94	0,64%	311
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	22.317	2,81	0,98%	271
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	2.286	4,77	0,47%	8

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.84

Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2017
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	11.399	20,77	1,98%	218
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	20 giorni lavorativi	342	8,99	1,74%	8
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	1.458	21,98	3,50%	27
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	3.602	2,11	1,08%	45
Disattivazione della fornitura	7 giorni lavorativi	1.658	5,32	3,64%	71
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.132	0,68	3,84%	47
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2 ore	1.415	0,00	0,21%	2
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	180	10,39	4,43%	12
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	22	9,55	1,25%	2
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	38	17,34	2,40%	6
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	0	0,00	0,00%	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.85

Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in media tensione nel 2017
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	4.789	20,53	2,01%	95
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	20 giorni lavorativi	32	13,91	1,68%	3
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	768	21,35	3,34%	15

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.86

Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2017
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	468	10,57	2,88%	20
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	281	5,80	1,43%	3
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	30	14,43	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	236	67,29	14,42%	49

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

TAV. 2.87

Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2017
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	65	12,22	4,92%	13
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	30	8,37	1,23%	2
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	4	18,50	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1	48,00	0,00%	1

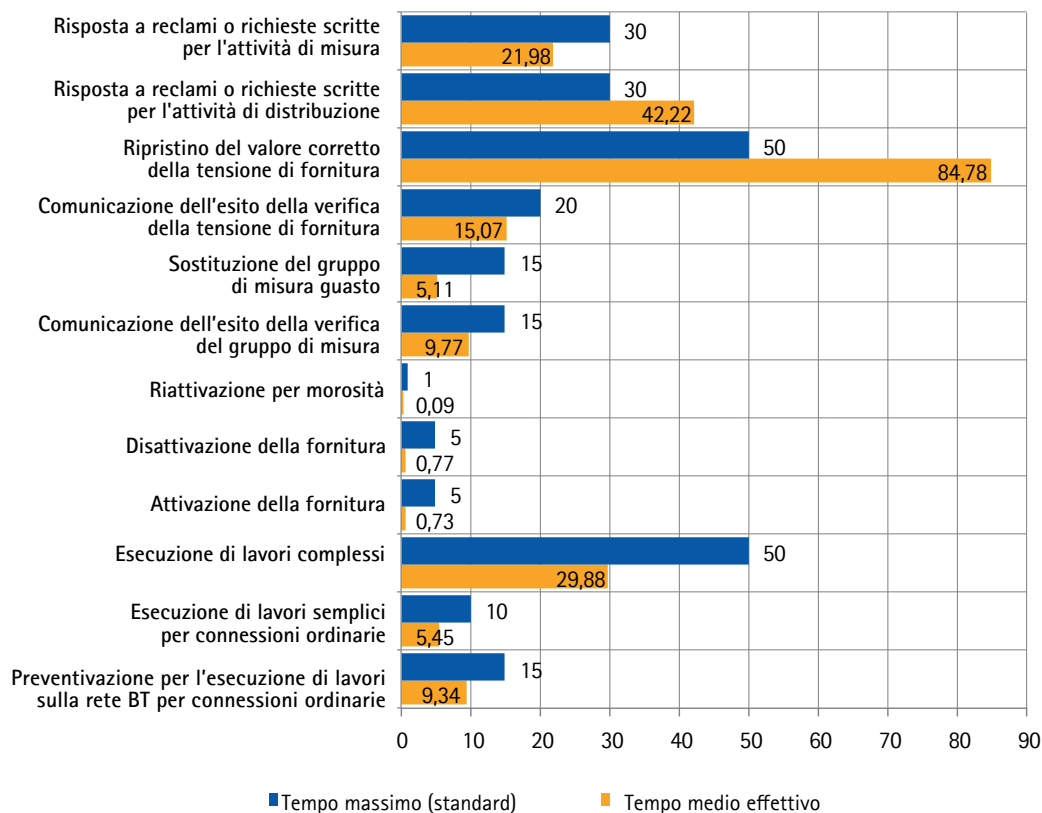
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

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 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 2017 per categoria di utenza (Figg. da 2.37 a 2.43), si può osservare che, con esclusione del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura per i clienti in bassa tensione e per i produttori in bassa tensione, il tempo medio effettivo è migliore del tempo massimo fissato dall'Autorità per ogni altra tipologia di prestazione e utenza.

FIG. 2.37

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2017

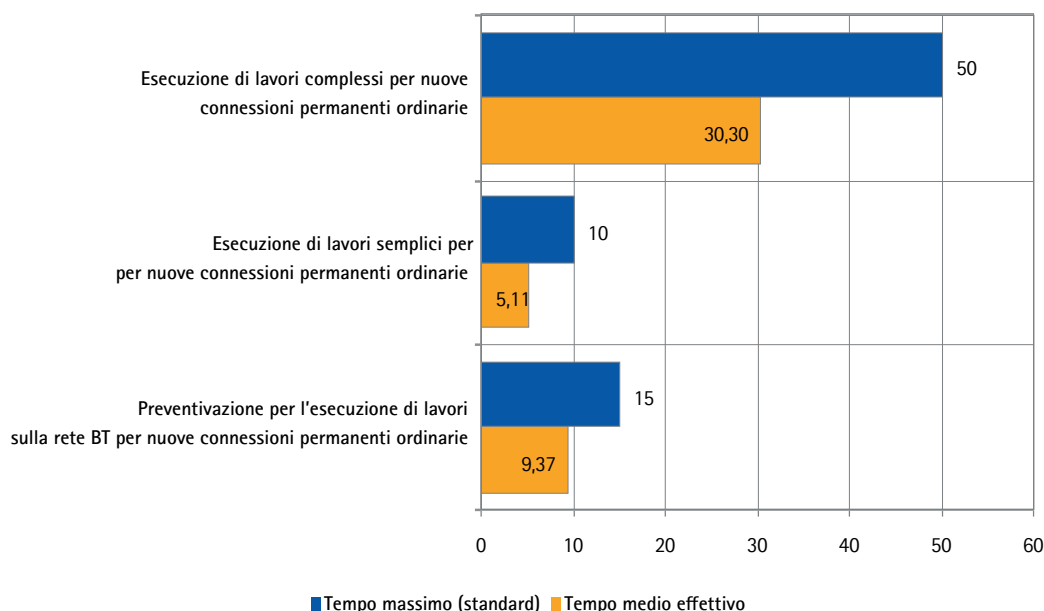


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.38

Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi per i clienti in bassa tensione nel 2017

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

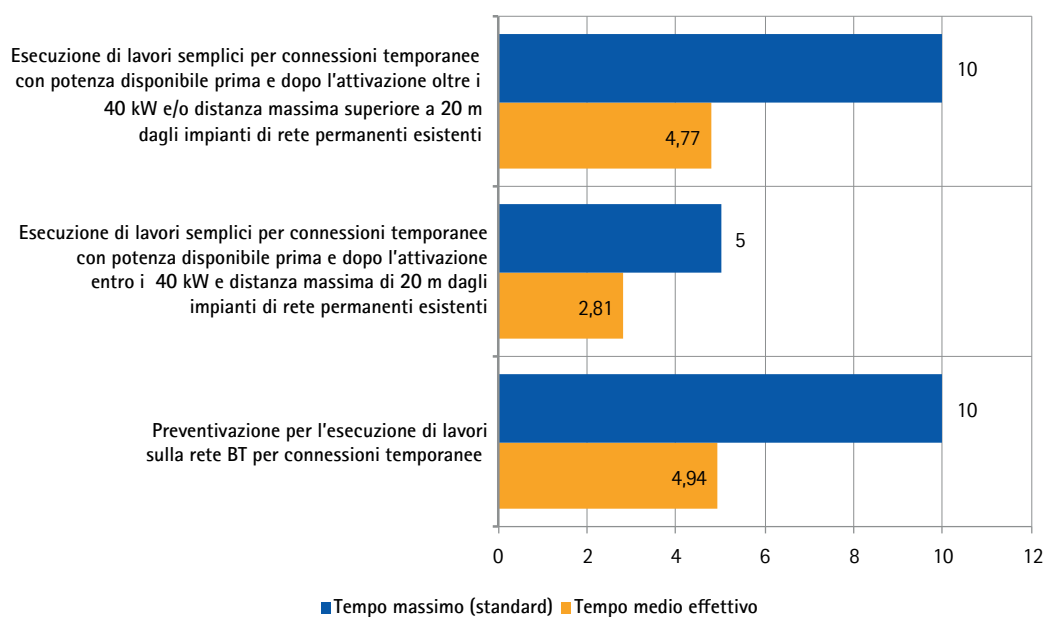


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.39

Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2016

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

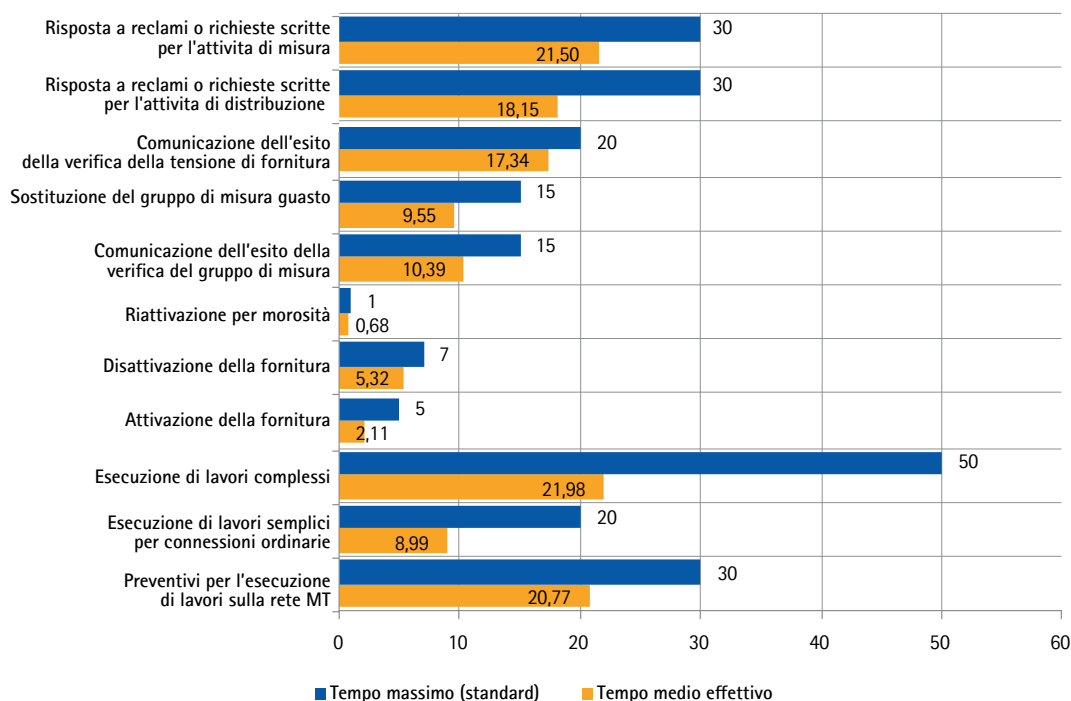


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.40

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2017

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

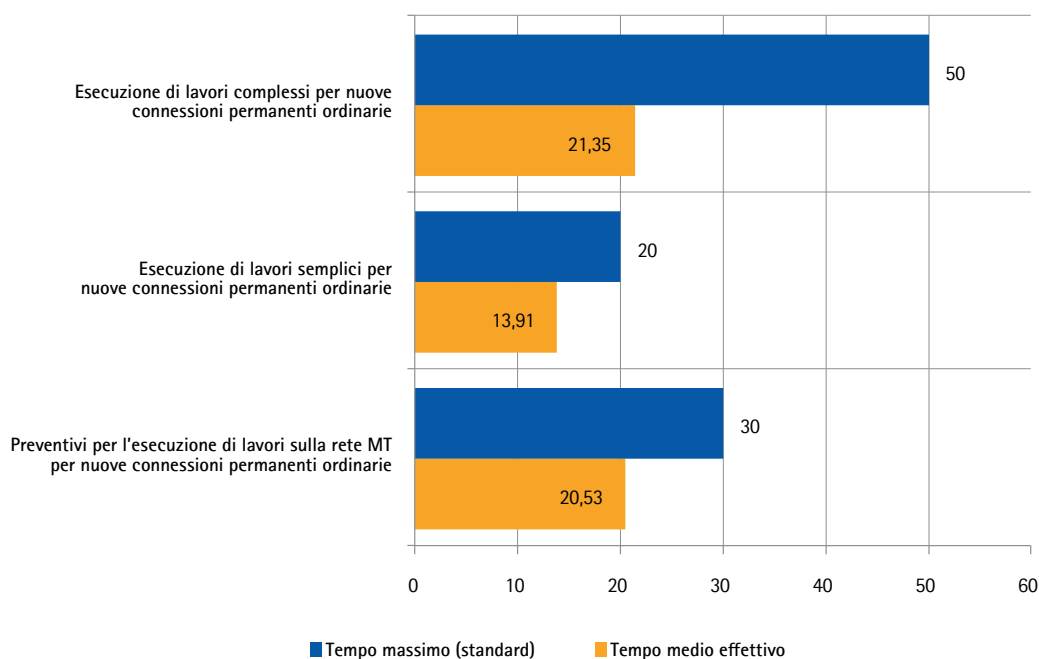


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.41

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in media tensione nel 2017

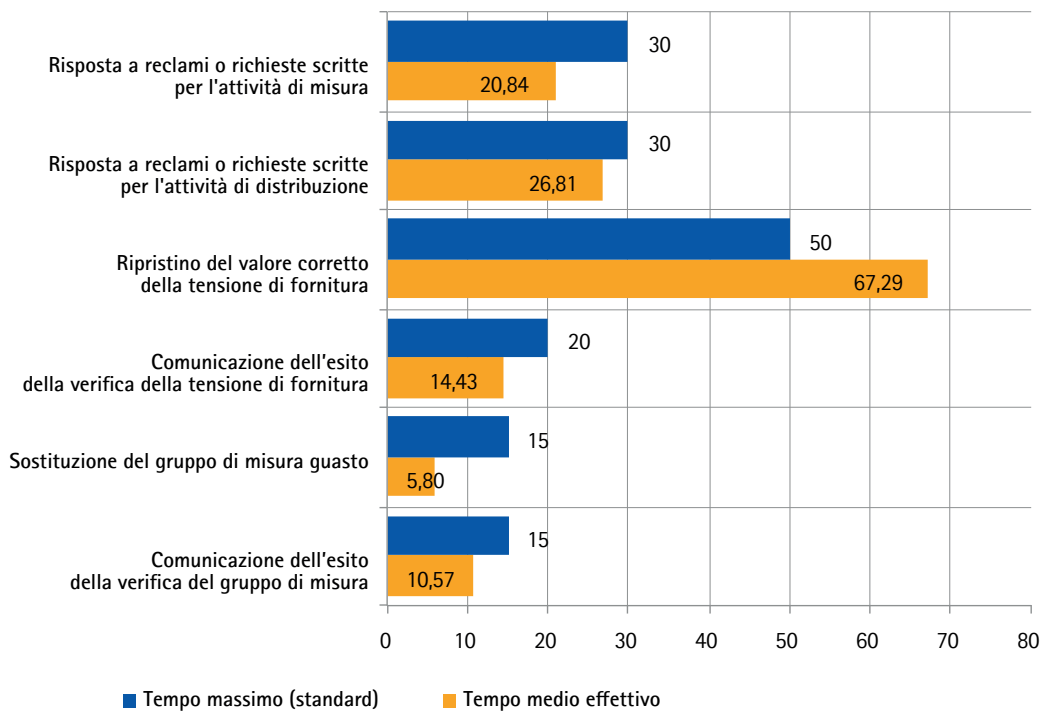
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.42

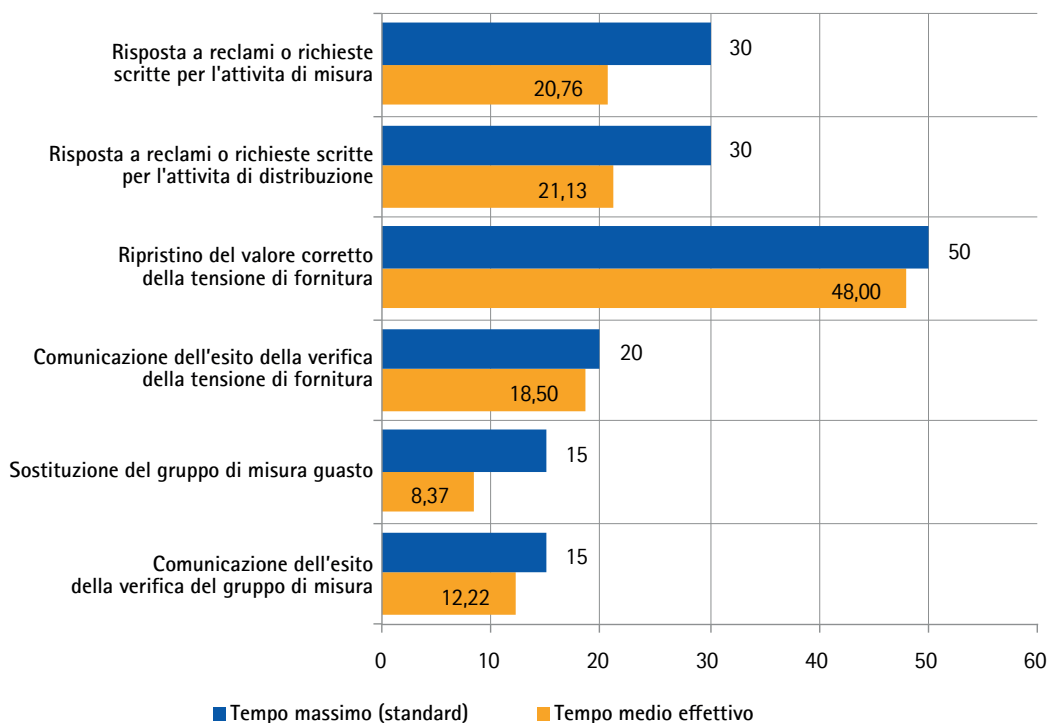
Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2017
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.43

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2017
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Per assicurare coerenza con le disposizioni previste dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV), che prevede che il venditore sia l'interfaccia unica per i clienti finali, dal 1° luglio 2009 sono in vigore due standard specifici, aggiornati nel 2016 e in capo ai distributori, per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori e, in particolare, per:

- richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01);
- richiesta di altri dati tecnici (M02);
- richiesta di altri dati tecnici complessi (M02C).

Le prestazioni hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. In caso di non rispetto dello standard per cause

non imputabili a forza maggiore o a terzi, è previsto un indennizzo automatico che il distributore deve versare al venditore.

La tavola 2.88 illustra il numero di richieste, i tempi medi effettivi, la percentuale di casi di mancato rispetto dello standard e il numero di indennizzi corrisposti ai venditori dai distributori registrati nell'anno 2017. Esaminando le prestazioni, si osserva che:

- per la richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura, il tempo medio effettivo è leggermente peggiore dello standard fissato dall'Autorità;
- per la richiesta di dati tecnici senza la lettura del gruppo di misura (altri dati tecnici), il tempo medio effettivo è peggiore dello standard fissato dall'Autorità per il primo semestre 2017 e migliore dello standard fissato dall'Autorità per il secondo semestre 2017.

TAV. 2.88

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2017

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
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	10 giorni lavorativi	4.668	10,17	7,63%	309
Richiesta altri dati tecnici (M02) – fino al 30 giugno 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	15 giorni lavorativi	33.864	19,07	11,27%	2.381
Richiesta altri dati tecnici (M02) – dall'1 luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	10 giorni lavorativi	13.167	6,61	4,33%	2.947
Richiesta altri dati tecnici (M02C) – dall'1 luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	15 giorni lavorativi	11.315	10,06	2,87%	260

Fonte: Dichiarazioni dei distributori ad ARERA.

3.

Struttura, prezzi e qualità
nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale

Nel 2017 l'economia italiana ha segnato una robusta ripresa: secondo i dati dell'Istat, il PIL ai prezzi di mercato ha raggiunto 1.716.238 milioni di euro correnti, con un aumento del 2,1% rispetto all'anno precedente. La crescita, misurata in volume¹, è risultata pari all'1,5% rispetto al 2016, con un tasso, quindi, comparabile a quello degli anni pre-crisi. La crescita è stata trainata dal buon andamento del settore industriale (il valore aggiunto dell'industria in senso stretto è cresciuto del 2%), delle attività dei servizi (1,5%) e delle costruzioni (0,8%).

L'indice Istat della produzione industriale ha messo a segno un incremento del 3% rispetto al 2016. Il dettaglio settoriale dell'indice evidenzia che i comparti manifatturieri che sono cresciuti di più sono: la produzione di prodotti farmaceutici di base e preparati farmaceutici (7,4%), la fabbricazione di mezzi di trasporto (5,6%), le altre industrie manifatturiere, riparazione e installazione di macchine ed apparecchiature (4,6%). Anche i settori maggiormente *gas intensive* hanno evidenziato ottimi risultati: è andata bene la metallurgia (3,7%), un incremento del 2,9% si è avuto nella fabbricazione di prodotti chimici, la fabbricazione di plastiche e lavorazione di minerali non metalliferi è aumentata dell'1,8%, mentre le produzioni di legno, carta e stampa sono aumentate solo dello 0,2%.

Nel 2017, inoltre, il clima si è presentato più rigido nei mesi invernali e più caldo in estate. In particolare, l'estate 2017 è stata per l'Italia la seconda più calda dal 1800, dopo quella del 2003 (con una temperatura media di quasi 3 gradi superiore alla media climatica del periodo 1971-2000, secondo il CNR).

In base ai dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2017 il consumo netto di gas naturale è salito di 5,5 miliardi di metri cubi, attestandosi a 72,6 G(m³) dai 68,9 G(m³) del 2016. In termini percentuali, il consumo ha messo a segno un incremento del 5,5%, il terzo consecutivo.

Seguendo gli andamenti economici sopra delineati, nel 2017 i consumi industriali hanno registrato una marcata risalita, pari all'8,3%, di poco superiore all'8,2% evidenziato dai consumi della generazione termoelettrica, ancora favorita nella prima parte dell'anno dalla temporanea indisponibilità delle centrali nucleari francesi che ha ridotto le importazioni di energia elettrica dalla Francia. Più contenuto, invece, è risultato l'aumento dei consumi civili (residenziale e terziario), cresciuti del 2,1% rispetto al 2016. I consumi degli altri usi, che contengono in particolare quelli per autotrazione, sono invece saliti solo dello 0,7%.

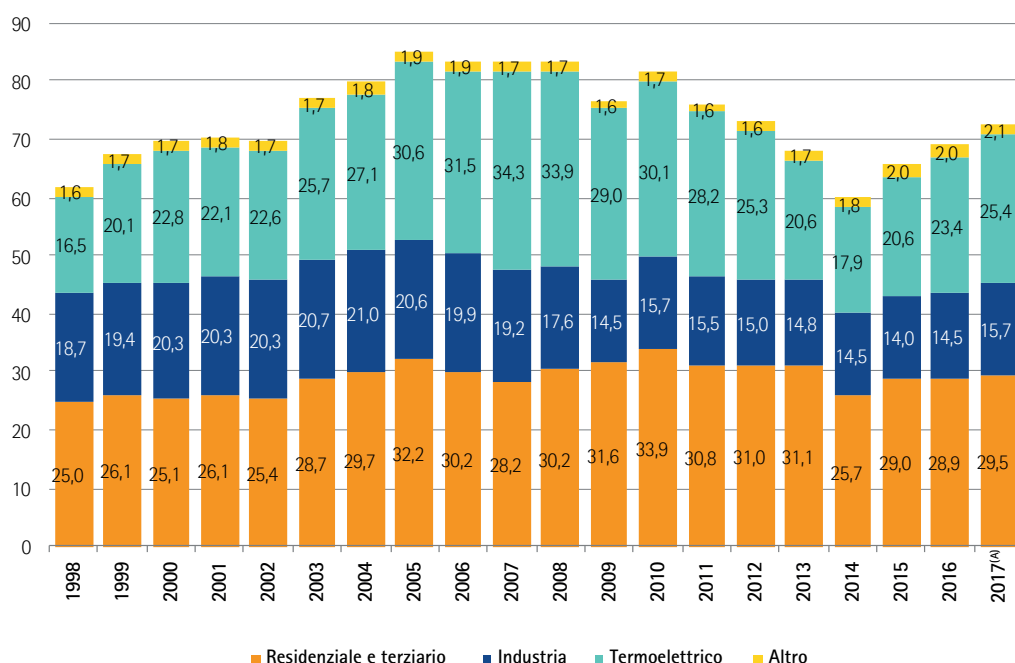


FIG. 3.1

Consumi di gas naturale per settore
G(m³)

(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

¹ Cioè valutata con i prezzi concatenati all'anno di riferimento 2010 per depurarla dagli effetti dell'inflazione.

La domanda finale di gas ha quindi ha raggiunto nel 2017 l'85% del punto di massimo, toccato nel 2005, quando i consumi furono pari a 85,3 G(m³).

La crescita della domanda finale è stata accompagnata da un adeguato aumento delle importazioni nette (6,6%). I volumi di gas importato dall'estero sono, infatti, cresciuti di 4,4 G(m³) rispetto al 2016, raggiungendo 69,7 G(m³); le esportazioni si sono ridotte di 61 M(m³). Ancora una riduzione si è avuta nella produzione nazionale (-4,3%), seppure inferiore a quella dell'ultimo quinquennio. Nel corso dell'anno i prelievi da stoccaggio sono risultati superiori alle immissioni; pertanto i volumi in stoccaggio a fine anno sono risultati di 235 M(m³) più bassi dei quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore netto dei consumi nazionali nel 2017 è risultato pari a 72,6 G(m³), un valore del 5,5% più alto del 2016.

Poiché, come si è visto, l'aumento della domanda interna è stato soddisfatto da maggiori importazioni, il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo, è ulteriormente salito al 92,7%, il valore più alto registrato finora.

Come di consueto, il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è redatto tradizionalmente riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'Indagine annuale sui settori regolati in base al gruppo di appartenenza dichiarato presso l'Anagrafica operatori, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nel caso in cui un'impresa dichiari di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerata come gruppo a sé. I gruppi sono stati attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi, cioè alla somma dei quantitativi relativi agli autoconsumi, alle vendite effettuate 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.

Come nell'anno precedente, nel 2017 i gruppi principali sono stati Eni, Engie, Enel ed Edison, i cui impieghi sono risultati rispettivamente pari a 63,2 G(m³), 35,9 G(m³), 28 G(m³) e 27,4 G(m³) e tutti in aumento rispetto a quanto rilevato per il 2016, a eccezione di Engie che anche nel 2017 ha fatto registrare una diminuzione per l'anno considerato, pari a circa 300 M(m³).

Nella classe con impieghi compresi tra 10 e 15 G(m³) è confermata la presenza del solo gruppo Royal Dutch Shell con impieghi pari a

10,1 G(m³), che risultano ancora in diminuzione rispetto al 2016 di circa 200 M(m³).

Nella classe dei gruppi i cui impieghi sono compresi tra 2 e 10 G(m³), sono presenti ventitré gruppi, dieci in più rispetto al 2016, con vendite e autoconsumi che passano dai 7,5 G(m³) di A2A che, dunque risulta ulteriormente in crescita rispetto all'anno precedente quando aveva impieghi pari a 6,8 G(m³), ai poco più di 2,0 G(m³) di Enet Energy. Tutti i gruppi che ricadevano in questa classe nel 2016 rientrano anche quest'anno nella medesima classe, sebbene con posizionamenti diversi all'interno della classe stessa; tra tutti vale la pena rilevare che Hera è passata in quarta posizione con un aumento di circa 1 G(m³) nei due anni considerati, EdF dalla dodicesima alla quinta posizione con un incremento di 3 G(m³), Enoi che con una diminuzione di impieghi di circa 2 G(m³) è passato dalla quinta alla dodicesima posizione. Tutti gli altri gruppi, anche quando hanno perso posizioni rispetto al 2016, hanno comunque mantenuto più o meno stabili i propri impieghi e la perdita di posizioni è da imputarsi in particolare alla crescita di altri gruppi, nuovi entranti nella classe.

Nella classe dei gruppi con impieghi tra 1 e 2 G(m³) ci sono 10 gruppi (la metà di quelli presenti lo scorso anno) con impieghi che passano dai 1,9 G(m³) di Vitol a poco più di 1 G(m³) di Dolomiti Energia.

Sono, invece, 60 i gruppi della classe con impieghi compresi tra 0,1 e 1 G(m³) (nel 2016 erano 66) le cui vendite e/o autoconsumi passano dai 992,5 G(m³) del maggiore ai 101 G(m³) del più piccolo, mentre nell'ultima classe ricadono 343 gruppi (23 in più rispetto al 2016) con impieghi che passano da 98,6 G(m³) del più grande alle poche centinaia di m³ dei più piccoli.

Per il 2017, dunque, appaiono particolarmente accentuate sia la mobilità dei gruppi tra le diverse classi, sia i nuovi ingressi nel mercato come si spiegherà più diffusamente nel corso del Capitolo, specialmente nel paragrafo che riguarda il mercato al dettaglio; questi due aspetti, uniti al fatto che non sono esattamente gli stessi soggetti a partecipare alla rilevazione da cui sono tratti i dati, determinano una connotazione delle classi che può risultare diversa rispetto a quella degli anni passati.

Per quello che riguarda la coltivazione di gas naturale, la situazione è rimasta praticamente immutata rispetto al 2016; quasi tutto il gas prodotto in Italia, risulta, infatti, nella disponibilità del gruppo Eni, fatta eccezione per Royal Dutch Shell, Edison e alcuni piccoli altri piccoli coltivatori.

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale
2017G(m³); valori riferiti ai gruppi
industriali

	GRUPPO ENI	15-45 G(m ³)	10-15 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
Produzione nazionale netta	4,2	0,5	0,6	-	-	0,1	0,0	5,4
Importazioni nette ^(A)	33,3	23,4	0,6	6,9	1,4	1,2	0,1	66,9
Variazioni scorte	0,4	-0,6	0,2	0,4	-0,1	0,0	0,0	0,4
Stoccaggi al 31 dicembre 2014	1,4	1,4	0,5	4,7	0,4	0,3	0,0	8,8
Stoccaggi al 31 dicembre 2015	1,0	1,9	0,3	4,3	0,5	0,3	0,0	8,4
Acquisti sul territorio nazionale	28,9	69,3	8,6	72,2	11,5	20,1	5,2	215,7
- da Eni	25,8	7,1	1,6	9,2	1,9	1,8	0,5	47,9
- da altri operatori	3,2	62,2	7,0	63,0	9,5	18,2	4,8	167,8
Acquisti in Borsa	0,0	0,3	0,2	1,5	0,1	0,5	0,1	2,6
Cessioni ad altri operatori nazionali	44,7	70,5	9,0	61,6	10,4	10,3	0,9	207,4
- di cui vendite al PSV	38,5	54,9	8,3	50,7	7,6	6,4	0,5	166,9
Vendite in Borsa	0,2	0,6	0,2	1,5	0,2	0,7	0,1	3,5
Trasferimenti netti	-3,2	-0,9	0,1	0,5	0,1	0,1	0,0	-3,3
Consumi e perdite ^(B)	0,5	0,6	0,1	0,5	0,1	0,1	0,0	2,0
Autoconsumi	5,9	4,6	0,1	3,1	0,1	1,1	0,2	15,0
Vendite finali	12,4	15,6	0,9	14,8	2,3	9,7	4,2	60,0
- di cui a clienti finali collegati	0,8	6,7	0,0	4,6	0,1	1,5	0,3	14,0
Al mercato libero	9,3	14,3	0,9	12,9	1,7	8,4	3,4	50,8
Al mercato tutelato	3,2	1,2	-	1,8	0,6	1,3	0,9	9,0
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	-	0,1	-	0,0	-	-	-	0,2
Vendite finali per settore ^(C)	12,4	15,5	0,9	14,8	2,3	9,7	4,2	59,8
Domestico	4,0	3,5	-	3,1	0,9	2,2	1,5	15,2
Condominio uso domestico	0,3	0,1	-	0,5	0,1	0,8	0,7	2,5
Commercio e servizi	1,4	0,7	0,0	1,9	0,6	1,8	1,0	7,4
Industria	5,3	6,1	0,8	3,0	0,7	3,2	0,7	19,8
Generazione elettrica	1,2	5,0	-	5,9	0,1	1,2	0,2	13,5
Attività di servizio pubblico	0,2	0,0	-	0,4	0,1	0,5	0,1	1,3

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi gli acquisti 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 regolati.

Le importazioni risultano in ulteriore aumento rispetto all'anno precedente, con volumi significativi di gas importato specialmente nelle classi degli operatori di più grande dimensione e con un volume di gas esportato che è complessivamente di quasi 2 G(m³); da notare come nei gruppi di più piccola dimensione la quota di gas acquistata direttamente da Eni sia rispettivamente pari a 8,4% e 8,6%, (l'anno scorso i due valori erano pari a 9,9% e 8,5%), confermando, dunque, come già evidenziato per il 2016, che il mercato è piuttosto dinamico e che l'operatore principale non è necessariamente il soggetto

a cui gli operatori più piccoli si rivolgono per il proprio approvvigionamento.

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, risultano anche per il 2017 particolarmente significative arrivando a coprire il 73,8% dei volumi venduti e autoconsumati; tali vendite risultano elevate in tutti i gruppi a eccezione dei gruppi con vendite inferiori a 0,1 G(m³), dove la stessa quota è appena pari al 17,9% e dove sono raggruppati i soggetti che sono concentrati sulla vendita al dettaglio. Rispetto al 2016 è cresciuto ulteriormente anche il valore delle

vendite al Punto di scambio virtuale (PSV), che ammonta a 166,9 G(m³), mentre nel 2016 tale valore era pari a 154,6 G(m³) rappresentando in tutti e due gli anni circa il 79% del gas venduto all'ingrosso. La quota di vendite al PSV è particolarmente elevata in tutti i gruppi, superando in tutte le classi il 50% del gas ceduto all'ingrosso; la classe in cui risulta meno rilevante è quella dei gruppi con impieghi sotto 0,1 G(m³) dove tale quota è del 55,7%.

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi si attesta, nel 2017, nuovamente al 5,3%; se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come il gas riservato al proprio fabbisogno, nell'ambito di ciascun gruppo, sia sempre significativo, con una quota pari al 10,1% rispetto al 9,8% dello scorso anno. Eni destina il 10,6% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre i gruppi che gli riservano la quota maggiore sono i più grandi, con impieghi compresi tra 15 e 45 G(m³), e quelli con impieghi tra 0,1 e 1 G(m³), con quote rispettivamente pari a 12,3% e 12,2%.

Le vendite al mercato finale, dove 0,2 G(m³) sono stati destinati alle forniture di ultima istanza e di *default*, hanno rappresentato

anche nel 2017 il 21% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m³), tuttavia, questa quota è pari al 78,3%, mentre per i gruppi della classe 0,1-1 G(m³) tali vendite equivalgono al 44,4% del gas impiegato. La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2017 il 15% delle vendite complessive al mercato finale (contro il 16,6% dell'anno precedente); per Eni la quota di gas destinata al mercato tutelato è stata pari al 25,4%, mentre per gli operatori della classe più piccola pari al 20,2%.

La classe in cui, tuttavia, la quota di vendite al mercato tutelato è più significativa è quella relativa ai gruppi i cui impieghi sono compresi tra 1 e 2 G(m³); è in questa classe infatti che è più rilevante la quota di vendite a clienti domestici (37,7%). La quota maggiore di vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi), che è del 78,5%, si registra come tutti gli anni nella classe dei gruppi di più piccola dimensione, che tendono ad avere un mercato limitato ai clienti del territorio storico di vendita, soprattutto quando si tratta di soggetti esistenti da prima della liberalizzazione, o di soggetti nuovi che tendono ad affacciarsi sul mercato servendo clienti con consumi contenuti.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

Secondo i dati pre-consuntivi pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico nel bilancio gas, nel 2017 la produzione nazionale si è attestata a 5.538 M(m³), in calo del 4,3% rispetto al 2016. Poiché il fabbisogno interno lordo è al contempo cresciuto del 6%, il tasso di copertura si è ulteriormente ridotto al 7,4%.

Secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, riprodotti nella figura 3.2, nel 2017 sono stati complessivamente estratti 5.657 M(m³) di gas naturale: 3.754 M(m³) dal mare e 1.903 M(m³) dai campi situati in terraferma. Il calo produttivo, secondo questa fonte, è maggiore e quantificabile in un -6% rispetto al 2016. Diversamente dagli anni

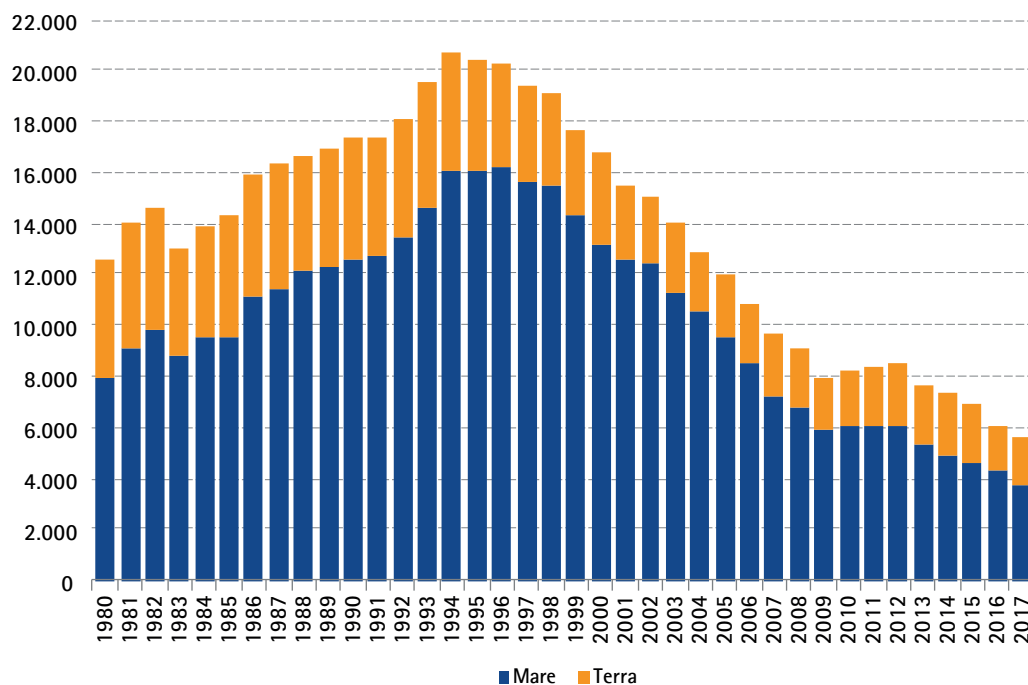


FIG. 3.2

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
M(m³)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

precedenti, il calo si è realizzato unicamente nei giacimenti a mare che hanno perso il 12% della produzione dell'anno precedente, mentre le coltivazioni in terraferma hanno estratto l'8,5% di gas in più rispetto al 2016, dopo quattro anni consecutivi di calo. Per effetto di questi movimenti, la quota di gas estratta da giacimenti in terraferma è risalita a un terzo dell'intera produzione nazionale.

La Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche ha stimato le riserve certe di gas al 31 dicembre 2017 in 44,7 G(m³) e quelle probabili in 55,8 G(m³) (Fig. 3.3). Rispetto ai dati valutati al 31 dicembre 2016, le riserve certe risultano aumentate del 17,2%, quelle probabili del 3,9%, quelle possibili dell'8,1%². La parte più rilevante delle riserve certe, il 60%, si trova in mare, mentre il restante 40% è localizzato in terraferma (pressoché interamente al Sud).

Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni e contando solo sulle riserve certe, la produzione di gas naturale si esaurirebbe in circa sette anni, sebbene parte delle riserve oggi giudicate soltanto probabili o possibili potrebbero trasformarsi in riserve certe, grazie all'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti.

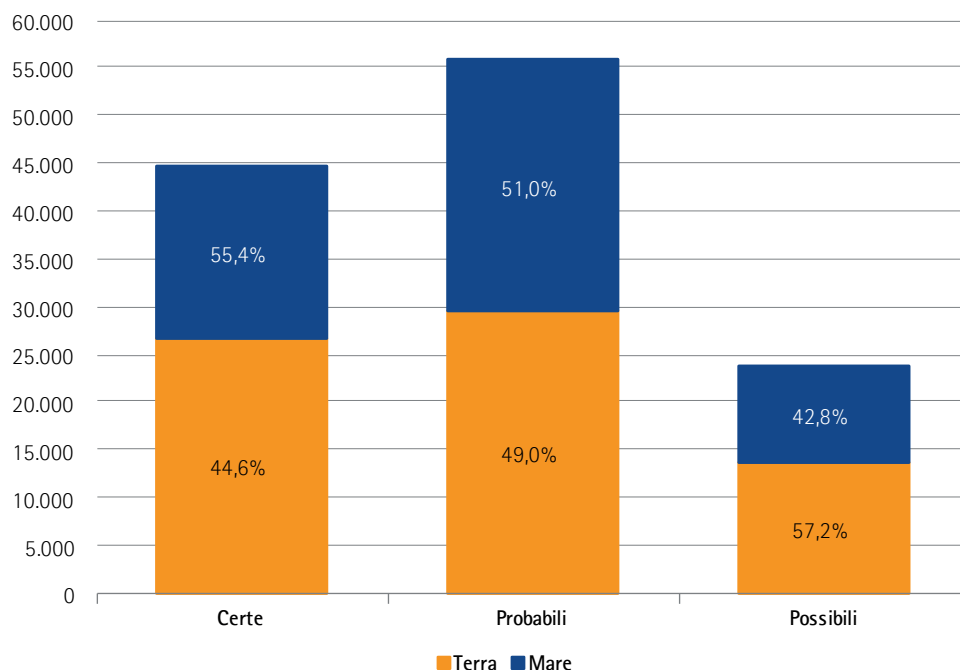
In base ai dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito: Autorità), nel 2017 sono stati estratti complessivamente 5.383 M(m³) da 20 imprese (erano 21 nel 2016), riunite in 16 gruppi societari. Poiché lo scorso anno la produzione era stata di 5.551 M(m³), nel 2017 il calo misurato nei dati raccolti dall'Indagine è stato del 3%.

Nel 2017 la quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è scesa al 77,1% contro l'81,5% registrato nel 2016. Il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell, che possiede l'11,3%. La quota di quest'ultimo è cresciuta rispetto allo scorso anno, quando era pari all'8,3%, anche perché la produzione per questo gruppo è aumentata del 31,4%. Come nel 2016, inoltre, una buona crescita ha evidenziato la produzione del gruppo Edison: 474 M(m³) nel 2017 contro i 391 M(m³) del 2016. Perciò la quota del gruppo è salita dal 7% all'8,8%. Sempre in quarta posizione rimane Gas Plus, quest'anno con una quota dell'1,8%, leggermente inferiore al 2% ottenuto nel 2016.

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.

FIG. 3.3

Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2017
M(m³)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2017
M(m³);

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	4.153	77,1%
Royal Dutch Shell	607	11,3%
Edison	474	8,8%
Gas Plus	95	1,8%
Altri	54	1,0%
TOTALE	5.383	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	5.538	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Importazioni

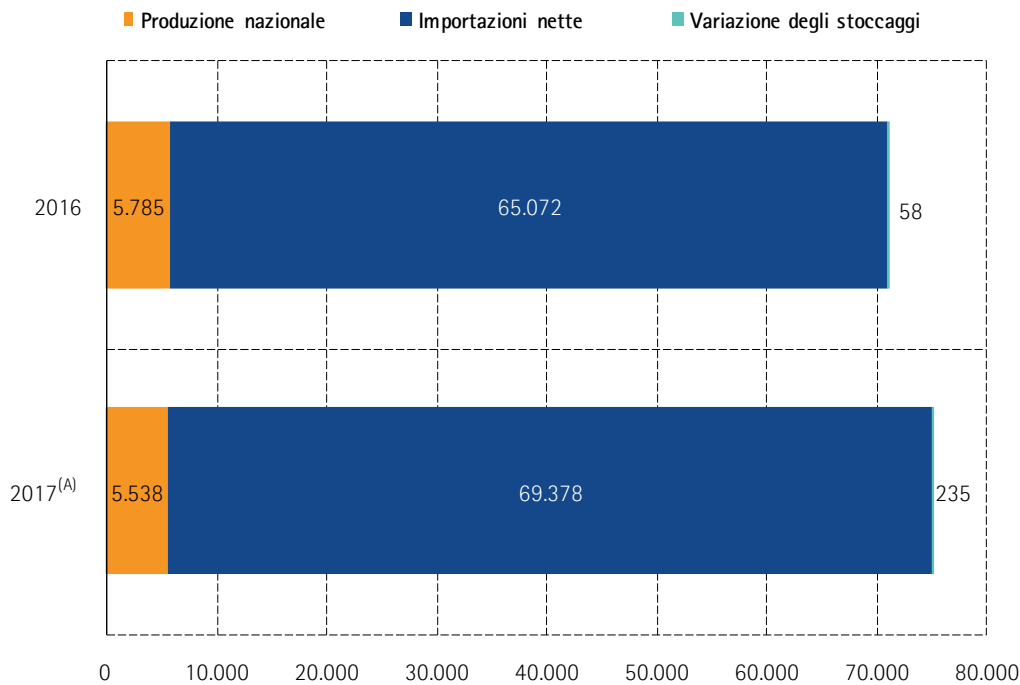
Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2017 le importazioni di gas in Italia sono ammontate a 69.651 M(m³) e sono quindi cresciute del 6,7% rispetto al 2016, in quanto abbiamo acquistato 4.367 M(m³) in più dell'anno precedente. Anche le esportazioni sono aumentate da 212 a 273 M(m³). Pertanto il saldo estero è salito da 65.072 a 69.378 M(m³).

Parte della domanda è stata soddisfatta anche con il gas prelevato da stoccaggio: a fine anno, infatti, i prelievi hanno superato le immissioni di 235 M(m³). Poiché la produzione nazionale è scesa

a 5.538 M(m³), i quantitativi di gas complessivamente immessi in rete nel 2017 (Fig. 3.4) sono valutabili in 75.151 M(m³), 6 punti percentuali al di sopra di quelli del 2016. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è ovviamente cresciuto nuovamente e ha raggiunto il 92,7%.

La figura 3.5 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza del gas³. Con l'eccezione dei volumi provenienti dall'Olanda, che sono diminuiti quasi del 70% rispetto al 2016, sono aumentate le importazioni da tutti gli altri paesi da cui l'Italia acquista il gas importato. In particolare, rispetto al 2016 sono

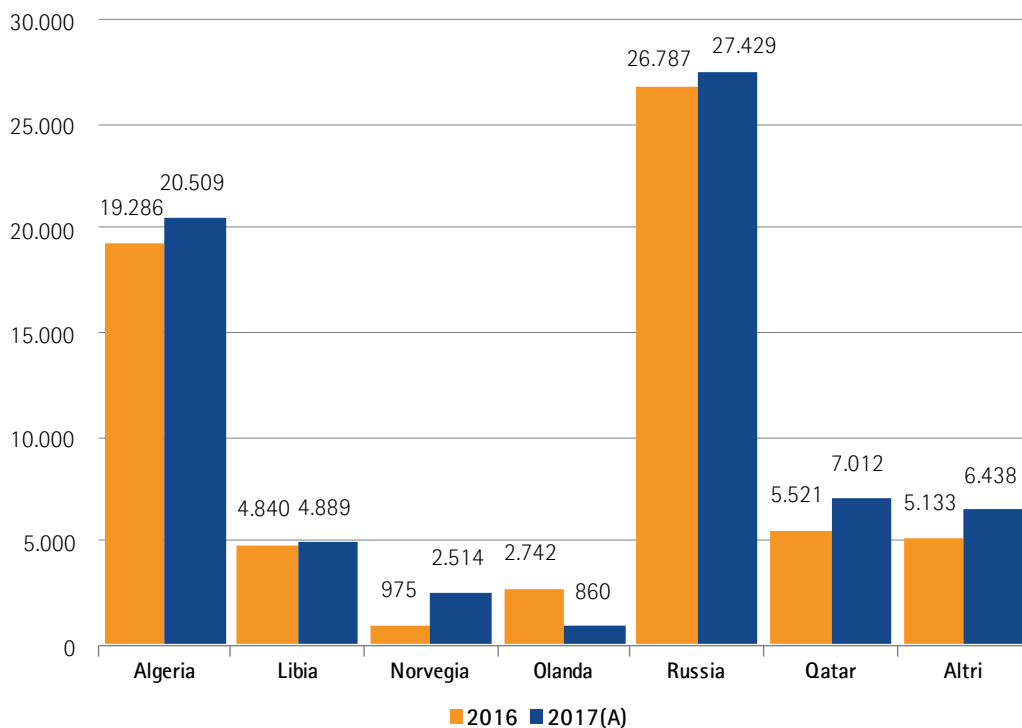
³ Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Anche il gas importato in regime di swap è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas stesso.



(A) Dati preconsuntivi.
Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.4

Immissioni in rete negli ultimi due anni
M(m³)



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

FIG. 3.5

Importazioni lorde di gas
negli ultimi due anni secondo
la provenienza

M(m³); stime effettuate in base al
punto di ingresso del gas

giunti nel territorio nazionale 1,54 G(m³) in più dalla Norvegia, 1,5 G(m³) in più dal Qatar, 1,2 G(m³) in più dall'Algeria e 1,3 G(m³) da altre zone. I quantitativi provenienti dalla Russia, invece, sono cresciuti solo di 642 M(m³) rispetto al 2016.

Per effetto di queste variazioni, nel 2017 il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è sceso al 39% dal 41% del 2016, così come la quota dell'Algeria è scesa dal 30% al 29%. Il terzo paese per importanza è il Qatar da cui arriva il 10% del gas complessivamente

importato in Italia, seguito dalla Libia la cui quota è rimasta stabile al 7%. Il 9% delle importazioni italiane del 2017 è arrivato dall'insieme degli altri paesi. È rimasta invariata, infine, l'incidenza di Norvegia e Olanda che insieme contano per il 5%.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2017 sono stati importati in Italia 68,8 G(m³), 4,9 in più rispetto al 2016⁴. L'aumento è stato, quindi, del 7,7%, un punto percentuale in più di quello valutabile nei dati del Ministero dello sviluppo economico⁵. Il 4,5% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 3,1 G(m³) circa, risulta acquistato presso le Borse europee (Tav. 3.3).

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2017, pari a 35,2 G(m³), sono risultati del 5,1% superiori a quelli del 2016. Come nel 2016, l'aumento delle importazioni di Eni è stato inferiore a quello registrato dal totale delle importazioni nazionali; ciò ha fatto scendere ulteriormente la quota di mercato della società al 51,1% (50,5% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 52,3% evidenziato appunto nel 2016. Si tratta della terza riduzione consecutiva dal 2010, quando – grazie all'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000,

TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas in Italia nel 2017
M(m³); importazioni lorde

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2016
Eni	35.155	51,1%	1°
Edison	15.414	22,4%	2°
Enel Trade.	7.973	11,6%	3°
Dufenergy Trading	1.730	2,5%	4°
Gunvor International	886	1,3%	42°
Enoi	602	0,9%	5°
Bp Energy Europe Sede Secondaria	601	0,9%	36°
Shell Energy Europe Limited	591	0,9%	8°
Axpo Italia	499	0,7%	6°
Met International	359	0,5%	11°
A2A ^(A)	357	0,5%	16°
Hera Trading	347	0,5%	12°
Ascotrade	325	0,5%	13°
Uniper Global Commodities	301	0,4%	15°
Iren Mercato	294	0,4%	10°
Worldenergy	284	0,4%	7°
Gas Intensive	267	0,4%	19°
Omv Gas Marketing & Trading	227	0,3%	20°
Spigas	206	0,3%	31°
Statoil	203	0,3%	35°
Altri	2.164	3,1%	-
TOTALE	68.787	100%	-
Di cui: Importazioni dalle Borse europee	3.084	4,5%	-
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	69.650	-	-

(A) La posizione indicata per il 2016 era occupata da A2A Trading, che è stata incorporata in A2A dal 31 dicembre 2016.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

⁴ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

⁵ 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. In altre parole, è probabile che alcuni quantitativi che il Ministero classifica come importazioni, nell'Indagine dell'Autorità vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana", in considerazione delle operazioni di sdoganamento..

n. 164⁶ – la porzione di gas estero approvvigionata da Eni era scesa al 39,2%. Da allora, scaduti gli effetti del provvedimento legislativo, tale quota era costantemente cresciuta fino al 2014, anno in cui ha raggiunto il 56,5%.

Anche le importazioni di Edison, seconda in classifica, sono cresciute, curiosamente della stessa percentuale di quelle di Eni (5,1%) seppure da livelli più bassi. Nel 2017 la società ha approvvigionato 15,4 G(m³), 0,7 in più rispetto al 2016. La sua quota nel mercato dell'importazione è scesa al 22,4% dal precedente 23% e la distanza da Eni si è accorciata ancora di un altro punto percentuale (dopo i tre punti erosi nel 2016).

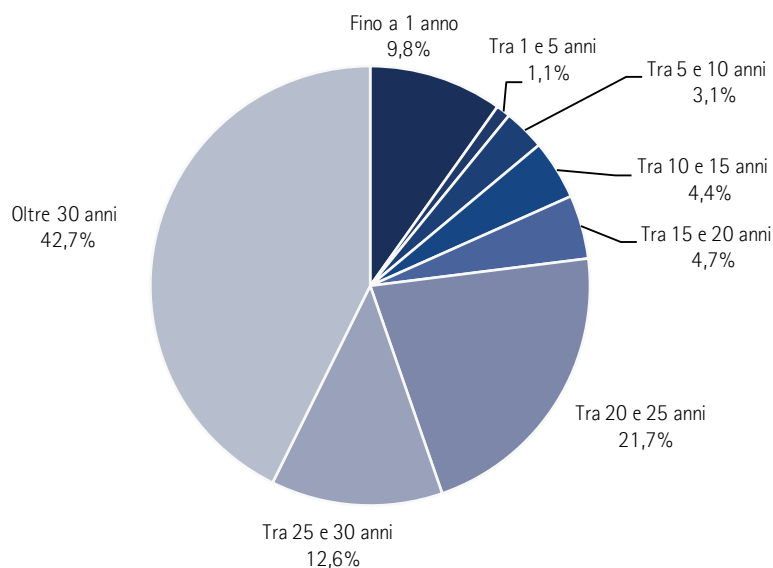
Un elevato incremento si è avuto anche nelle importazioni di Enel Trade, passate da 7,2 a circa 8 G(m³) nel 2017. Quindi, Enel Trade è rimasta al terzo posto con una quota dell'11,6%, appena superiore all'11,3% ottenuto nel 2016. Come nel 2016, anche nel 2017 la quarta posizione nella classifica degli importatori è occupata da Dufenergy Trading, i cui quantitativi importati, tuttavia, rappresentano poco più di un quinto di quelli di Enel Trade, cioè del terzo importatore.

Il panorama degli importatori dalla quarta posizione in classifica in giù mostra una certa vivacità e variazioni di posizione in qualche caso notevole, ma i bassi quantitativi coinvolti rendono gli spostamenti più frequenti: sono cioè sufficienti movimenti anche piccoli

nei quantitativi approvvigionati per registrare tassi di variazione relativamente grandi e, di conseguenza, ampi spostamenti nelle posizioni della classifica. Da notare comunque il forte incremento dei volumi approvvigionati da diverse imprese rispetto al 2016, tra le quali ne spiccano due: Gunvor International, la compagnia globale di commercio delle commodity energetiche con sede a Ginevra (Svizzera) e BP Energy Europe, il cui aumento nelle importazioni del 2017 è dovuto ai maggiori quantitativi acquisiti ad Arnoldstein e a nuovi approvvigionamenti di GNL consegnati a Cavarzere.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 58,5 dei 68,8 G(m³), cioè l'85,1% del gas entrato nel mercato italiano. Diversamente dagli anni scorsi, tale quota è in riduzione (era 86,6% nel 2016) per via della discesa delle quote di Eni ed Edison, non compensata dell'incremento della quota di Enel Trade.

L'analisi delle annual contract quantity pattuite nei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2017 secondo la durata intera (Fig. 3.6) evidenzia una struttura ancora piuttosto lunga. La quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è infatti pari al 77%, benché in lieve diminuzione rispetto allo scorso anno (era 79,3%). L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è cresciuta (10,9% contro 9,1% nel 2016), così come quella



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

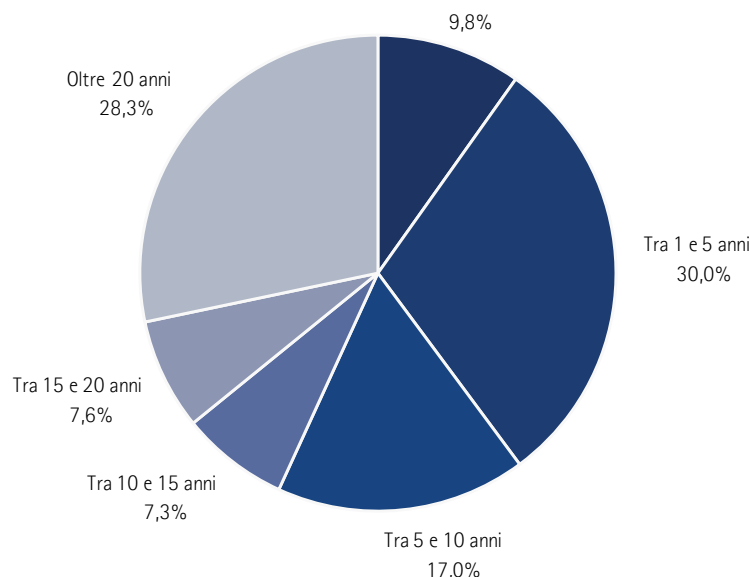
FIG. 3.6

Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2017, secondo la durata intera

⁶ Il decreto ha previsto, tra le altre misure, l'imposizione di tetti massimi per le importazioni e le vendite sul mercato finale del gas naturale da parte di un singolo operatore (75% delle importazioni nel 2002, che si riduce fino al 61% nel 2010), con l'obiettivo di determinare le condizioni per l'ingresso sul mercato di gas importato da soggetti diversi da Eni e dagli altri due soggetti storicamente presenti, sia pure con quote modeste, nell'importazione di gas.

FIG. 3.7

Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2017, secondo la durata residua



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

dei contratti di media durata (5-20 anni) è leggermente aumentata rispetto allo scorso anno (12,1% al posto di 11,6% del 2016). Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura risultano però complessivamente più basse rispetto agli ultimi anni: nel 2017, infatti, i volumi contrattati sono complessivamente pari a 84,7 G(m³), contro una media degli ultimi 3 anni intorno a 86 G(m³). L'incidenza delle importazioni spot⁷, quelle cioè con durata inferiore all'anno, nel 2017 è risalita al 9,8%, contro il 6,8% del 2016.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2017 (Fig. 3.7) si rivelano complessivamente ancora piuttosto lunghi, ma la struttura contrattuale si va, seppure molto lentamente, accorciando di anno in anno: il 56,8% dei contratti (59,1% nel 2016) scadrà entro i prossimi dieci anni e il 39,8% di essi (42,5% nel 2016) esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. In compenso, il 35,9% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota era pari a 34,3% nel 2016.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nel 2017 l'assetto del trasporto del gas naturale è rimasto immutato. Le imprese che gestiscono la Rete di trasporto del gas nazionale e regionale sono nove: tre sulla Rete nazionale e otto operano sulla Rete regionale (Tav. 3.4).

Accanto a Snam Rete Gas, l'impresa maggiore, trasportano gas sulla rete nazionale anche altre due società che ne possiedono e gestiscono piccoli tratti: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas.

Società Gasdotti Italia 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 divenuta di proprietà di due fondi di investimento internazionali: Macquarie European Infrastructure Fund 4, gestito da una società australiana, e Swiss Life Funds Global Infrastructure Opportunities II, controllato da un'impresa svizzera. Oltre alla rete nazionale SGI trasporta anche sulla rete regionale; le sue reti si estendono in territorio marchigiano-abruzzese, dal Lazio fino alla Puglia attraverso il Molise e un

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 2017

Lunghezza delle reti in km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.620	22.880	32.500
Società Gasdotti Italia	548	1.045	1.593
Retragas	0	407	407
Energie Rete Gas	0	98	98
Infrastrutture Trasporto Gas	83	0	83
Metanodotto Alpino	0	76	76
GP Infrastrutture Trasporto	0	42	42
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	41	41
Netenergy Service	0	36	36
TOTALE	10.251	24.625	34.876

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.5

Attività di trasporto per regione nel 2017

Lunghezza delle reti in km; volumi riconsegnati in M(m³)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI				TOTALE	NUMERO DEI PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRI- BUZIONE	A CLIENTI FINALI IN- DUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TER- MOELETTRICI	ALTRO(A)		
Piemonte	504	2.154	3.616	1.338	3.400	92	8.446	491
Valle d'Aosta	0	83	45	56	0	0	101	12
Lombardia	655	4.456	8.568	2.708	5.188	603	17.068	2.337
Trentino Alto Adige	108	373	685	341	25	0	1.051	93
Veneto	830	2.095	4.137	1.398	623	61	6.219	562
Friuli Venezia Giulia	491	567	850	729	854	160	2.592	165
Liguria	22	463	888	225	613	2	1.728	61
Emilia Romagna	1.270	2.540	4.221	2.821	2.956	6.701	16.700	734
Toscana	611	1.472	2.278	961	1.930	5	5.174	318
Umbria	180	467	507	277	77	0	860	97
Marche	303	627	877	584	3	94	1.558	187
Lazio	533	1.475	2.173	613	976	530	4.293	419
Abruzzo	584	922	711	339	339	93	1.482	298
Molise	383	514	130	68	308	441	947	132
Campania	578	1.419	1.167	455	1.030	8	2.660	623
Puglia	708	1.306	1.192	837	2.543	5	4.576	276
Basilicata	432	916	207	141	31	0	379	205
Calabria	986	1.240	300	42	2.562	5	2.907	293
Sicilia	1.073	1.536	752	943	2.127	6	3.828	265
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	11.039	11.039	2
ITALIA	10.251	24.625	33.303	14.874	25.586	19.845	93.608	7.570

(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 regolati.

piccolo tratto in Campania, un gasdotto in Veneto e reti ubicate rispettivamente in Basilicata, in Calabria e in Sicilia.

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 Stoccaggio, era controllata al 100% da Edison, ma dal 13 ottobre 2017 è entrata nel gruppo Snam, essendo stata interamente acquisita da Asset Company 2, a sua volta

posseduta al 100% da Snam. Insieme a tale cessione, è da segnalare, inoltre, che nella stessa data 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.

Snam Rete Gas possiede il 93,2% delle reti: 32.500 km di rete sui 34.876 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.593 km di rete (il 4,6%), di cui 548 sulla Rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,2%, grazie ai suoi 407 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 3.5, che riporta, con dettaglio regionale, la lunghezza delle reti, i volumi di gas trasportati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti e il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti (tutti i dati sono preconsuntivi). 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 crescita complessiva del settore gas emerge, com'è ovvio, anche nei dati del trasporto: nel 2017 i volumi riconsegnati sulle reti hanno

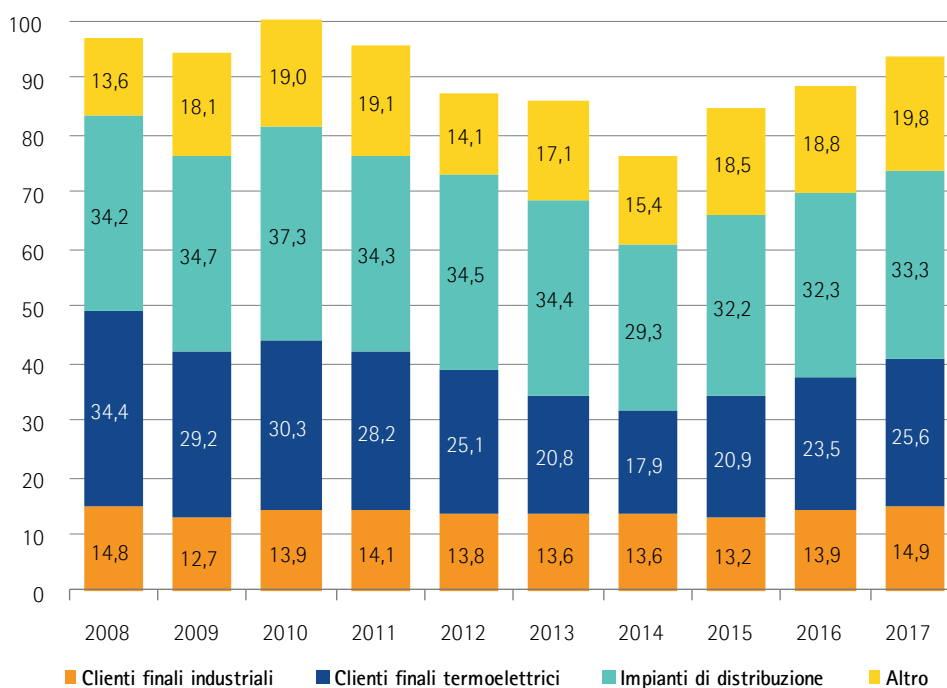
messato a segno un significativo aumento per il terzo anno consecutivo. Con 5,1 G(m³) in più rispetto al valore del 2016, i volumi trasportati sono saliti a 93,6 G(m³), realizzando un incremento del 5,8%. Il numero dei punti di riconsegna è rimasto invariato a 7.570 unità; pertanto il volume medio trasportato è salito a 12,4 M(m³) dagli 11,7 M(m³) del 2016.

Come già era accaduto nel 2016, un'ampia spinta alla crescita complessiva è venuta dal settore termoelettrico, al quale sono stati riconsegnati complessivamente 25,6 G(m³), l'8,8% di gas in più dell'anno precedente. Curiosamente, i volumi riconsegnati nel 2017 al settore industriale, agli impianti di distribuzione e alla categoria residuale "altro" risultano tutti superiori rispetto a quelli del 2016 di circa un miliardo di metri cubi, ma naturalmente tale incremento dà luogo a un valore di crescita percentuale diverso nei tre settori. L'incremento percentuale per il settore industriale, che parte dalla consistenza più bassa, risulta chiaramente il più elevato, pari al 6,9%. Un aumento del 5,6% si rileva per la categoria "altro", mentre la crescita delle riconsegne agli impianti di distribuzione, che incidono per un terzo del totale, risulta comprensibilmente quella più bassa e pari al 3,1%.

Se si allarga lo sguardo agli ultimi dieci anni (Fig. 3.8), si nota come la quantità di gas complessivamente riconsegnato alle varie tipologie

FIG. 3.8

Attività di trasporto dal 2008
G(m³); riconsegne di gas a diverse
tipologie di clienti



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

di clienti stiano recuperando terreno: nel 2017 hanno raggiunto un valore di appena 3,4 G(m³) inferiore a quello del 2008, seppure ancora 6,9 G(m³) più basso del massimo storico toccato nel 2010. Rispetto al 2008, la riduzione dei volumi trasportati appare pressoché interamente a carico dei clienti finali termoelettrici e, solo leggermente, dei clienti civili. I volumi riconsegnati al termoelettrico sono diminuiti di 8,8 G(m³), cioè del 26% rispetto a dieci anni fa, mentre quelli riconsegnati agli impianti di distribuzione sono diminuiti del 2,6%. Il recupero del settore produttivo appare invece completato: i volumi riconsegnati all'industria nel 2017 sono invariati rispetto a quelli del 2008. Al contrario, sono aumentati di oltre 6 G(m³) i volumi riconsegnati al settore "Altro" che comprende punti di esportazione, punti di uscita verso lo stoccaggio, altre imprese di trasporto e altro ancora).

La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti effettuati all'inizio dell'anno termico, delle capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale per l'anno termico 2017-2018. 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) 2017/459 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 dall'1 ottobre di ogni anno;
- trimestrale, con effetto dall'1 ottobre, dall'1 gennaio, dall'1 aprile e dall'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.

La capacità disponibile viene offerta tramite la piattaforma PRISMA dal 2013 presso Tarvisio, Gorizia e Passo Gries a cui si sono aggiunti, nel 2014, anche Mazara e Gela.

Per l'anno termico 2017-2018 la capacità conferibile complessivamente è pari a 293,8 M(m³)/giorno, valore che è dato dalla somma delle capacità di tutti i punti di ingresso collegati via gasdotto meno 27,3 M(m³)/giorno che rappresentano la capacità concorrente nei punti di Mazara e Gela. Questa infatti è la capacità che se resa disponibile nel punto di Mazara riduce di un uguale valore quella conferibile a Gela e viceversa. La capacità complessivamente conferibile è leggermente diminuita

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale a inizio anno termico 2017-2018
M(m³) standard per giorno

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(D)
Passo Gries	59,0	11,1	47,9	18,9%	9
Tarvisio	106,9	87,5	19,4	81,9%	22
Gorizia ^(A)	1,9	0	1,9	0,0%	0
Mazara del Vallo ^(B)	107,3	93,6	13,7	87,2%	4
Gela ^(B)	46,0	18,2	27,8	39,7%	2
TOTALE ^(C)	293,8	210,4	83,4	71,6%	27
Terminali di GNL					
Panigaglia	13,0	0,0	13,0	0,0%	–
Cavarzere	26,4	21,0	5,4	79,7%	–
Livorno	15,0	15,0	0,0	100,0%	–

(A) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) La capacità conferibile e la capacità disponibile nei punti indicati includono 27,3 M(m³)/g di Capacità Concorrente ai sensi del Codice di Rete.

(C) Poiché il conferimento della Capacità Concorrente nel punto di entrata di Mazara del Vallo riduce di un uguale valore la capacità disponibile nel punto di entrata di Gela e viceversa, le capacità totali conferibile e disponibile escludono 27,3 M(m³)/g di Capacità Concorrente.

(D) 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 regolati e Snam Rete Gas.

rispetto a quella dell'anno termico precedente nei punti di Tarvisio (punto di ingresso del gasdotto Tag per l'importazione dalla Russia) e Gorizia.

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 il 71,6% a 27 soggetti. Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2018 la medesima quota scende al 65% per la riduzione, pari a 26 M(m³)/giorno delle capacità conferite a Mazara del Vallo, mentre in tutti gli altri punti si registra un lieve incremento delle capacità conferite; a Passo Gries la saturazione sale dal 18,9% al 21,1%, a Tarvisio il tasso sale dall'81,9% all'85,9% e a Gela dal 39,7% al 41,8%. La riduzione a Mazara del Vallo è dovuta all'effetto delle disposizioni introdotte con la delibera 28 settembre 2017 666/2017/R/gas dell'Autorità, che consentono ai titolari di capacità di trasporto di lungo periodo presso i punti di interconnessione con l'estero di rimodulare nel tempo i propri diritti di trasporto.

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della Rete in corrispondenza dei tre terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale GNL Italia del gruppo Snam, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. All'inizio dell'anno termico il terminale di Panigaglia risulta completamente libero. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la Rete nel punto di Cavarzere) è, invece, pari a 26,4 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 e

per 25 anni, ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE, la capacità conferibile in tale punto sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Infine, la capacità conferibile nel terminale di Livorno gestito dalla società OLT Offshore LNG Toscana, pari a 15 M(m³)/giorno, all'inizio dell'anno termico risultava interamente occupata. Il terminale è entrato in esercizio nel dicembre 2013.

Complessivamente, nell'anno solare 2017, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla Rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 365, contro i 342 del 2016, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%.

Conferimenti pluriennali

Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità presso i punti di entrata della rete nazionale di tipo pluriennale che risultano conferite in esito alle procedure di marzo 2017 per i punti di interconnessione via gasdotto e nel mese di luglio 2017 per i punti di interconnessione presso i terminali di GNL.

Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, le capacità ai punti di interconnessione via gasdotto sono state rese disponibili per il conferimento nei prossimi quattordici anni termici, a partire dal 2018-2019. In esito a tali procedure e a quelle degli anni precedenti, per i prossimi 5 anni termici è stata assegnata una capacità complessiva di 220,6 M(m³)/giorno a 5 soggetti.

Come negli anni più recenti, si nota che la capacità conferita diminuisce di anno in anno e in misura notevole. Dall'anno termico 2018-2019 all'anno termico 2023-2024 la capacità conferita si riduce da 178,9 a 32 M(m³)/giorno. A parte Cavarzere, la cui capacità è come già detto riservata, e Gela, che mantiene una capacità riservata di circa 11 M(m³)/

TAV. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale per gli anni termici dal 2018-2019 al 2023-2024
M(m³) standard per giorno

PUNTI DI ENTRATA	ANNI TERMICI					
	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Passo Gries	7.3	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0
Tarvisio	69.7	10.6	10.0	0.0	0.0	0.0
Gorizia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mazara Del Vallo	66.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gela	11.0	10.9	11.0	11.0	11.0	10.9
Cavarzere	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0	21.0
Livorno	3.8 ^(A)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Panigaglia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTALE CAPACITÀ CONFERITA	178.9	43.6	43.0	32.0	32.0	32.0

(A) Nel terminale di Livorno la capacità nell'anno termico 2018-2019 è interamente assegnata solo per i primi 3 mesi, poi è nulla.

Fonte: Snam Rete Gas.

giorno per tutti gli anni considerati, nei restanti punti la capacità risulta completamente disponibile a partire dall'anno termico 2021-2022.

Stoccaggio

In Come ha sottolineato anche il documento sulla Strategia energetica nazionale pubblicato dal Ministero dello sviluppo economico a novembre 2017, il sistema di stoccaggi di gas in sottterraneo italiano ha dimensioni importanti. Esso comprende una capacità a regime di 12,8 G(m³) 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 e della continuità degli approvvigionamenti. A questi si aggiungono 4,6 G(m³) di riserva strategica permanentemente stoccati, utilizzabili in caso di emergenza, cioè solo in caso di lunghe riduzioni degli approvvigionamenti che causino l'esaurimento degli stoccaggi commerciali.

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.

Alla fine del 2017 è scaduto il periodo di vigenza per otto concessioni, tutte nella titolarità di Stogit. Per tali concessioni, la società ha trasmesso al Ministero dello sviluppo economico e alle Regioni le istanze di prima proroga decennale.

Lo scorso anno non sono state conferite nuove concessioni.

Nel 2017 sono proseguiti i lavori per la realizzazione del progetto di Ital Gas Storage a Cornegliano Laudense (in provincia di Lodi) dopo che, nel 2015, la società ha ottenuto dal Ministero dello sviluppo economico il differimento del termine per la conclusione dei lavori (spostato al 31 dicembre 2018) e dall'Autorità il riconoscimento degli incentivi predisposti⁸ per favorire lo sviluppo di nuova capacità di punta da stoccaggio. In particolare, sono attualmente in fase di costruzione gli impianti di superficie. A regime, la realizzazione dell'impianto dovrebbe mettere a disposizione del sistema gas italiano altri 2,2 G(m³) di capacità di stoccaggio. La messa in esercizio è attesa a partire dalla stagione invernale 2018-2019.

All'inizio dell'anno termico 2017-2018 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 17,3 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico.

TAV. 3.8

Concessioni di stoccaggio in Italia

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	SCADENZA
Alfonsine ^(A)	Stogit	100%	Emilia Romagna	85,88	01/01/2017
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	06/11/2021
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	01/01/2017
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	10/12/2024
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	16/06/2024
Cornegliano ^(A)	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/03/2031
Cortemaggiore	Stogit	100%	Emilia Romagna	81,61	01/01/2017
Cugno Le Macine ^(A)	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	02/08/2032
Fiume Trieste	Stogit	100%	Abruzzo - Molise	76,79	21/06/2022
Minerbio	Stogit	100%	Emilia Romagna	68,61	01/01/2017
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	01/01/2017
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia Romagna	100,15	01/01/2017
San Potito e Cotignola	Edison Stoccaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia Romagna	51,76	24/04/2039
Sergnano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	01/01/2017
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	01/01/2017

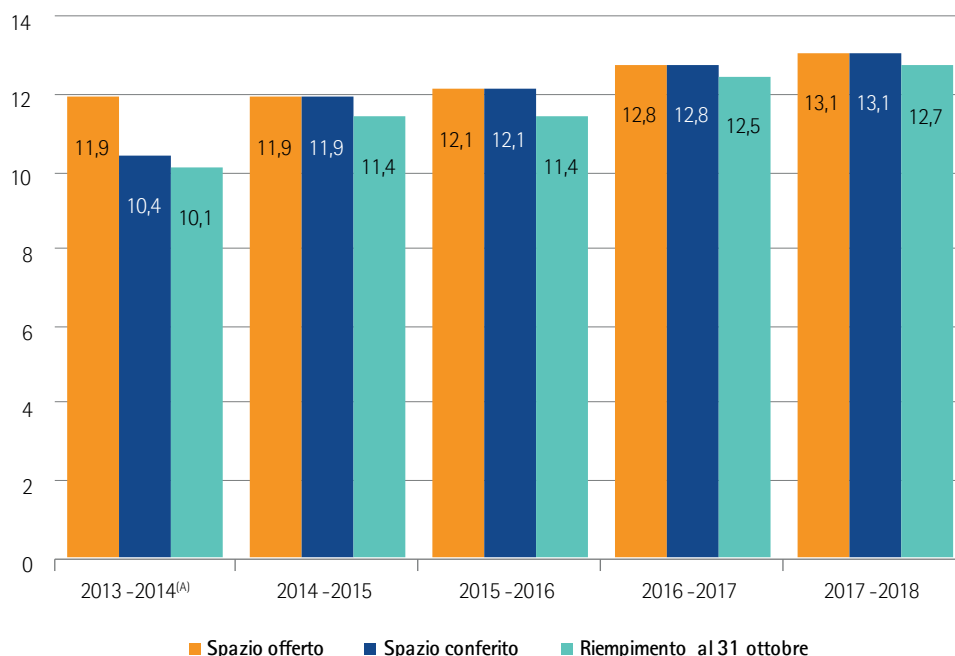
(A) Concessioni non attive.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

⁸ Adottati con la delibera 23 aprile 2015, 182/2015/R/gas.

FIG. 3.9

Spazio negli stoccaggi negli
ultimi anni termici
M(m³) standard



(A) Volumi conferiti in parte ad asta e in parte pro-quota (circa 50% e 50%).

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Lo spazio offerto ad asta è stato pari a 13,07 G(m³) che è stato conferito per 13,06 G(m³), cioè, pressoché interamente (Fig. 3.9). La punta nominale massima di erogazione del sistema è stata pari a 258,65 M(m³)/giorno.

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito da ultimo nel febbraio 2018, con l'emanazione, da parte del Ministro dello sviluppo economico, del consueto decreto in materia (decreto 22 febbraio 2018). Tale assetto replica in parte quello dell'anno precedente e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2017-2018, pari a 7,422 G(Sm³) – con potere calorifico superiore pari a 10,57275 kWh/Sm³ – allocati in asta; a tale capacità è associata una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- la restante capacità, pari a 5,047 G(m³) destinata al mercato, con un profilo di prelievo uniforme nel corso dell'anno, conferita in asta. Di questa, anche nel 2018-2019 è confermata per il servizio di stoccaggio pluriennale, per una durata di almeno due anni, una capacità pari a 1,452 G(m³).

In A differenza dell'anno precedente a partire dal 2018 non è più prevista l'offerta di un servizio integrato di rigassificazione e

stoccaggio, considerato superato dall'offerta ad asta del servizio di rigassificazione.

Per quanto riguarda le prestazioni associate ai singoli servizi di stoccaggio, anche per il 2018-2019 se ne confermano due tipi. In particolare, i servizi disponibili agli utenti, secondo specifiche condizioni, possono prevedere:

- una disponibilità di prestazione di erogazione variabile anche in funzione del mese della fase di erogazione (servizio di modulazione di punta);
- una disponibilità di prestazione di erogazione costante per tutta la durata della fase di erogazione (servizio di modulazione uniforme).

Le modalità di conferimento si limitano a due tipi: specifiche, per le capacità definite dal Ministero dello sviluppo economico e attraverso procedure di asta competitiva.

Nel complesso, nell'anno termico 2017-2018, Stogit ha conferito capacità per i servizi di stoccaggio a 75 operatori; 72 utenti dispongono di capacità per i servizi di modulazione, tre utenti per il servizio di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, nessun utente per il servizio di stoccaggio minerario. Nell'ambito dei servizi di modulazione:

- 4 utenti hanno il solo servizio di modulazione uniforme;
- 24 utenti hanno sia il servizio di modulazione uniforme che quello di punta;

TAV. 3.9

SERVIZIO	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO NELL'ANNO TERMICO	
		2017-2018	2018-2019
Minerario	Definito da MSE	141	156
Bilanciamento trasporto	A richiesta	216	216
Servizio integrato di stoccaggio e rigassificazione	Ad asta	1.450	-
Modulazione di punta	Ad asta	7.402	7.422
Modulazione uniforme	Ad asta	2.308	3.594
Pluriennale uniforme	Ad asta	1.154	1.452
Strategico	Definito da MSE	4.620	4.620
TOTALE		17.291	17.460

Fonte: ARERA.

Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2017-2018 e 2018-2019

M(m³) standard; spazio offerto in conferimento a inizio anno termico

- 12 utenti hanno il servizio di modulazione uniforme, quello di punta e quello pluriennale;
- 1 utente ha il servizio di modulazione di punta e quello pluriennale;
- 31 utenti hanno solo il servizio di modulazione di punta.

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2018 sono risultati pari a circa 21 G(m³), di cui 10,9 in erogazione e 10,1 in iniezione.

Per quanto riguarda Edison Stoccaggio, gli utenti nell'anno termico 2017-2018 sono stati 13 per il servizio di modulazione di punta. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio a marzo 2018 sono risultati pari a circa di 1,03 G(m³), di cui 0,63 in erogazione e 0,40 in iniezione.

Distribuzione

Come negli scorsi anni, 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 nell'anno 2017 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2016. Nelle pagine che seguono sono, quindi, da considerarsi provvisori tutti i dati riguardanti il 2017.

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 222 imprese. Hanno risposto 220 operatori⁹.

Prima di illustrare i risultati dell'Indagine è opportuno, come di consueto, descrivere le numerose operazioni societarie che hanno interessato gli esercenti tra il 2017 e l'inizio del 2018. In primo luogo, come di consueto, vi sono state diverse operazioni di cessione/acquisizione. In particolare dall'inizio del 2017:

- l'1 gennaio 2017, Società Impianti Metano ha acquisito l'attività di distribuzione di metano e gas diversi da SIME Partecipazioni, che è anche il suo unico azionista;
- l'1 gennaio 2017, San Donnino Multiservizi ha ceduto l'attività di distribuzione a Rete Gas Fidenza; l'intero capitale sociale di entrambe le società è del Comune di Fidenza;
- l'1 gennaio 2017, Energie Offida ha conferito il ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione gas a Centria;
- a inizio aprile 2017, gli enti territoriali azionisti di Pasubio Group hanno ceduto l'intero capitale ad Ascopiave;
- ad aprile 2017, RP Energy Holding ha acquisito l'intero capitale sociale di Pomilia Reti Gas da Coop Pomilia Gas e C.O.Gas;
- il 6 aprile 2017, Italgas Reti ha acquisito da H2Cil 90% del capitale sociale di Enerco Distribuzione;
- l'1 agosto 2017, Salerno Energia Distribuzione ha acquisito da Aquamet gli impianti di Battipaglia e Bellizzi - Montecorvino Pugliano;
- l'1 ottobre 2017, Erogasmet ha acquisito da Multiservizi SB il ramo d'azienda relativo alla distribuzione gas;

⁹ Non hanno risposto all'Indagine le società Casirate Gas e Vergas.

- il 30 dicembre 2017, Gasman ha acquisito da Mediterranea Energia, in esito a procedura a evidenza pubblica, il servizio di distribuzione gas naturale relativo agli impianti di Manfredonia, Borgo Mezzanone, Area Industriale PPI;
- il 27 gennaio 2018, Italgas Reti ha acquisito alcuni impianti di distribuzione di Amalfitana Gas;
- l'1 febbraio 2018, 2i Rete Gas Impianti ha acquisito Nedgia da Gas Natural Internacional SDG;
- l'8 febbraio 2018, Progas Metano, società del gruppo CPL Concordia, ha avviato l'attività di distribuzione di gas naturale a Procida;
- l'1 marzo 2018, Tenna Retigas ha acquisito l'attività di distribuzione gas di Steca.

Le operazioni di incorporazione segnalate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità sono le seguenti:

- l'1 maggio 2017 Erogasmet ha incorporato Veneta Gas e Lodigiana Infrastrutture, già controllate in precedenza;
- l'1 settembre 2017, all'interno del gruppo Ascopiave, AP Reti Gas Vicenza ha incorporato Pasubio Distribuzione;
- l'1 ottobre 2017 Italgas Reti ha incorporato Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas, già controllata in precedenza;
- l'1 gennaio 2018 2i Rete Gas ha incorporato Genia Distribuzione Gas, già partecipata al 100%;
- l'1 gennaio 2018, Broni-Stradella Pubblica ha incorporato Broni-Stradella, nell'ambito dello stesso gruppo societario.

Dall'inizio del 2017, vi sono state le seguenti operazioni di ridenominazione:

- l'1 gennaio 2017, ASMT Energia ha mutato la ragione sociale in Società Impianti Metano;
- il 24 marzo 2017, Cis Gas ha cambiato ragione sociale in Nuceria Distribuzione Gas;
- nel maggio 2017, Pasubio Group ha variato la ragione sociale in AP Reti Gas Vicenza;
- l'11 dicembre 2017, ADEN ha cambiato la ragione sociale in Gasman Distribuzione;
- il 15 dicembre 2017, Sviluppo Energia ha variato la natura giuridica da srl a spa;
- il 20 dicembre 2017, Atena (gruppo Iren) ha modificato la ragione sociale in ASM Vercelli;

- l'1 febbraio 2018, Nedgia ha assunto la denominazione sociale 2i Rete Gas Impianti.

Infine, vi sono state le seguenti operazioni di natura diversa dalle precedenti:

- la separazione di Italgas dal Gruppo Snam che, anche se è stata effettuata a novembre 2016, riverbera per intero i suoi effetti a partire dal 2017, anno oggetto della presente *Relazione Annuale*;
- nel marzo 2017, la società A2A è salita al 74,5% del capitale sociale di Azienda Servizi Valtrompia, che così è entrata nel campo di consolidamento della prima;
- il 9 agosto 2017, Edma Reti Gas ha conferito, attraverso scissione, l'attività di distribuzione nei Comuni di Rieti, Magione, Citerna e Mosciano Sant'Angelo alla società Tuarete Distribuzione Gas Tirreno Adriatico. Quest'ultima, il giorno successivo, ha affittato i contratti di concessione del servizio di distribuzione gas nei medesimi comuni a Edma Reti Gas. L'1 gennaio 2018, Tuarete Distribuzione Gas Tirreno Adriatico ha ripreso in carico i contratti di concessione appena menzionati per poi cederli a Centria. Tutte le imprese suddette appartengono al medesimo gruppo societario;
- nell'ottobre 2017, Erogasmet è salita al 100% del capitale sociale di Bresciana Infrastruttura, che così è entrata nel gruppo EG Holding.

Nel 2017 i soggetti attivi sono risultati 211, sette in meno rispetto al 2016 (Tav. 3.10). La variazione del numero dei soggetti è in larga parte attribuibile agli effetti delle operazioni societarie appena viste.

La suddivisione dei distributori in base al numero dei clienti serviti evidenzia: sette distributori molto grandi (oltre 500.000 clienti), 20 distributori di grandi dimensioni (numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), 22 distributori medi, 105 piccoli e 57 piccolissimi. Complessivamente si è ridotta la frammentazione, poiché da un lato è diminuito di 6 unità il numero degli operatori piccoli e piccolissimi e dall'altro la diminuzione di una unità nel numero di grandi imprese corrisponde all'unione di due soggetti di tale categoria (Italgas Reti e Napoletanagas).

I volumi complessivamente distribuiti sono aumentati del 1,6%, con evoluzioni diverse tra le classi di imprese. La crescita più elevata (6,5%) ha riguardato i medi operatori, seguiti da quelli molto grandi (+2,3%) e dai grandi (+0,7%). Viceversa sono

TAV. 3.10

Attività dei distributori nel periodo 2011-2017

OPERATORI ^(A)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
NUMERO	227	226	228	228	226	218	211
Molto grandi	9	8	7	8	8	8	7
Grandi	25	27	26	22	22	20	20
Medi	18	18	20	20	22	22	22
Piccoli	114	112	115	117	114	110	105
Piccolissimi	61	61	60	61	60	58	57
VOLUME DISTRIBUITO – M(m ³)	34.295	33.913	34.241	29.470	31.184	31.078	31.568
Molto grandi	19.677	19.309	19.553	17.414	18.375	19.511	19.967
Grandi	8.591	8.834	8.682	6.754	7.099	5.843	5.887
Medi	2.015	2.034	2.227	2.020	2.228	2.240	2.386
Piccoli	3.780	3.512	3.578	3.105	3.297	3.290	3.136
Piccolissimi	233	223	202	176	184	194	192

(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.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

diminuiti i volumi di gas erogato dalle imprese di dimensioni piccole (-4,7%) e piccolissime (-1%).

Per quanto sopra, anche se il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna è sceso (27 unità, dalle 34 che si registravano nel 2011), la quota di queste società non si è ridotta in termini di gas distribuito e nel corso degli anni è rimasta sostanzialmente stabile intorno all'82%. Le medie imprese sono aumentate sia in termini di numero (da 18 a 22) che di incidenza dei volumi distribuiti (dal 5,9% al 7,6%), mentre le piccole e le piccolissime imprese hanno ridotto sia la loro numerosità (da 175 a 162) che la loro quota di volumi erogati (dall'11,7% al 10,5%).

Complessivamente i 211 operatori attivi nel 2017 hanno distribuito 31,6 miliardi di m³, 489 milioni di m³ in più dell'anno precedente, a poco meno di 23,7 milioni di clienti finali (identificati mediante il numero dei gruppi di misura). Il servizio è stato gestito attraverso 6.473 concessioni in 7.197 comuni (Tav. 3.11).

Nessun elemento di novità emerge dall'analisi territoriale dei dati: al primo posto si collocano, come sempre, Lombardia, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, nelle quali viene distribuito il 62,6% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono complessivamente un altro 19,6%, il restante 17,8% viene distribuito nelle rimanenti parti d'Italia, con quote regionali che non arrivano al 3%. Manca dall'elenco la Sardegna, che non è metanizzata.

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 distribuito il 70,2% del gas totale a 13,2 milioni di clienti (il 56% del totale nazionale); seguono il Centro con il 19,9% del gas, erogato a 5,8 milioni di clienti (il 24,6% del totale) e infine il Sud e la Sicilia, con il 9,8% di gas a 4,6 milioni di clienti (il 19,4% dei clienti totali). Il numero di concessioni è inferiore al numero dei comuni serviti in tutte le ripartizioni geografiche; l'aggregazione territoriale, tuttavia, appare più forte al Nord e al Centro, dove il numero di comuni per concessione è, rispettivamente, pari a 1,15 (come nel 2016) e a 1,10 (come nel 2016), mentre lo stesso indicatore al Sud e Isole risulta pari a 1,03 (1,02 nel 2016).

Secondo i dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale gas dell'Autorità, nel 2018 sono state metanizzate 58 nuove località.

L'andamento nel tempo del livello di concentrazione presente nel settore della distribuzione viene valutato mediante due elementi: l'indicatore C3, che in ogni regione somma il valore delle quote di volumi distribuiti dai primi tre operatori, e la percentuale di clienti servita dai medesimi tre operatori (Tav. 3.12).

Come sempre, la Valle d'Aosta evidenzia la massima concentrazione, data la presenza di un unico distributore in entrambi gli anni. Anche nelle altre regioni i livelli di concentrazione si mantengono mediamente piuttosto elevati e stabili nel tempo. Nel 2017 il numero medio di imprese presenti in ciascuna regione è rimasto pari a 17 unità, il valore del C3 ha

TAV. 3.11

Attività di distribuzione per regione nel 2017

Clienti in migliaia; volumi erogati in M(m³)

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	NUMERO CONCESSIONI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI
Piemonte	26	2111	1093	3.475	984	11,0%	8,9%
Valle d'Aosta	1	23	24	44	36	0,1%	0,1%
Lombardia	50	4915	1583	8.322	1343	26,4%	20,8%
Trentino Alto Adige	12	284	169	665	183	2,1%	1,2%
Veneto	28	2127	665	3.937	551	12,5%	9,0%
Friuli Venezia Giulia	8	561	197	865	171	2,7%	2,4%
Liguria	8	906	159	840	153	2,7%	3,8%
Emilia Romagna	23	2314	393	4.026	300	12,8%	9,8%
Toscana	10	1635	248	2.185	238	6,9%	6,9%
Umbria	12	367	95	474	79	1,5%	1,5%
Marche	27	690	229	868	193	2,7%	2,9%
Lazio	14	2340	330	1.992	308	6,3%	9,9%
Abruzzo	25	664	308	643	279	2,0%	2,8%
Molise	9	132	137	124	134	0,4%	0,6%
Campania	23	1444	457	998	426	3,2%	6,1%
Puglia	10	1361	261	1.022	255	3,2%	5,8%
Basilicata	13	212	129	187	122	0,6%	0,9%
Calabria	10	455	375	263	371	0,8%	1,9%
Sicilia	14	1127	345	636	347	2,0%	4,8%
ITALIA	-	23.668	7.197	31.568	6.473	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

confermato il 78,4% del 2016, la quota di clienti serviti è rimasta pari al 79,4%.

Nei dati più recenti si osservano: 15 regioni su 19 in cui il C3 è pari o superiore al 70%, dieci regioni in cui è pari o superiore all'80% e tre regioni in cui supera addirittura il 90%. Gli stessi conteggi per l'anno 2016 evidenziano una situazione lievemente più concentrata: 15 regioni con C3 maggiore del 70%, undici con C3 superiore all'80% e quattro regioni con C3 oltre il 90%. Le regioni in cui la concentrazione è pari o superiore al 90% sono le stesse nei due anni considerati: nell'ordine, Valle d'Aosta, Lazio, Friuli Venezia Giulia. Il Veneto mantiene nei due anni il livello di concentrazione più basso, nonché l'unico inferiore al 50%. La Lombardia è la regione con il secondo valore di C3 più basso, 56,4%. In tutte le regioni sopra evidenziate non vi sono variazioni tra il 2016 e il 2017.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2017, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello (Tav. 3.13), mostra una lieve inversione di tendenza nell'importanza degli enti pubblici rispetto al 2016: nel 2017,

infatti, tali soggetti risultano possedere in media il 33,3% delle quote delle società di distribuzione, mentre lo scorso anno tale percentuale era pari al 32,3%. Il 24,8% è relativo a quote detenute da società diverse. Il 13,7% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuta da persone fisiche, anch'essa in aumento rispetto allo scorso anno. Vi è una inversione di tendenza anche nell'importanza delle imprese energetiche: complessivamente, le loro quote sono diminuite rispetto al 2016, quando contavano per il 29,8%, mentre nel 2017 sono scese al 28%. La diminuzione riguarda sia le imprese locali che quelle nazionali, mentre è rimasta sostanzialmente invariata la quota di quelle estere. Nel 2017 il capitale straniero proviene dal Lussemburgo (quote in 2i Rete Gas), Spagna (in Nedgia, già Gas Natural), Austria (quote in Selgasnet) e Regno Unito (quote in Erogasmet). La voce Mercato contiene le percentuali di capitale dei distributori quotati alla Borsa valori: fino al 2016, tra i distributori gas, Hera era l'unica società quotata. Poiché a luglio di tale anno Hera ha ceduto tutte le attività di distribuzione alla controllata Inrete, non vi è più nessuna società di distribuzione direttamente quotata alla Borsa valori.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 261.682 km di rete (di cui, nel 2017, 334 non in funzione), il 57,5% in bassa pressione, il 41,8% in media pressione e lo 0,67% in alta pressione (Tav. 3.14). La lunghezza delle reti è cresciuta di 1.640 km rispetto al 2016, essenzialmente sulla parte in media pressione. I tratti di rete non in funzione sono diminuiti rispetto al 2016 e sono quindi ancora più marginali.

Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di circa 6.600 cabine e quasi 99.000 gruppi di riduzione finale.

Il 58% delle reti (152.272 km) è collocato al Nord, il 23% al Centro (59.616 km) e il restante 19% (49.794 km) si trova al Sud e in Sicilia. Mediamente i gestori possiedono l'84,2% delle reti che gestiscono. I Comuni, invece, ne possiedono il 10,8%. Le quote di proprietà variano abbastanza notevolmente da regione a

TAV. 3.12

Livelli di concentrazione nella distribuzione

Quota di volumi distribuiti dai primi tre operatori (C3) e percentuale di clienti da questi serviti

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	2014 C3	% DI CLIENTI SERVITI	2015 OPERATORI PRESENTI	2015 C3	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	27	76,6	79,5	26	76,6	79,5
Valle d'Aosta	1	100,0	100,0	1	100,0	100,0
Lombardia	51	56,4	58,9	50	56,4	58,9
Trentino Alto Adige	12	77,4	83,5	12	77,4	83,5
Veneto	31	49,1	51,8	28	49,1	51,8
Friuli Venezia Giulia	8	93,4	94,1	8	93,4	94,1
Liguria	8	89,32	88,9	8	89,3	88,9
Emilia Romagna	24	78,2	77,9	23	78,2	77,9
Toscana	10	84,1	80,6	10	84,1	80,6
Umbria	12	67,8	69,0	12	67,8	69,0
Marche	27	58,1	58,5	27	58,1	58,5
Lazio	14	95,6	96,4	14	95,6	96,4
Abruzzo	25	70,8	71,7	25	70,8	71,7
Molise	9	85,1	85,3	9	85,1	85,3
Campania	23	82,6	84,1	23	82,6	84,1
Puglia	9	82,1	80,8	10	82,1	80,8
Basilicata	13	86,9	84,9	13	86,9	84,9
Calabria	10	89,4	90,7	10	89,4	90,7
Sicilia	14	73,9	72,8	14	73,9	72,8
MEDIA	17	78,8	79,4	17	78,8	79,4

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati

TAV. 3.13

Composizione societaria dei distributori

Quote del capitale sociale delle società di distribuzione

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2016	2017
Enti pubblici	32,3%	33,3%
Società diverse	24,9%	24,8%
Imprese energetiche nazionali	16,2%	14,8%
Imprese energetiche locali	13,0%	12,5%
Persone fisiche	12,7%	13,7%
Imprese energetiche estere	0,6%	0,7%
Mercato	0,2%	-
Istituti finanziari nazionali	0,1%	0,2%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

regione. Occorre comunque ricordare che esistono soggetti diversi dal distributore e dal Comune cui le reti possono appartenere: per questo la somma delle percentuali della tavola può differire dal 100%.

La consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso, di seguito illustrata, viene effettuata sulla base delle categorie d'uso entrate in vigore nel 2013. Definite¹⁰ nell'ambito della riforma del *settlement*, tali categorie sono state adottate con lo scopo di attribuire agli utenti del servizio di bilanciamento i quantitativi di gas consumati presso i punti di riconsegna (cioè dai clienti finali) che non vengono misurati giornalmente e sono individuate in base a profili di consumo standard.

Più della metà dei clienti (il 54,3%) utilizza il gas sia per il riscaldamento che per la cottura dei cibi e/o la produzione di acqua calda sanitaria (codice C3); tale categoria, che preleva il 45,2% del gas complessivamente distribuito in Italia, ha un consumo unitario di

1.112 m³/anno, sostanzialmente analogo a quello rilevato lo scorso anno, pari a 1.115 m³. La seconda tipologia più diffusa tra i clienti (42,1%) è quella corrispondente al codice C2, che prevede l'impiego di gas per gli usi di cucina e/o per la produzione di acqua calda. Il gas complessivamente distribuito a questa categoria è risultato pari al 6,2% del totale, per un consumo unitario pari a 196 m³ (200 nel 2016). Gli utilizzatori del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1) sono una piccola quota dei clienti totali (solo il 2%), ma incidono molto di più in termini di consumi: essi, infatti, hanno assorbito il 21,7% del gas distribuito. Nel 2017 il consumo annuo pro-capite di tali utilizzatori è risultato di 14.379 m³. Le aziende con usi tecnologici (artigianali e industriali) rappresentano solo lo 0,2% dei clienti e il 3,3% dei prelievi. Invece quasi un quarto dei volumi di gas viene impiegato da soggetti aventi sia usi tecnologici che di riscaldamento (codice T2). Il consumo medio di questi clienti è ovviamente molto elevato e si aggira intorno a

TAV. 3.14

Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2017

Numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km; canone annuo in €/km

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ DELLE RETI		CANONE ANNUO
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE	
Piemonte	799	6720	106,5	12.934,9	11.430,2	94,7%	4,8%	799
Valle d'Aosta	5	56	0,0	168,5	192,5	98,6%	0,8%	5
Lombardia	1759	16232	118,5	16.024,1	31.931,3	78,8%	15,5%	1759
Trentino Alto Adige	224	19670	192,7	2.123,1	2.099,5	90,0%	9,7%	224
Veneto	663	13299	295,8	11.271,0	18.869,4	80,6%	18,8%	663
Friuli Venezia Giulia	127	1500	5,4	2.271,5	5.221,2	65,4%	33,9%	127
Liguria	90	3317	23,6	2.050,8	3.997,7	97,9%	1,8%	90
Emilia Romagna	537	7716	221,9	17.576,6	13.144,9	70,4%	15,1%	537
Toscana	328	10121	225,5	6.681,2	9.949,1	87,6%	12,3%	328
Umbria	184	1990	101,2	1.969,9	3.381,7	57,7%	41,3%	184
Marche	130	2339	15,3	4.635,5	4.762,2	48,5%	30,9%	130
Lazio	325	2526	174,6	7.547,6	7.891,3	63,7%	36,2%	325
Abruzzo	212	2099	3,7	4.896,3	5.098,9	69,0%	30,8%	212
Molise	95	515	0,8	1.124,9	1.156,5	71,0%	28,7%	95
Campania	340	5742	34,2	4.848,1	8.382,1	79,1%	18,2%	340
Puglia	254	1841	139,7	3.583,8	8.770,8	90,2%	9,6%	254
Basilicata	113	465	0,8	982,2	1.671,3	53,3%	46,1%	113
Calabria	248	877	36,2	3.687,7	3.577,2	89,6%	10,3%	248
Sicilia	218	1867	69,8	5.011,1	8.999,6	93,0%	4,6%	218
ITALIA	6.651	98.892	1.766,1	109.388,7	150.527,4	84,2%	10,8%	6.651

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁰ Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO EDIO
C1	Riscaldamento	2,0%	21,7%	14.379
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	42,1%	6,2%	196
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	54,3%	45,2%	1.112
C4	Uso condizionamento	0,0%	0,0%	1.239
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,1%	2.502
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,2%	3,3%	28.454
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,4%	23,5%	22.118
TOTALE		100,0%	100,0%	1.334

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA	VOLUMI	QUOTA SUI GRUPPI DI MISURA	QUOTA SUI VOLUMI
0-120	7.088	5.855	182	24,739%	0,6%
121-480	5.530	5.512	1.617	23,289%	5,1%
481-1.560	9.391	9.375	8.600	39,611%	27,2%
1.561-5.000	2.486	2.484	5.684	10,494%	18,0%
5.001-80.000	421	421	6.514	1,780%	20,6%
80.001-200.000	13	13	1.505	0,053%	4,8%
200.001-1.000.000	6	6	2.703	0,027%	8,6%
Oltre 1.000.000	2	2	4.762	0,007%	15,1%
TOTALE	24.937	23.668	31.568	100,000%	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

22.000 m³, in sensibile aumento rispetto all'anno precedente (circa 21.000 m³).

Il consumo medio complessivo che emerge dalle diverse categorie d'uso è pari a 1.334 m³/anno (Tav. 3.15) di poco superiore ai 1.314 m³ rilevati per il 2016.

La tavola 3.16 mostra come si ripartiscono i clienti e i volumi per fasce di prelievo. Le prime due fasce che, data l'esiguità del consumo annuo (al massimo pari a 480 m³), comprendono principalmente consumi solo di tipo domestico, contano molto in termini di clienti (48%), ma assorbono solo il 5,9% del gas complessivamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di numero di gruppi di misura sia di volumi è quella che prevede

un consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m³; in essa ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che, conformemente a quanto appena visto sui dati per categoria d'uso, impiegano il gas per il riscaldamento dei locali e 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'1,9% dei clienti), assorbono quasi la metà del gas complessivamente distribuito (49,1%).

Nella tavola la numerosità dei clienti per fascia di prelievo e le relative quote sono calcolate in base ai gruppi di misura¹¹ rilevati in ciascuna fascia. Valutando la numerosità dei clienti attraverso i

TAV. 3.15

Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2017

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2017 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in metri cubi

TAV. 3.16

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2017 in migliaia; volumi prelevati in M(m³)

¹¹ 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.

punti di riconsegna¹², si ottiene un valore più ampio di circa 1,27 milioni di unità, quasi tutte concentrate nella fascia di prelievo più piccola. Con l'eccezione della tavola 3.16, che riporta entrambi i dati, si precisa comunque che in tutto il paragrafo i clienti sono conteggiati in termini di gruppi di misura.

Comunque, i dati mostrano una sostanziale stabilità rispetto a quelli del 2016, sia in termini di numerosità sia in termini di volumi prelevati. La quota delle prime tre classi, infatti, lo scorso anno era pari all'87,8% in termini di gruppi di misura, nel 2017 è scesa all'87,6%, mentre quella in termini di volumi prelevati è passata dal 33,1% al 32,9%.

La tavola 3.17 offre un dettaglio della ripartizione dei prelievi e 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)¹³.

Nel 2017 il settore domestico risulta composto da circa 22 milioni di clienti che hanno prelevato circa 15 miliardi di m³, ovvero il 48% di tutto il gas distribuito. Se ai volumi del settore domestico in senso stretto si aggiungono quelli dei condomini domestici, il consumo del settore "domestico allargato" raggiunge la significativa quota del 56,1% di tutto il gas distribuito in Italia e il 93% dei clienti totali.

Circa un miliardo di metri cubi (il 3,6% del totale) è stato prelevato dalle attività di servizio pubblico, definite come i punti di

riconsegna nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. I consumatori rimanenti ("altri usi") rappresentano il 6,6% dei clienti e il 40,3% dei volumi distribuiti. I consumi pro-capite che emergono da questi dati sono coerenti con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 695 m³ per i clienti domestici, 11.612 per i condomini, 13.032 per le attività di servizio pubblico e 8.133 per gli "altri usi", mentre la media di tutti i clienti nel loro complesso risulta pari a 1.334 m³, superiore dell'1,5% a quella dell'anno precedente (1.314 m³).

Nella categoria dei domestici, la fascia di consumo principale è la 481-1.560 m³/anno: vi ricade il 42% dei clienti e il 53% dei volumi, con un consumo medio unitario di 916 m³/anno. Oltre la metà (55%) dei condomini con uso domestico appartiene alla fascia di consumo 5.001-80.000 m³/anno, che assorbe ben l'82% dei volumi prelevati da questa seconda categoria, per un consumo unitario di 17.327 m³/anno. Nella stessa fascia di consumo ricade anche la quota principale (29%) di utenze relative ad attività di servizio pubblico, che da sola assorbe il 40% del gas utilizzato da questa categoria, con un consumo unitario analogo a quello dei condomini e pari a 17.607 m³/anno. Infine, per quanto riguarda la tipologia residuale "altri usi", non si riscontra una fascia di consumo principale in termini di numerosità, mentre

TAV. 3.17

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2017 in migliaia; 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	5.391	22	18	424	175	1	0,3	6
121-480	5.279	12	8	212	1.546	4	2	64
481-1.560	8.926	23	16	410	8.178	23	16	384
1.561-5.000	2.148	39	17	279	4.733	124	51	776
5.001-80.000	51	120	26	225	427	2.077	453	3.557
80.001-200.000	0,2	2	1,2	9	22	220	139	1.124
200.001-1.000.000	0,1	0,2	0,5	6	33	77	180	2.413
Oltre 1.000.000	0	0,0	0,1	2	35	20	296	4.411
TOTALE	21.796	219	87	1.566	15.149	2.544	1.138	12.736

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

¹² Il punto di riconsegna è il punto 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.

¹³ Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e s.m.i.

considerando i volumi si riscontra una lieve prevalenza (35%) 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 3.18.

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 che – per il complesso delle tipologie di clienti – al Nord (1.676 m³) sono circa 2,5 volte quelli osservati al Sud e Sicilia (675 m³), mentre quelli del Centro assumono valori intermedi (1.079 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. Un altro elemento che incide su tale variabilità risiede nella differente distribuzione tra le regioni delle attività produttive di taglia

medio-piccola, che sono tipicamente servite da reti secondarie. Le diversità indicate si riscontrano per tutte le categorie di clienti considerate. La differenziazione è massima per i condomini che consumano in media 12.794 m³ al Nord, 9.395 m³ al Centro e 5.040 m³ al Sud. Seguono le attività produttive ("altri usi"), con 9.145 m³ al Nord, 6.534 al Centro e 4.886 al Sud. Un divario lievemente meno marcato si riscontra per le attività di servizio pubblico, i cui consumi unitari sono di 14.821 m³ al Nord, 12.186 al Centro e 8.669 al Sud, nonché nel settore domestico, i cui consumi pro-capite sono di 812 m³ al Nord, 608 al Centro e 484 al Sud.

La tavola 3.19 mostra la tecnologia dei gruppi di misura, con la ripartizione tra elettronici e tradizionali al 31 dicembre del 2016 e del 2017, evidenziando per l'ultimo anno anche il loro grado di accessibilità fisica¹⁴. L'Autorità ha disciplinato la messa in servizio graduale di gruppi di misura elettronici per tutti

TAV. 3.18

Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2017

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	1.923	1.444	36	422	9	135	143	1.474
Valle d'Aosta	20	17	1	8	0	5	2	14
Lombardia	4.434	3.668	57	857	15	251	408	3.546
Trentino Alto Adige	244	187	8	72	2	45	30	361
Veneto	1.915	1.779	16	158	6	114	190	1.887
Friuli Venezia Giulia	511	414	6	73	2	47	42	331
Liguria	856	403	11	174	3	32	36	232
Emilia Romagna	2.072	1.818	24	268	12	106	206	1.833
Toscana	1.500	1.092	12	105	5	54	117	934
Umbria	336	222	2	15	1	13	28	224
Marche	633	476	4	26	3	42	50	324
Lazio	2.220	1.029	26	277	9	118	85	568
Abruzzo	595	389	3	17	3	29	64	209
Molise	124	79	1	10	1	7	7	28
Campania	1.381	590	6	29	6	53	51	326
Puglia	1.311	749	2	15	3	36	45	222
Basilicata	198	130	1	7	1	12	12	38
Calabria	437	195	1	3	2	13	14	51
Sicilia	1.086	469	3	9	4	27	35	132
ITALIA	21.796	15.149	219	2.544	87	1.138	1.566	12.736

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁴ 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.

TAV. 3.19

Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2016 e 2017 per classe di misuratore

Numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m³)

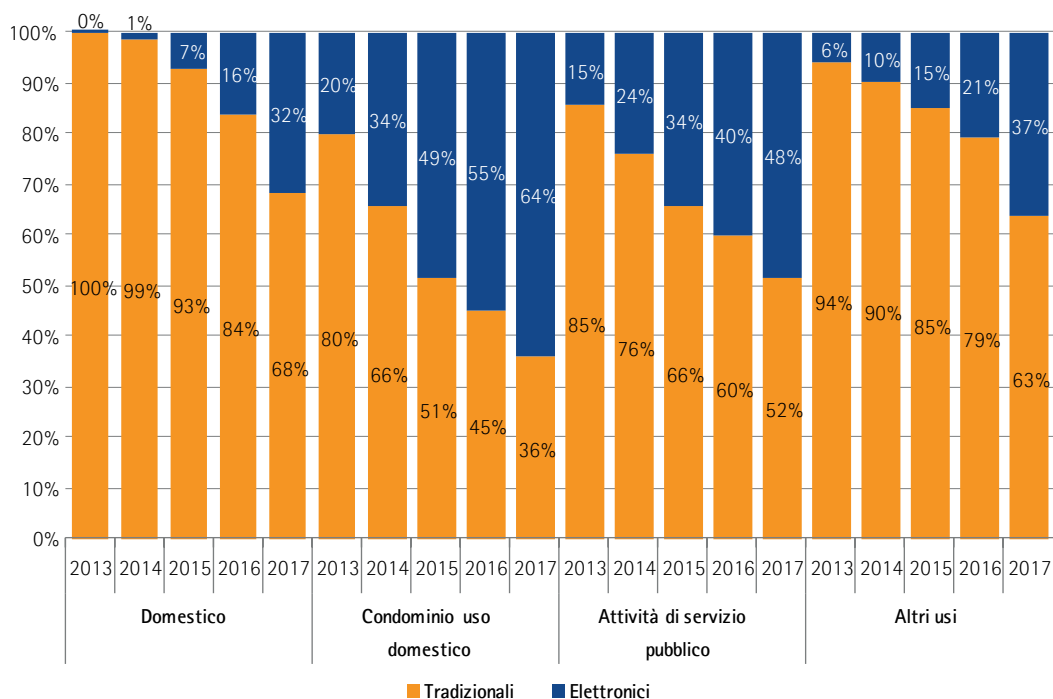
CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	2014	2015			NUMERO TOTALE	PRELIEVI
	NUMERO TOTALE	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI		
Fino a G6	3.536	2.798	1.191	3.201	7.190	5.018
G6	38	40	13	23	77	211
Da G6 a G25	213	127	49	57	233	1.711
G25	98	44	27	27	99	1.424
G40	53	22	16	16	54	1.375
Oltre G40	64	25	17	22	65	10.086
Totale elettronici	4.001	3.057	1.314	3.347	7.718	19.827
TRADIZIONALI						
Fino a G6	18.861	6.203	2.157	7.005	15.364	10.470
G6	626	222	76	240	537	955
Da G6 a G25	66	14	8	15	37	143
G25	8	2	1	3	6	31
G40	4	1	1	1	3	27
Oltre G40	6	1	1	2	3	115
Totale tradizionali	19.571	6.442	2.243	7.265	15.951	11.741
TOTALE GRUPPI DI MISURA	23.572	9.499	3.557	10.612	23.668	31.568

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.10

Gruppi di misura elettronici e tradizionali dal 2013 per tipologia di cliente

Percentuale di gruppi di misura installati



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale, a partire dal 2008. Nel corso del tempo, in considerazione dei ritardi registrati nel processo di installazione, l'Autorità è intervenuta con revisioni delle tempistiche e individuando

forme flessibili di implementazione da parte delle imprese di distribuzione.

L'installazione dei misuratori elettronici prosegue e mostra una crescita considerevole, in particolare nei settori caratterizzati da più

TAV. 3.20

Attività di misura degli utenti distinti per classe di consumo annuo

CLASSI DI CONSUMO ANNUO (m ³)	GIORNALIERA	MENSILE	PDR ATTIVI CON MISURA			PIÙ DI 3 VOLTE L'ANNO	TOTALE
			1 VOLTA L'ANNO	2 VOLTE L'ANNO	3 VOLTE L'ANNO		
0 - 500	0,8%	0,2%	79,5%	6,0%	10,9%	2,6%	100,0%
501 - 1.500	0,8%	0,2%	6,2%	27,6%	55,6%	9,6%	100,0%
1.501 - 5.000	3,0%	0,8%	1,2%	3,7%	73,4%	17,9%	100,0%
>5.000	67,1%	27,0%	0,9%	0,3%	3,8%	0,9%	100,0%
TOTALE	2,3%	0,8%	37,7%	14,5%	37,3%	7,4%	100,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

elevati consumi: il 92% dei gruppi di misura di portata più ampia (quelli dal G25 in poi), infatti, sono elettronici.

Più in generale, tra il 2016 e il 2017 il numero di misuratori elettronici in funzione è raddoppiato. Nel corso dell'anno ne sono stati installati 3,7 milioni, il 98% dei quali di piccola taglia, ovvero i gruppi di misura fino alla classe G6. Alla fine del 2017 risultano dotati di misuratore elettronico del gas un terzo dei clienti domestici, due terzi dei condomini, il 52% delle attività di servizio pubblico e il 43% dei clienti con altri usi (Fig. 3.10).

L'attività di misura dei distributori è riassunta nella tavola 3.20 che riporta le percentuali di utenti, distinti per classe di consumo annuo, che vengono letti con diversa periodicità nel corso dell'anno. I tentativi di raccolta delle misure degli utenti variano in base alla loro dimensione: la lettura giornaliera o mensile è riservata ai clienti con i consumi più elevati, mentre i tentativi di lettura degli utenti con i consumi più bassi sono a intervalli plurimensili. I clienti caratterizzati da consumi molto contenuti, fino a 500 m³/anno, hanno avuto un tentativo di misura all'anno nel

TAV. 3.21

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2017

Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2014
Italgas	8.905	28,2%	1°
2i Rete Gas	5.543	17,6%	2°
Hera	2.949	9,3%	3°
A2A	2.485	7,9%	4°
Iren	1.419	4,5%	5°
Ascopiave	1.014	3,2%	6°
Estra	553	1,8%	7°
Eg Holding	413	1,3%	8°
Agsm Verona	348	1,1%	9°
Ambiente Energia Brianza	191	0,6%	10°
Energei	331	1,0%	12°
Dolomiti Energia	305	1,0%	14°
Unión Fenosa Internacional, S.A.	284	0,9%	11°
Gas Rimini	283	0,9%	13°
Acsm-Agam Spa	275	0,9%	15°
Edison	257	0,8%	16°
Aim Vicenza	255	0,8%	17°
Aimag	257	0,8%	18°
Sime Crema	251	0,8%	19°
Multiservizi	230	0,7%	20°
Altri	5.020	15,9%	-
TOTALE	31.568	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

79,5% dei casi, sono stati letti con periodicità semestrale nel 6% dei casi e con periodicità quadrimestrale nel rimanente 10,9%. Quasi tutti i clienti con consumo annuo compreso tra 501 e 1.500 m³, invece, sono oggetto di rilevazione due o tre volte all'anno (rispettivamente, nel 27,6% e nel 55,6% dei casi); solo il 9,6% di questi consumatori viene rilevato più di tre volte l'anno. La lettura dei consumi dei clienti di media dimensione (1.501-5.000 m³/anno) avviene in prevalenza 3 volte l'anno (73,4%) o più di tre volte l'anno (17,9%). Infine i clienti di dimensione più grande sono oggetto di rilevazione quotidiana per il 67,1% e mensile per 27%.

Esaminando i totali si può vedere che la misura giornaliera riguarda solo il 2,3% dei clienti (che consumano però il 42,2% dei volumi di gas distribuiti); la misura mensile avviene per lo 0,8% dei consumatori (6,2% dei volumi distribuiti); la rilevazione annuale interessa il 37,7% dei clienti (che impiegano però solo il 6,4% dei volumi); il 14,5% dei consumatori (8,2% dei volumi) viene rilevato due volte l'anno e il 37,3% dei clienti (che assorbe il 30,8% dei volumi distribuiti) è oggetto di tentativo di lettura tre volte l'anno. Infine, il 7,4% dei consumatori (6,3% dei volumi) ha più di tre rilevazioni l'anno (ma meno di 12).

La tavola 3.21 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno operato nel 2017 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente. Il "nuovo" gruppo Italgas occupa la prima posizione, con una quota del 28,2%. Diversamente da quanto accade negli altri segmenti della filiera, il secondo gruppo, 2i Rete Gas, segue con una quota non molto distante, il 17,6%. Nel corso del tempo tale gruppo (già Enel Rete Gas) ha acquisito o incorporato varie società, tra cui G6 Rete Gas, nel 2013, Genia Distribuzione Gas nel 2014 e GP Gas nel 2015. Come lo scorso anno, il terzo gruppo è Hera (9,3%), il quarto è A2A (7,9%) e il quinto è Iren (4,5%), mentre per tutte le posizioni successive, a eccezione della tredicesima (Union Fenosa), vi sono cambiamenti rispetto al 2016.

Nel 2017 i primi venti gruppi hanno erogato l'84,1% del totale dei volumi, con un aumento di circa due punti rispetto alla corrispondente quota dell'anno precedente (82%).

Connessioni

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di connessioni di metanodotti con le reti di trasporto o di connessioni di condotte presso la rete di distribuzione. All'interno di ciascuna tipologia di impianto, sono evidenziati i dati relativi al numero di connessioni effettuate e al tempo medio trascorso per ottenerle al netto di quello necessario per acquisire eventuali autorizzazioni o adempimenti da parte del cliente finale che ha richiesto la connessione stessa. Il tempo medio è indicato 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 2017 sono state realizzate 66 connessioni con la Rete di trasmissione nazionale (RTN), di cui 54 in alta pressione e 12 in media pressione (Tav. 3.22). Mediamente, esse hanno richiesto un'attesa di 52 giorni lavorativi (76,9 giorni per le condotte in alta pressione e 35,6 giorni per quelle in media pressione). Nel 2016 è stato realizzato complessivamente lo stesso numero di connessioni: tre in più sulla rete in alta pressione e tre in meno sulle reti di trasporto in media pressione. Il tempo medio di realizzazione degli allacciamenti, invece, è nettamente aumentato rispetto all'anno precedente in entrambi i casi: quasi venti giorni in più nel caso delle reti in alta e più che raddoppiato nelle reti in media. Questo dato risente della diversa composizione delle imprese rispondenti al questionario.

Anche per la rete di distribuzione si osserva un incremento nel numero di connessioni realizzate (Tav. 3.23): nel 2017 è risultato pari a 124.114 contro le 122.109 del 2016. Come sempre la maggior parte degli allacciamenti è avvenuta in bassa pressione (97%) e la restante in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata dai distributori per la rete in alta pressione. Diversamente dal trasporto si registra un accorciamento dei tempi di attesa per le connessioni, passato in media da 16,3 giorni lavorativi (dato calcolato al netto dell'unico allacciamento in alta pressione effettuato nel 2016) a 14,4 giorni lavorativi.

PRESSIONE	2016		2017	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	57	58,8	54	76,9
Media pressione	9	10,9	12	35,6
TOTALE	66	30,0	66	52,1

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.22

Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2016		2017	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	1	746,0	0	-
Media pressione	4.136	24,9	3.602	21,2
Bassa pressione	117.972	7,8	120.512	7,7
TOTALE	122.109	259,6	124.114	14,4

(A) 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 regolati.

TAV. 3.23

Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

Mercato all'ingrosso del gas

Nel 2017, le società che hanno dichiarato in Anagrafica operatori di svolgere, anche per un periodo limitato dell'anno, l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale sono state 642.

Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori regolati 537 imprese, di cui 39 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno (Tav. 3.24). Delle 498 attive, 78 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 313 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 107, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha raggiunto 270,6 G(m³), con una crescita rispetto allo stesso dato del 2016 del 6,8%. Il 39% di tale gas, cioè 105,7 G(m³), è stato intermediato dai grossisti, il 4,8%, cioè 13,1 G(m³), dai venditori puri e il 56,1%, cioè 151,9 G(m³), dagli operatori misti. Nel 2017, diversamente dagli anni precedenti, i grossisti puri e i venditori puri hanno guadagnato

terreno a scapito degli operatori misti, la cui posizione relativa nel mercato totale è diminuita (nel 2016 hanno intermediato il 58% del mercato complessivo).

Come nel 2016, il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha movimentato 210,8 G(m³), è stato alimentato per il 49% da grossisti puri e per il restante 51% da operatori misti. I 59,8 G(m³) venduti al mercato finale sono stati collocati per il 19% dai venditori puri e per l'81% 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 (si veda l'apposito paragrafo).

Come nel 2016, anche nel 2017 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso non è aumentato (al contrario, si è ridotto di 3 unità), mentre è cresciuto il volume di gas che hanno complessivamente intermediato (Tav. 3.25). Infatti, 185 venditori, 10 in meno del 2016, hanno venduto complessivamente 15 G(m³) in più del

TAV. 3.24

Numero di operatori e vendite nel 2017
M(m³)

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	78	-	105.651	95.463	105.651
Venditore puro	313	13.078	-	-	13.078
Operatore misto	107	46.739	105.163	71.469	151.901
Inattivo	39	-	-	-	-
TOTALE	537	59.816	210.814	166.931	270.630

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

2016. Grazie a questi andamenti (più ampio mercato e minor numero di venditori) il volume medio unitario è cresciuto ancora del 13,6%, passando da 1.003 a 1.140 M(m³) nel complesso del mercato.

Come di consueto, è opportuno ripartire gli operatori in classi di vendita: la tassonomia, che li suddivide in grandi, medi, piccoli e piccolissimi, è effettuata prendendo a riferimento il volume di vendita complessivo di ciascuna impresa (che può essersi realizzato sia nel mercato all'ingrosso sia nel mercato finale se l'operatore è di tipo "misto"). In tal modo si vede che la diminuzione complessiva nel numero dei venditori riguarda le ultime due classi di venditori, quelle dei piccoli e piccolissimi. La classe dei medi, invece, è cresciuta di due unità, per l'ingresso di sei imprese (Sorgenia, Sorgenia Trading, Eviva, Gas Natural Vendita Italia, BP Energy Europe, Eni Gas e Luce) e l'uscita di quattro

società (Exo Energy Trading, C.U.RA Gas & Power, Energy.Com, Omv Gas Marketing & Trading).

Il 12,6% (in salita rispetto all'11,9% dell'anno precedente) del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 33,3% dai grandi venditori (33,6% nel 2016), il 47,4% dai venditori medi (47,1% nel 2016). Le 139 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 6,7% del mercato all'ingrosso. Come sempre, quindi, la quota maggiore del mercato è stata fornita dai 41 operatori di media dimensione, il cui venduto in media è di 2,4 G(m³).

La crescita complessiva nei volumi di vendita all'ingrosso, pari a 15,2 G(m³) (+7,8%) è andata prevalentemente a beneficio della classe dei medi (+7,9 miliardi) benché tutte le classi d'impresa abbiano incrementato le vendite con l'eccezione di quella relativa ai piccoli.

TAV. 3.25

Mercato all'ingrosso nel periodo 2011-2015

OPERATORI(A) PER CLASSE DI VENDITA	2013	2014	2015	2016	2017
NUMERO	172	184	199	195	185
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	1	3	4	4	4
Medi	28	26	32	39	41
Piccoli	78	78	66	65	55
Piccolissimi	64	76	96	86	84
VOLUME VENDUTO G(m³)	109,4	146,8	177,7	195,6	210,8
Eni	14,6	22,0	23,0	23,3	26,6
Grandi	9,7	40,9	58,9	65,7	70,1
Medi	67,0	63,5	78,4	92,1	100,0
Piccoli	17,2	19,4	16,3	13,3	13,0
Piccolissimi	1,0	0,9	1,2	1,1	1,2
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	625	798	893	1.003	1.140
Eni	14.584	22.012	22.983	23.341	26.551
Grandi	9.728	13.649	14.713	16.428	17.524
Medi	2.391	2.441	2.449	2.361	2.438
Piccoli	220	249	247	205	236
Piccolissimi	16	12	12,0	12,9	14,2

(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 regolati.

Come sempre, sono numerose le variazioni societarie che sono state comunicate all'Anagrafica operatori relativamente all'attività di vendita all'ingrosso e che sono avvenute tra l'inizio del 2017 e il primo trimestre del 2018. Riassumendo:

- 14 imprese hanno dichiarato l'avvio dell'attività nel periodo considerato; 10 nel corso del 2017 – Noi Energia, Gas & Power, Enerfin, Enercity, Zwilling Strom, Esa Trade, Innovenergy, Enegan, Ego Trade (già Green Trade), Poligrand Energy – e quattro nei primi tre mesi del 2018 (Goil Power, MBI Sorgente Gas e Power, 50 Hertz, ATS Power);
- cinque imprese hanno cessato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale (Antler, Energhe, Kalorgas, Servizi Italiana Gas, Electra Italia);
- sono avvenute diverse incorporazioni. Ve ne sono state nell'ambito dello stesso gruppo societario, come nel caso di Youtrade che ha incorporato BeNRG dall'1 gennaio 2017, Vivigas, che ha incorporato Aemme Linea Energie dall'1 giugno 2017, Europe Energy che ha incorporato Europe Energy Gas & Power dall'1 luglio 2017, Estra Energie, che ha incorporato Coop Gas dal 31 dicembre 2017 (entrata nel gruppo Estra nel febbraio 2016) e, infine, Engie Italia che ha incorporato Engie Energy Management dall'1 gennaio 2018. Altre, invece sono avvenute tra società distinte, come nel caso di Metano Nord, che ha incorporato Tradenergia dal 3 marzo 2017; Salerno Energia Vendite, che ha incorporato GEA Commerciale (del gruppo Iren) dal 19 maggio 2017.
- 9 imprese hanno cambiato gruppo societario: all'inizio del 2017 Energetic Source ha cambiato la propria ragione sociale in Eviva entrando a far parte di questo stesso gruppo; Omnia Energia è entrata a far parte del gruppo Vida, in quanto da settembre 2017 questa impresa ne ha acquisito il 67,14% del capitale; nel gennaio 2017 Energy Only è entrata a far parte del gruppo societario Tradeinv Gas & Energy, con quest'ultima che dopo averne acquisito l'intero capitale sociale, lo ha ceduto per il 70,2% al gruppo G.Energy Holding ad ottobre 2017 (le rimanenti quote del sono ora in capo a due persone fisiche); anche Simp Gas è entrata nel gruppo G.Energy Holding, che ha acquisito il 51% delle quote del capitale sociale (prima erano possedute da Tradeinv Gas & Energy, rimasta socio con il 5%). Ego Trade è entrata a far parte del gruppo Ego dopo che questa è diventata socio di maggioranza dell'impresa; Libarna Gas è uscita dal gruppo Libarna Energie dal momento che tale impresa ha ceduto tutte le proprie quote (100%) a FFFC dal 7 dicembre 2017; Onda Energia non

fa più parte di alcun gruppo dal 3 gennaio 2018 in quanto le quote societarie prima possedute da Sinergia R&S sono state tutte cedute ad altro soggetto; dal 7 febbraio 2018 Blu Ranton è entrata a far parte del gruppo Hera in seguito all'acquisizione del 100% delle quote da parte di Hera Comm Marche; Gas Natural Vendita Italia dal 22 febbraio è passata al gruppo Edison, assumendo la nuova denominazione di Edison Energie (da tale data Edison ha acquisito tutto il capitale sociale);

- quattro imprese hanno cambiato natura giuridica, divenendo società per azioni (eccetto Cioppower che è rimasta una società a responsabilità limitata ma non più unipersonale) e 10 aziende hanno cambiato ragione sociale (tra cui: MGP Trading che ora si chiama Earth Trading; Metaenergia Family ora Meta Newpower, Promgas divenuta Gazprom Italia e DufEnergy Trading che ha assunto la nuova denominazione di DXT Commodities).

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. 3.26): su 100 m³ acquistati, in media 84,2 m³ (84,6 nel 2016) provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (59,6 m³) sulle importazioni (24,7 m³). I restanti 15,8 m³ provengono perlopiù dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (12,5 m³) e sempre più in minima parte (1,9 m³) dalla produzione nazionale. Risultano ancora minoritari gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), dove in media vengono procacciati 0,9 m³ su 100 (questo valore è comunque in leggera crescita rispetto a quello del 2016, quando era pari a 0,7 m³). L'incidenza delle varie fonti, tuttavia, si modifica a seconda della dimensione degli operatori.

La produzione di gas e gli approvvigionamenti all'estero costituiscono le principali fonti per Eni, che – come si è visto nelle pagine precedenti – possiede il 77,1% della produzione nazionale e importa più di metà (il 51%) del gas estero che entra nel mercato italiano. La fonte estera, tuttavia, riveste una discreta importanza anche per i grandi operatori che oltre confine acquistano circa il 29% del gas che poi 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, rivestono un peso importante nell'approvvigionamento dei piccolissimi (40,4%) e dei piccoli (33,4%). Il ricorso ai mercati organizzati resta minoritario per i grossisti di qualunque dimensione: la quota maggiore, infatti è quella dei piccoli che acquistano il 2,5% del gas che rivendono.

TAV. 3.26

Approvvigionamento dei grossisti nel 2017

Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Produzione nazionale	8,7%	0,5%	0,0%	4,3%	5,4%	1,9%
Importazioni	77,3%	28,7%	6,5%	7,5%	7,2%	24,7%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	0,7%	3,5%	18,4%	33,4%	40,4%	12,5%
Acquisti in stoccaggio	0,0%	0,0%	0,5%	2,2%	0,1%	0,4%
Acquisti al PSV	13,2%	67,1%	73,1%	50,2%	44,6%	59,6%
Acquisti in Borsa	0,1%	0,2%	1,5%	2,5%	2,3%	0,9%
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 regolati

TAV. 3.27

Impieghi di gas dei grossisti nel 2017

Quote percentuali

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	62,5%	89,0%	76,7%	57,6%	44,5%	76,2%
– di cui vendite in stoccaggio	0,0%	0,1%	0,7%	5,0%	0,5%	0,5%
– di cui vendite al PSV	78,3%	81,3%	83,6%	58,5%	55,3%	61,4%
A clienti finali	23,0%	6,4%	18,2%	36,8%	38,6%	17,2%
– di cui collegati societariamente	8,3%	35,5%	40,5%	4,5%	8,3%	26,6%
Autoconsumi	14,0%	4,3%	3,4%	2,1%	14,4%	5,3%
Borsa	0,5%	0,3%	1,7%	3,6%	2,5%	1,3%
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 regolati

La tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (Tav. 3.27) 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 (89%) nel caso dei soggetti di grandi dimensioni, ma è molto rilevante anche nei medi e nei piccoli. La parte destinata al mercato finale conta mediamente per il 17,2% (18,3% nel 2016), ma la sua importanza è massima per i piccolissimi (38,6%) e per i piccoli (36,8%) oltre che per Eni (23%). Gli operatori grandi e medi, che come si è appena detto usano perlopiù il gas per la rivendita ad altri operatori (specialmente al PSV), invece, concentrano le vendite finali a clienti collegati societariamente. Mediamente, il 5,3% del gas viene riservato agli autoconsumi, ma anche in questo caso si osserva una discreta variabilità tra le classi

di operatori: quote rilevanti di gas sono dirette all'autoconsumo da Eni e dai piccolissimi, mentre una quota irrisoria si registra per i medio-piccoli. Il gas destinato alla Borsa risulta in tutte le classi molto limitato, pari in media solo all'1,3%.

In base ai dati ricevuti dalle imprese attive che hanno risposto all'Indagine annuale (498 nel 2017 e 483 nel 2016), hanno venduto almeno 2 G(m³), cioè circa l'82% circa di tutto il gas movimentato all'ingrosso, 24 società nel 2017 e 19 nel 2016; hanno venduto almeno 1 G(m³) 37 imprese nel 2017 e 38 nel 2016.

La tavola 3.28 mostra sia il dettaglio dell'attività delle società il cui venduto ha raggiunto almeno 2.000 M(m³) nel mercato all'ingrosso, sia il prezzo mediamente praticato da tutti i grossisti ad altri rivenditori e ai clienti finali.

TAV. 3.28

Vendite dei principali
grossisti nel 2017
M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	26.551	9.707	36.258	12,6%
Enel Trade	21.277	2.008	23.285	10,1%
Eni Trading & Shipping	18.124	0	18.124	8,6%
Engie Global Markets	16.728	0	16.728	7,9%
Edison	13.968	3.025	16.993	6,6%
Engie Energy Management	8.372	0	8.372	4,0%
Shell Energy Europe Limited	7.992	0	7.992	3,8%
Dufenergy Trading	6.243	0	6.243	3,0%
Edf Trading Limited	5.162	0	5.162	2,4%
Engie Italia	4.978	979	5.957	2,4%
Roma Gas & Power	4.185	245	4.430	2,0%
Gunvor International	4.184	0	4.184	2,0%
Met International	3.805	0	3.805	1,8%
Hera Trading	3.787	161	3.948	1,8%
Engie	3.598	0	3.598	1,7%
A2A	3.466	336	3.802	1,6%
Axpo Italia	3.332	1.020	4.352	1,6%
Banca Imi	3.126	0	3.126	1,5%
Gazprom Marketing And Trading Limited	2.933	0	2.933	1,4%
Enoi	2.648	160	2.807	1,3%
Hb Trading	2.433	0	2.433	1,2%
Koch Supply & Trading	2.423	0	2.423	1,1%
Centrex Italia	2.097	129	2.225	1,0%
Spigas	2.017	140	2.157	1,0%
Altri	37.383	28.829	66.213	17,7%
TOTALE	210.814	46.739	257.553	100%
Prezzo medio (c€/m ³)	20,42	31,42	22,42	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Punto di scambio virtuale

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 del 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.

Nato nell'ottobre del 2003, nel tempo il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati

sia di numero delle contrattazioni, 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 *ove the counter* - OTC), sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Ciò ha decisamente spinto il ruolo del PSV nel mercato italiano del gas. Come si vedrà meglio nel paragrafo successivo, infine, dal settembre 2015 si registrano al PSV anche i

contratti gestiti dalle Borse terze¹⁵, 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.

Nel 2017, 160 soggetti, il 40% in più del 2016, hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. Soltanto 44 di questi erano trader puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Come nel 2016, l'andamento positivo della domanda di gas naturale ha spinto il numero dei sottoscrittori del PSV, che nel 2017 hanno toccato un punto di massimo a 195 unità. Il numero di quelli, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni (Fig. 3.11), è notevolmente cresciuto (+41%) rispetto al 2016, essendo aumentato di 34 unità (82 soggetti nel 2016, 116 nel 2017). Allo stesso modo, un significativo aumento (+38%) si è avuto nel numero dei trader puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) saliti a 44 unità, contro le 32 del 2016. Dopo tre anni di continua diminuzione, il rilancio della domanda di gas naturale ha sospinto anche il PSV, che ha mostrato una netta ripresa già dal 2016.

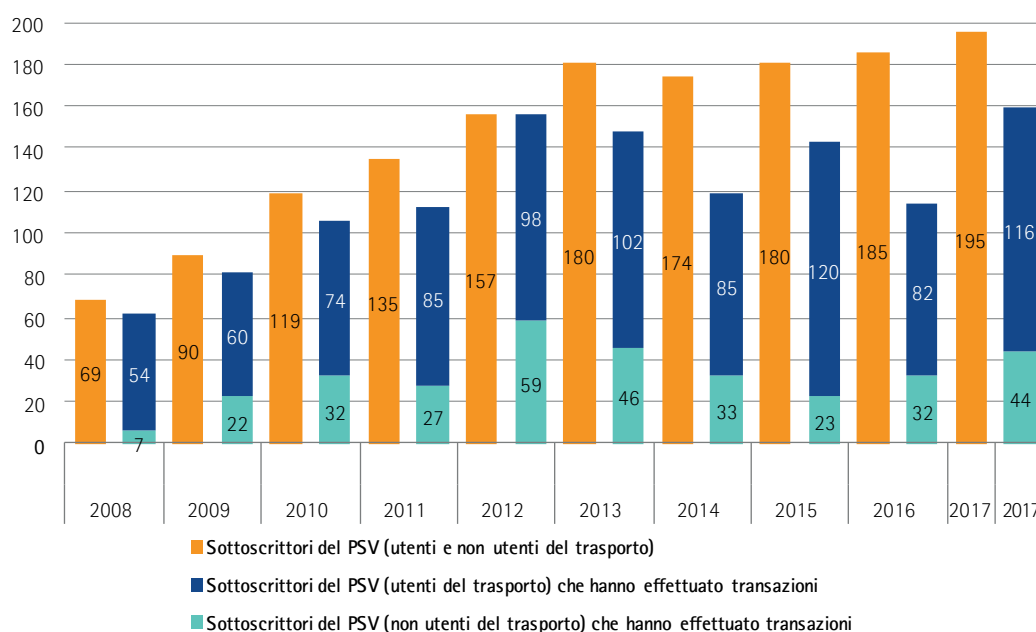
La figura 3.12 mostra lo sviluppo delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e gli scambi registrati al PSV. Nel grafico vengono raggruppate le importazioni presso gli *entry point*, le riconsegne al PSV e, con l'indicazione "PSV-GME", l'insieme degli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati gestiti dal GME, cioè quelli avvenuti sulla Piattaforma per il bilanciamento del gas (PB-GAS) fino a settembre 2016, anche quelli nella M-GAS e, da ultimo, quelli gestiti come *clearing house*. Le importazioni presso gli *entry point*, che comprendono tutte le transazioni (commerciali e doganali), sono raggruppate in un'unica voce, che accoglie le cessioni registrate presso Tarvisio, Passo Gries, Mazara, Gorizia, Gela, nonché le riconsegne di gas che avvengono presso i terminali di GNL.

Il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni sia di volumi scambiati, mentre è andata riducendosi la quota degli scambi ai punti di ingresso della RTN, erosa, talvolta dal diminuire delle importazioni e in parte anche grazie all'accrescersi delle altre modalità di acquisto disponibili: PSV e mercati organizzati.

Nel 2017, nonostante l'incremento delle importazioni, i volumi registrati ai punti di entrata della RTN hanno registrato un calo

FIG. 3.11

Sottoscrittori del PSV
dal 2008



¹⁵ 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.

del 7%. I volumi OTC scambiati presso il PSV, che nel 2016 avevano evidenziato un corposo incremento (16%), hanno continuato a crescere, ma nel 2017 l'aumento si è fermato al 7%. Ancora una fortissima crescita, pari al 26%, ha interessato la voce PSV-GME, che segue quella del 18% del 2016. A partire dall'autunno 2015 le transazioni registrate al PSV, che agisce da *clearing house*, sono andate via via aumentando in misura notevole. Come si vedrà più in dettaglio nel paragrafo successivo, a spingere questa continua crescita vi sono stati anche l'avvio del nuovo mercato di bilanciamento (quarto trimestre 2016), che ha portato un netto incremento degli scambi sulle varie piattaforme della M-GAS..

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 stabilisce:

- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, l'obbligo di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato;
- per gli importatori, l'obbligo di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità.

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 n. 99 del 23 luglio 2009 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 dello sviluppo economico 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. In base al decreto, a decorrere dal 10 maggio 2010 le quote obbligatorie di cessione del gas naturale importato devono essere offerte esclusivamente nell'ambito della nuova Piattaforma di negoziazione, che può però ospitare ulteriori offerte da parte di soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi del decreto legge n. 7/07.

Sulla P-GAS sono ammessi i soggetti che sono abilitati a operare sul PSV e i volumi sono contrattati con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico in modalità di negoziazione continua. La negoziazione avviene direttamente tra gli operatori che si occupano della gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti, mentre il GME non opera come controparte centrale, ma come gestore della piattaforma.

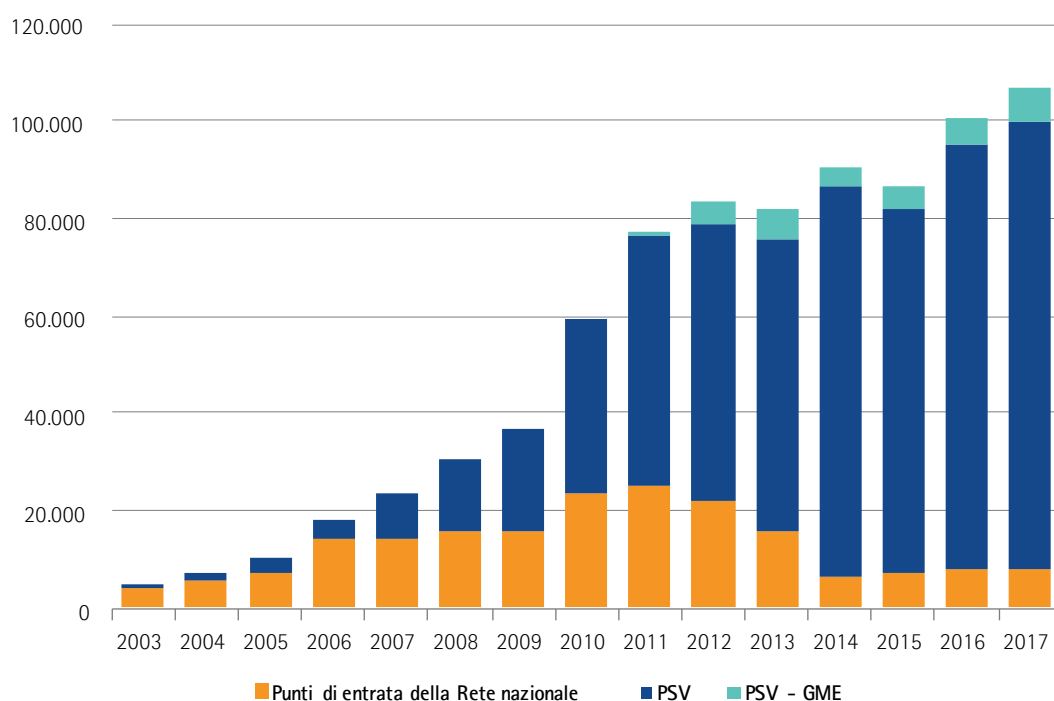


FIG. 3.12

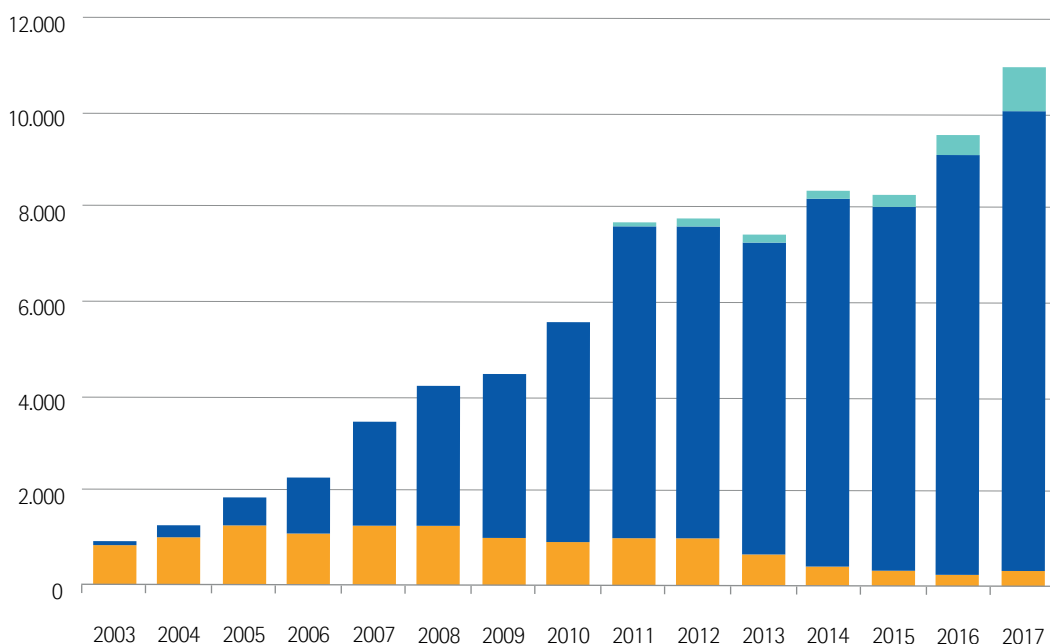
Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale

M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

FIG. 3.13

Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

Nel comparto aliquote della P-GAS, a partire dal 10 agosto 2010 alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia, dovute allo Stato. Anche in questo caso il GME non è controparte centrale e opera esclusivamente come organizzatore e gestore della piattaforma, nella quale la forma di negoziazione è ad asta.

Nel maggio 2012 è stato avviato un ulteriore comparto della P-GAS denominato "comparto ex decreto legislativo n. 130/10", in riferimento al decreto legislativo 13 agosto 2010, n.130, nato per implementare misure finalizzate a rendere il mercato del gas naturale maggiormente competitivo, anche grazie al potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio. Il decreto legislativo n. 130/10 nasce in luogo dei c.d. "tetti antitrust" ormai scaduti e mira a introdurre nuovi incentivi per sviluppare la concorrenza del mercato all'ingrosso tramite lo sviluppo delle capacità di stoccaggio. In particolare, il decreto prevede la possibilità per i soggetti investitori di poter richiedere al Gestore dei servizi energetici (GSE), fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a cinque anni, di consegnare gas nel periodo estivo e di averlo riconsegnato nel periodo invernale per un quantitativo massimo, corrispondente alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e loro assegnata tramite le procedure descritte all'art. 7 del decreto

medesimo. Al fine di incrementare la liquidità del mercato all'ingrosso del gas naturale, il decreto in questione prevede l'obbligo, da parte dei soggetti che si avvalgono delle misure incentivanti appena descritte, di offrire in vendita, nei sistemi di negoziazione organizzati dal GME, i quantitativi di gas naturale per i quali chiedono la riconsegna nel periodo invernale.

Con la delibera 1 marzo 2012, 67/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte trasmesse dal GME e dal GSE sulle modalità con cui i soggetti investitori aderenti possono adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatori virtuali abbinati, per le quote di cui sopra, prevedendo infine che siano alternativamente o cumulativamente offerte sulle seguenti piattaforme:

- piattaforma per l'offerta di gas naturale (P-GAS), attraverso la predisposizione di un apposito comparto denominato "ex decreto legislativo n. 130/10";
- mercato a pronti del gas (MGP-GAS).

Il comparto regolato dall'ex decreto legislativo n. 130/10, tuttavia, pur essendo formalmente attivo, non ospita più offerte in quanto ha esaurito la funzione per il quale era stato istituito.

Con la nascita di M-GAS nell'ottobre 2010 viene 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 con asta di chiusura;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

La PB-GAS, entrata in esercizio con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11, ha sostituito il sistema di bilanciamento "a stoccaggio" con un sistema di bilanciamento "a mercato", dove il prezzo non è più stabilito dall'Autorità ma determinato dall'intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato. Coloro che possiedono capacità di stoccaggio hanno l'obbligo di partecipazione a tale meccanismo. La partecipazione obbligatoria, unitamente alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del bilanciamento (RdB), ha permesso una movimentazione di gas molto più elevata in questo mercato rispetto agli altri gestiti dal GME.

La PB-GAS è articolata nei seguenti comparti:

- Comparto G-1, un vero e proprio mercato del giorno prima dove, su base volontaria, diverse risorse flessibili, tra cui il GNL e lo stoccaggio di Edison, possono essere chiamate a rispondere alle possibili offerte di Snam Rete Gas per la copertura dello sbilanciamento previsionale del sistema;
- Comparto G+1, un mercato del giorno dopo, dove gli operatori offrono giornalmente, in acquisto e in vendita, le risorse di stoccaggio nella propria disponibilità. Allo stesso modo Snam Rete Gas offre in acquisto o in vendita una quantità di gas corrispondente allo sbilanciamento complessivo del sistema, al fine di approvvigionarsi delle risorse offerte dagli operatori che si rendano necessarie per mantenere bilanciato il sistema.

A seguito dell'approvazione del Regolamento europeo del bilanciamento a partire dal 1 ottobre 2016 è stato introdotto in luogo dei comparti G-1 e G+1, un sistema di bilanciamento¹⁶ 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 per approvvigionarsi delle risorse necessarie a bilanciare, rispettivamente, la posizione individuale e quella aggregata di sistema. Tale riforma introduce, 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 tale 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 primo 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 rete¹⁷, sia per altre operazioni¹⁸.
- 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 di cui sopra, 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 (MGAS), in attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 13 marzo 2017.

Dal 2015 gli operatori possono inoltre estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso Borse gestite da

¹⁶ Regolamento (UE) 312/2014 approvato dalla Commissione Europea il 26 marzo 2014.

¹⁷ Ai sensi dell'art. 2.5 dell'Allegato A della delibera 312/2016/R/gas.

¹⁸ Ai sensi dell'art. 7.1 della delibera 312/2016/R/gas.

soggetti diversi dal GME. In particolare, il GME¹⁹ 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 *futures* con consegna al PSV.

Con il decreto 9 agosto 2013, n. 110, il Ministero dello sviluppo economico ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS), in attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. 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 e riferiti a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita del gas.

Prezzi e volumi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME (Tav. 3.29), nel 2017 sono stati scambiati volumi complessivi per 45,9 TWh, in leggero calo rispetto a quanto registrato nel 2016 (-3%). Si osserva, tuttavia, una profonda variazione nella ripartizione di tali volumi sulle diverse piattaforme in quanto il 2017 è il primo anno di piena operatività di alcuni mercati nel nuovo quadro regolatorio (cfr. paragrafo precedente). In particolare, dalla tavola si può osservare come i volumi, che nell'anno precedente risultavano ripartiti tra le piattaforme di bilanciamento G+1 e G-1 (fino al terzo trimestre 2016) e i comparti MI, MGP e MGS (nell'ultimo trimestre 2016), nel 2017 vengano interamente negoziati all'interno dei diversi comparti del M-GAS. La maggior liquidità si osserva sul Mercato Infragiornaliero (23,8 TWh), lo stesso utilizzato preferenzialmente da Snam Rete Gas²⁰ per le sue funzioni di Responsabile del bilanciamento, corrispondente al 25% dei volumi scambiati. Anche sul Mercato del gas in stoccaggio (16,6 TWh) il principale operatore risulta il Responsabile del bilanciamento (35%), la cui netta maggioranza di volumi movimentati

(80%) risulta ai fini del bilanciamento del sistema. Il Mercato del giorno prima (3,3 TWh) registra invece un particolare aumento dei volumi scambiati in concomitanza con l'avvio del meccanismo di *liquidity providing* relativamente al giorno gas in contrattazione G+1. Durante l'anno 2017 non si registra alcuna negoziazione per il Mercato dei prodotti locational, mentre si osserva, dopo quattro anni d'inattività, una ripresa delle negoziazioni ad asta sul comparto "*royalties*" della P-GAS (1,9 TWh), occorsa negli ultimi cinque mesi dell'anno per i prodotti mensili in scadenza nel secondo mese successivo (M+2). Si registrano, invece, per la prima volta nel 2017, negoziazioni sul Mercato a termine del gas per un totale di 186 GWh, principalmente per prodotti *balance of month* (54%). Le prime negoziazioni su quest'ultimo mercato, occorse nel mese di gennaio, vengono registrate in corrispondenza di una revisione del calcolo del prezzo di controllo.

Relativamente ai prezzi in esito sulle diverse piattaforme (Fig. 3.14), il M-GAS ha registrato valori compresi tra i 19,26 €/MWh di MGS ed i 19,67 €/MWh di MI-GAS, e quasi sempre inferiori rispetto alla quotazione media al PSV (nell'anno pari a 19,92 €/MWh)²¹. In particolare il netto rialzo registrato nel mese di dicembre su tutti i mercati spot è in parte riconducibile all'attivazione da parte del Ministero dello sviluppo economico dello stato di preallarme del Piano emergenza gas in seguito all'incidente occorso sul gasdotto d'importazione dall'Austria. Come osservato nell'ultimo trimestre del 2016, si conferma nel 2017 una netta correlazione tra la quotazione al PSV e i prezzi registrati sul M-GAS, rappresentati dal *system average price* (SAP), confermando il ruolo di quest'ultimo nel fornire agli utenti chiari segnali di prezzo indotti dal Responsabile del bilanciamento così da promuovere azioni di bilanciamento da parte dei singoli utenti. Su MGS invece sia il livello dei prezzi che la loro volatilità sembrano discostarsi maggiormente dagli altri comparti e quotazioni.

¹⁹ Delibere 12 giugno 2015, 282/2015/R/gas, e 10 settembre 2015, 436/2015/R/gas.

²⁰ Secondo quanto previsto dal Regolamento (UE) 312/2014 in merito alla gerarchia tra risorse di mercato ai fini del bilanciamento.

²¹ Fonte: Thomson-Reuters.

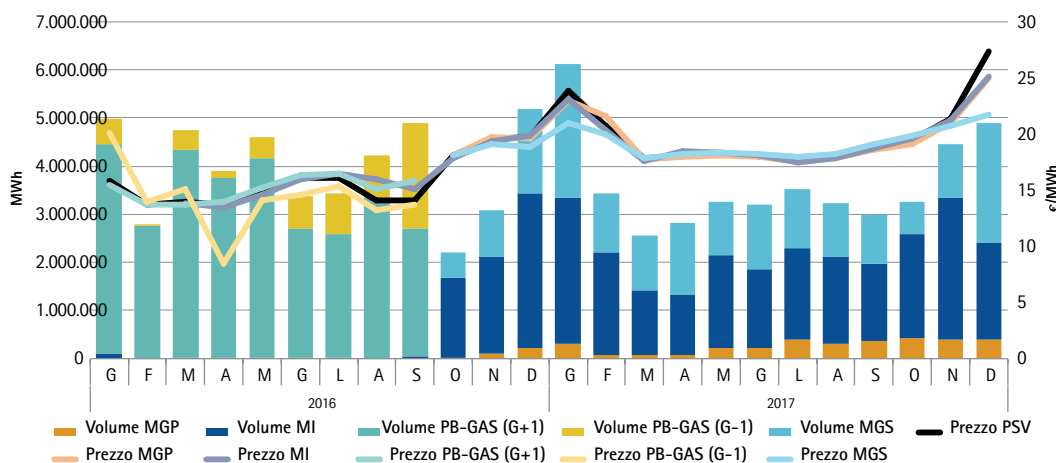
TAV. 3.29

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
P-GAS	Import	365	-	-	-	-	-	-	-
	Royalties	-	2.869.528	2.707.932	1.800.900	-	-	-	1.947.397
	Dlg 130/10	-	-	-	-	-	-	-	-
M-GAS	MI-GAS	-	12.616	36.120	3.820	102.130	1.009.437	7.089.717	23.825.785
	MGP-GAS	-	149.378	135.900	13.300	-	-	334.930	3.279.530
	MT-GAS	-	-	-	-	-	-	-	186.092
	MGS	-	-	-	-	-	-	3.269.012	16.632.693
	MPL	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-GAS	PB-GAS (G+1)	-	1.711.574	34.925.457	40.832.824	38.584.290	40.863.279	30.568.460	-
	PB-GAS (G-1)	-	-	-	48.344	2.940.479	7.326.319	6.218.251	-
TOTALE		365	4.743.096	37.805.409	42.699.188	41.626.899	49.199.035	47.480.370	45.871.497

Fonte: GME.

Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME
MWh

FIG. 3.14



Fonte: GME.

Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas
€/MWh; MWh

Mercato finale al dettaglio

Secondo i dati provvisori dell'Indagine annuale sui settori regolati, illustrati in queste pagine, nel 2017 al mercato del gas finale, libero o tutelato, sono stati venduti 59,8 G(m³), cui vanno aggiunti 154 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*²². Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di quasi 60 G(m³), con una crescita di 2 G(m³) rispetto al 2016 (Tav. 3.30).

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dello sviluppo economico, e commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, oltre 15 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 75 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 72,6 G(m³) di fonte ministeriale. Come di consueto vi sono differenze tra le due fonti che classificano

²² 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. 3.30

Consumi finali di gas naturale nel 2016 e nel 2017

Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m³)

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2016	2017	VARIAZIONE	2016	2017	VARIAZIONE
Vendite finali	57.719	59.816	3,6%	21.183	21.177	0,0%
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	152	154	1,5%	91	108	18,3%
TOTALE MERCATO	57.871	59.973	3,6%	21.274	21.285	0,0%
Autoconsumi	14.118	15.025	6,4%	2,6	2,6	0,0%
CONSUMI FINALI	71.989	74.995	4,2%	21.277	21.280	0,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. Nei dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi raggiunto nel 2017 ha recuperato, e anzi leggermente superato, quello del 2013, sebbene rimanga ancora parecchio distante dai valori pre-crisi, che si aggiravano intorno agli 85 G(m³).

Anche nel 2017, come negli ultimi anni, gli autoconsumi hanno comunque evidenziato un aumento piuttosto consistente, pari al 6,4% in termini di volumi, che non si è manifestato in termini di punti di prelievo, rimasti stabili a circa 2.600 unità. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'89,4% degli autoconsumi si colloca, infatti, in questo settore).

Come si vedrà più avanti nel paragrafo, la risalita dei consumi finali, che emerge significativa tanto nei dati dell'Indagine annuale (6,4%),

quanto in quelli ministeriali (5,5%), appare legata a una crescita più consistente dei settori produttivi (circa 5,2%), mentre quella dei consumi civili appare positiva ma meno intensa (circa 2,4%)..

Indipendentemente dalla crescita delle vendite sul mercato finale, che non tutti gli anni si manifesta, da oltre un decennio si assiste comunque all'incremento del numero di venditori attivi in questo segmento della filiera. Nel 2017 questi ultimi hanno superato le 400 unità, evidenziando un incremento di 18 unità rispetto al 2016²³. Non accenna a fermarsi, quindi, il trend in ascesa nel numero dei venditori, osservabile anche nel mercato dell'energia elettrica.

L'aumento nel numero delle imprese di vendita si è manifestato in tutte le classi di venditori, con l'eccezione delle imprese di media

TAV. 3.31

Attività dei venditori nel periodo 2013-2017

OPERATORI	VENDITE	2013	2014	2015	2016	2017
NUMERO		335	342	378	402	420
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	22	22	25	25	27
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	68	67	55	57	52
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	119	123	133	127	136
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	126	130	165	193	205
VOLUME VENDUTO G(m³)		63,4	53,7	53,7	57,7	59,8
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	45,1	36,1	36,2	40,1	42,5
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	13,8	13,3	12,7	12,8	12,4
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	4,1	3,8	4,4	4,2	4,4
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)		189	142	144	142	142
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	2.048	1.642	1.446	1.604	1.575
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	203	199	230	225	238
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	35	31	33	33	32
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	3	3	3	3	3

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

²³ Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 537 imprese sulle 642 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2017 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 39 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 498 ve ne sono 78 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, quindi, 420.

dimensione (Tav. 3.31), diminuite di cinque unità. Il numero dei grandi venditori è salito invece di due unità rispetto al 2016, così come quello delle piccole e piccolissime imprese, con vendite da 100 M(m³) in giù, è cresciuto complessivamente di 21 unità. L'andamento dei corrispondenti volumi di vendita mostra segni analoghi a quelli delle variazioni nella numerosità delle imprese: il gas venduto dai grandi operatori registra una buona crescita (6%), così come un discreto avanzamento si è avuto nelle vendite dei piccoli (3,3%) e dei piccolissimi (0,6%), mentre si contraggono i volumi collocati nel mercato dalle imprese di media dimensione (-3,6%).

Il continuo accrescersi del numero di soggetti che operano nel mercato, nonostante l'ampliamento della sua consistenza, costituisce la causa della lieve riduzione del volume medio unitario di vendita che è passato dai 144 M(m³) del 2016 a 142 M(m³) nel 2017, benché tale valore rimanga ancora lontano dai valori pre-crisi, cioè dai 230 M(m³) che erano il venduto medio nel 2009.

Come accennato, la classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 27 operatori, due in più rispetto al 2016, in quanto sono entrati cinque soggetti e ne sono usciti tre. Tra gli entranti, tre imprese provengono dalla classe inferiore, ovvero Sorgenia, Gas Natural Vendita Italia ed Eviva (che ha incorporato, come vedremo tra breve, Energetic Source). Due, invece, sono nuovi ingressi: si tratta di BP Energy Europe, che nel 2016 era un grossista puro, ed Eni Gas e Luce, che come si è già visto anche per il settore elettrico, è la controllata alla quale Eni ha ceduto parte della propria attività di vendita a partire dall'1 luglio 2017. Le imprese uscite dalla classe, invece, sono 2B Energia e Uniper Global Commodities, che nel 2017 hanno operato esclusivamente nel mercato all'ingrosso e Cura Gas & Power, passata nella classe inferiore.

Nella classe dei medi, i cinque soggetti in meno rispetto al 2016 risultano dal saldo tra cinque ingressi e dieci uscite: sono entrati Alpiq Energia Italia, Bluenergy Group, Gas Sales, Alegas, Cura Gas & Power, e sono usciti Dolomiti Energia Trading, Sorgenia, Gas Natural Vendita Italia, Gas Plus Italiana, Energetic Source, Selgas, Azienda Energia e Gas, Energhe, Benrg e Gruppo Openlogs.

Come di consueto moltissime operazioni societarie sono state registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità tra l'inizio del 2017 e il primo trimestre del 2018. Alcune imprese sono già state menzionate nel paragrafo dedicato al mercato libero elettrico perché oltre al gas vendono anche l'elettricità; altre sono state menzionate nel

paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso del gas. In ogni caso, riassumendo:

- si sono realizzate 10 operazioni di incorporazione. Con decorrenza 1 gennaio 2017 Youtrade ha incorporato Benrg, mentre A2A Energia ha incorporato Aspem Energia, che già faceva parte dello stesso gruppo societario; dall'1 febbraio 2017 Energetic Source ha cambiato la propria ragione sociale in Eviva ed è entrata a far parte di questo gruppo in quanto la società Avelar Energy Ltd ha ceduto il 65,36% delle quote a ES Solutions (impresa lussemburghese); analogamente, anche Energetic Source Luce & Gas, in quanto partecipata al 100% da Eviva (ex Energetic Source) è entrata nel gruppo Eviva, per poi essere incorporata in Eviva dall'1 aprile 2017; dal 3 marzo 2017 Tradenergia è stata incorporata in Metano Nord; Vivigas ha incorporato Aemme Linea Energie (appartenente allo stesso gruppo societario) dall'1 giugno 2017; Europe Energy ha incorporato Europe Energy Gas & Power, anch'essa dello stesso gruppo societario, dall'1 luglio 2017; dall'1 ottobre 2017 Autogas Nord ha incorporato tre imprese del suo stesso gruppo societario: Autogas Centro, Autogas Jonica e Autogas Nord Veneto Emiliana; Estra Energie ha incorporato Coop Gas e Veia Energia Ambiente dal 31 dicembre 2017 (entrambe erano nello stesso gruppo societario dell'incorporante);
- molte imprese hanno cambiato gruppo societario: Omnia Energia è entrata nel gruppo Vida; Simp Gas, Energy Only ed Erega Energia sono uscite dal gruppo Tradeinv Gas & Energy. Le prime due sono entrate nel gruppo G.Energy Holding che ne ha acquisito, rispettivamente, il 70,2% e il 51,2% del capitale sociale, mentre l'ultima è entrata nel gruppo RB Power & Gas; Broni Stradella Gas e Luce dal 23 giugno 2017 è entrata nel gruppo Unogas che ne ha acquisito il 57,14% del capitale sociale; Cast Energie è entrata nel gruppo Gas Rimini dall'1 luglio 2017 in quanto il gruppo SGR ne ha acquisito il 52%; dal 6 luglio 2017 Hera Comm Marche ha acquisito il 100% di Verducci Servizi (prima di proprietà di due persone fisiche), che quindi è entrata nel gruppo Hera; dal 31 luglio 2017 Lumenergia è entrata nel gruppo A2A che dispone di oltre il 90% del capitale sociale dell'impresa; Rotagas è passata nel gruppo Libera Energia dall'1 agosto 2017 in quanto questa impresa ne ha acquisito il 100% delle quote del capitale sociale in precedenza in capo a Italtrading in liquidazione; con pari data anche Azienda Intercomunale Metano Energie Del Territorio (AIMET) è entrata nel gruppo Libera Energia; dal 7 dicembre

2017 Libarna Gas non fa più parte del gruppo Libarna Energie dal momento che tale impresa ha ceduto tutte le proprie quote (100%) a FFFC; Onda Energia non fa più parte di alcun gruppo dal 3 gennaio 2018 in quanto le quote societarie prima possedute da SINERGIA R&S sono state tutte cedute ad altro soggetto; Blu Ranton dal 7 febbraio 2018 è entrata a far parte del gruppo Hera in seguito all'acquisizione del 100% delle quote da parte di Hera Comm Marche; Gas Natural Vendita Italia dal 22 febbraio 2018 è entrata a far parte del gruppo Edison, assumendo la nuova denominazione di Edison Energie, perché da tale data Edison ha acquisito il 100% delle quote del capitale sociale dell'impresa;

- 43 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali: 33 nel 2017 e 10 nel primo trimestre del 2018;
- 14 imprese in totale hanno cessato l'attività (Natural Power, Soluzione Energia, Energye, Smartutility, Vecoge, Energetica Italiana, Agripetroli, Italiana Gas & Luce, C.P. Energie, Server.Com, Verducci Servizi Energia, Electra Italia, Tei Energy In Liquidazione, Ci & Es Energy);
- diverse operazioni hanno riguardato la cessione/acquisizione dell'attività di vendita a clienti liberi: dall'1 gennaio 2017 Fintel Gas e Luce ha acquisito l'attività da Fintel Energia Group e Axpo Italia ha acquisito l'attività da Suntrading²⁴; Duferco Energia ha acquisito l'attività da Energhe dall'1 giugno 2017; Illumia ha acquisito parzialmente l'attività da Electra Italia dall'1 novembre 2017; dal 21 novembre 2017 Energrid S.p.A. ha ceduto l'attività relativa ai clienti della pubblica amministrazione a Energrid S.r.l., mentre quella relativa agli altri clienti l'ha ceduta a Green Network (tutte le società coinvolte fanno parte del gruppo Green Network); Eni Gas e Luce ha acquisito parzialmente l'attività relativa ai clienti liberi e completamente quella relativa ai clienti tutelati da Eni dall'1 luglio 2017;
- diverse operazioni hanno riguardato la cessione/acquisizione dell'attività di vendita ai clienti liberi e tutelati: dall'1 maggio 2017 la società Gran Sasso ha acquisito l'attività dalla sua partecipata Enerpeligna; Steca Energia ha acquisito l'attività da Protos Gas dal 30 giugno 2017; Lomellina Gas ha acquisito (tramite

conferimento di ramo d'azienda) l'attività da CBL dall'1 ottobre 2017; Gas Sales ha acquisito l'attività da Server.Com dal 9 ottobre 2017; Estra Energie ha acquisito l'attività da Picenogas Vendita e Gas Tronto dall'1 gennaio 2018, ciò in quanto Estra Energie ha acquisito a dicembre 2017 il 10% delle quote del capitale sociale che prima erano di Ascoli Rete Gas, mentre nel caso di Gas Tronto (di cui Estra Energie detiene il 79,95% del capitale sociale e gli altri soci sono il Comune di Colli del Tronto il Comune di Castorano) si tratta di un affitto di ramo d'azienda;

- 11 società hanno cambiato natura giuridica e quasi tutte sono diventate società per azioni;
- 28 imprese hanno cambiato la ragione sociale, talune a seguito di mutamenti nella compagine societaria.

Le modalità di approvvigionamento dei venditori puri²⁵ non sono cambiate rispetto allo scorso anno: le imprese che operano unicamente nel mercato finale si procurano la materia prima quasi esclusivamente (92,1%) mediante acquisti da altri rivenditori nazionali; il resto del gas nella loro disponibilità proviene dal PSV (7,6%) e dagli acquisti in stoccaggio (0,3%). Come in passato, quote più rilevanti di acquisti al PSV si osservano per gli operatori di piccole dimensioni e per i grandi, che in quella sede si procurano, rispettivamente, il 12% e il 22% del gas che rivendono. Quasi tutto il gas (99,6%) nella disponibilità dei venditori puri viene, ovviamente, venduto a clienti finali, anche se il 9,7% di tali quantitativi è destinato a quelli tra loro che sono collegati societariamente. In media, lo 0,4% del gas disponibile viene autoconsumato.

Il 7,1% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 30 su 420, ha venduto nel 2017 oltre 300 M(m³) e sono elencate nella tavola 3.32. Nel 2016 questa quota era pari al 6%, visto che 24 imprese su 402 avevano superato tale soglia.

Il prezzo mediamente praticato ai clienti finali è risultato pari a 34,28 c€/m³, rincarato di 0,52 c€ (+1,5%) rispetto al 2016. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che come si è visto nelle pagine precedenti – era pari a 31,42 c€/m³. La

²⁴ Più precisamente, l'accordo tra Axpo Italia e Suntrading non costituisce una vera e propria acquisizione di attività di azienda, in quanto le due società, fin dal 2014, avevano stipulato un contratto secondo il quale Axpo forniva energia elettrica a Suntrading sulla PCE e gas direttamente ai clienti di Suntrading, che operava come *reseller*. A dicembre 2016 le parti hanno condiviso che taluni clienti di Suntrading instaurassero un rapporto diretto con Axpo che già operava quale utente del bilanciamento e utente del dispacciamento per tali clienti. Suntrading ha così ceduto circa 550 clienti. L'accordo escludeva esplicitamente la possibilità che l'accordo costituisse cessione d'azienda (o di ramo), ma solo acquisto di contratti non rappresentativo del portfolio di Suntrading.

²⁵ L'analisi delle modalità di approvvigionamento dei soggetti che complessivamente operano nel mercato della vendita finale non è molto interessante, essendo la gran parte di essi costituita dagli operatori misti che sono gli stessi attivi nel mercato della vendita all'ingrosso e che in quella sede sono stati descritti.

TAV. 3.32

Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2017
M(m³) e quote percentuali

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Eni	9.707	26.551	36.258	16,2%
Edison Energia	4.863	1.968	6.831	8,1%
Enel Energia	4.573	0	4.573	7,6%
Edison	3.025	13.968	16.993	5,1%
Eni Gas E Luce	2.699	48	2.747	4,5%
Ep Commodities	2.526	140	2.666	4,2%
Iren Mercato	2.433	189	2.623	4,1%
Enel Trade	2.008	21.277	23.285	3,4%
Hera Comm	1.698	247	1.945	2,8%
A2A Energia	1.244	33	1.278	2,1%
Sorgenia	1.184	87	1.271	2,0%
Axpo Italia	1.020	3.332	4.352	1,7%
Engie Italia	979	4.978	5.957	1,6%
E.On Energia.	924	54	978	1,5%
Shell Energy Italia	862	643	1.505	1,4%
Estra Energie	815	1.160	1.975	1,4%
Unogas Energia	630	143	773	1,1%
Vivigas	558	81	639	0,9%
Ascotrade	524	316	840	0,9%
Metaenergia	501	45	546	0,8%
Solvay Energy Services Italia	495	0	495	0,8%
Gas Natural Vendita Italia	482	649	1.131	0,8%
Dolomiti Energia	477	0	477	0,8%
Repower Italia	459	1.993	2.452	0,8%
Ilva	418	0	418	0,7%
Egea Commerciale	377	0	377	0,6%
Soenergy	351	90	441	0,6%
Linea Più	342	97	439	0,6%
A2A	336	3.466	3.802	0,6%
Repower Vendita Italia	318	0	318	0,5%
Altri	12.989	23.607	36.596	21,7%
TOTALE	59.816	105.163	164.979	-
Prezzo medio (c€/m ³)	34,28	20,87	25,73	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

ragione del differenziale positivo, pari a 2,86 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle sue caratteristiche. Le imprese che operano prevalentemente nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, sono caratterizzati da consumi poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, specie industriali, che grazie agli alti livelli di consumo è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli e che, inoltre, è spesso allacciata direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non paga il costo della distribuzione.

Il differenziale di prezzo offerto ad altri rivenditori risulta, invece, decisamente più ristretto. A fronte di un prezzo di 20,42 c€/m³ praticato dai grossisti, i venditori del mercato finale hanno mediamente richiesto 20,87 c€/m³, cioè 0,45 centesimi in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è cresciuto rispetto al 2016 (7,1%). Nel confronto con i prezzi osservati nel 2016 emerge anche che i differenziali di prezzo sono cresciuti: lo scorso anno quello sul prezzo fissato dai grossisti ai clienti del mercato finale era di 0,37 c€/m³, mentre quello sul prezzo praticato agli altri intermediari era di quasi 15 c€.

Nel 2017 il prezzo richiesto dai grossisti a tutti i loro clienti (finali o altri rivenditori) è risultato mediamente di 22,42 c€/m³, mentre quello richiesto dai venditori appare superiore di 3,32 centesimi, essendo risultato pari a 25,73 c€/m³.

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).

Nessuna variazione emerge nelle prime tre posizioni del mercato finale: Eni, Edison ed Enel sono come sempre i gruppi nelle prime tre posizioni; tutti e tre, però, evidenziano una quota di mercato in riduzione. Il peso del gruppo Eni (quest'anno pari al 20,7%) si è ridotto di mezzo punto percentuale rispetto al 2016, come quello del gruppo Enel, mentre la porzione di Edison è diminuita di 1,2 punti rispetto all'anno precedente. Quindi la distanza tra Eni ed Edison si è leggermente ampliata (da 6,8% a 7,4%), mentre quella tra Edison ed Enel si è accorciata (da 3% a 2,3%).

Circa l'avvicendamento dei gruppi nelle varie posizioni della classifica, sono da notare l'ascesa del gruppo ceco Energeticky a Prumyslov Holding (che include la società EP Commodities) entrato molto di recente nel mercato italiano. Questo gruppo è passato dall'ottava alla quarta posizione, grazie ad un incremento delle vendite del 69%, largamente superiore alla media del mercato). Hanno guadagnato posizioni anche i gruppi Sorgenia, Axpo Group, Repower, Metaenergia e Solvay Energy Service Italia.

Nel 2017 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale, che lo scorso anno era risalito dopo anni di costante riduzione, è tornato a scendere rispetto al 2016. I primi tre gruppi controllano il 45%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 47,2%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 53,4% (contro il 55% del 2016).

L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 817, inferiore quindi a quello del 2016, che era pari a 875. Il livello dell'indice è rimasto quindi ben inferiore a 1.000,

TAV. 3.33

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2017

Volumi in M(m³)

GRUPPO	2017		POSIZIONE NEL 2014
	VOLUME	QUOTA	
Eni	12.406	20,7%	1°
Edison	7.954	13,3%	2°
Enel	6.581	11,0%	3°
Energeticky A Prumyslov Holding	2.526	4,2%	8°
Iren	2.483	4,2%	4°
Hera	2.145	3,6%	5°
A2A	1.948	3,3%	7°
Sorgenia	1.184	2,0%	11°
Axpo Group	1.020	1,7%	14°
Engie	979	1,6%	6°
E.On	924	1,5%	10°
Royal Dutch Shell	862	1,4%	9°
Estra Spa	853	1,4%	13°
Ascopiave	811	1,4%	12°
Repower Ag	777	1,3%	18°
Unogas	697	1,2%	15°
Eg Holding Spa	637	1,1%	16°
Metaenergia Spa	504	0,8%	26°
Solvay Energy Services Italia	495	0,8%	47°
Gas Natural Sdg	482	0,8%	17°
Altri	13.551	22,7%	-
TOTALE	59.816	100,0%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

valore al di sotto del 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 2017 sono provvisori. Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2017 sono stati venduti 74,8 G(m³) – di cui 15 destinati all'autoconsumo e 59,8 alla vendita – a 21,2 milioni di clienti (punti di riconsegna).

Complessivamente i quantitativi di gas sono aumentati rispetto al 2016 in quasi tutti i settori, con l'eccezione dei condomini e del commercio e servizi. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato un nuovo aumento (6,4%), i quantitativi di gas venduti nel mercato libero hanno evidenziato un incremento del 5,7%, mentre una perdita del 6,8% si è avuta nelle vendite del mercato tutelato. 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 settori. Questi sono risultati pari a 152 M(m³) nel 2016 e a 154 M(m³) nel 2017. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a 9,1 G(m³), sebbene la perdita rispetto al 2016 rimanga sostanzialmente invariata (6,7%).

I clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo sono fortemente diminuiti (-26,7%), così come una riduzione dell'11,1% ha interessato i clienti serviti nel mercato tutelato (ma se si tiene conto dei servizi di *default* e ultima istanza il calo si riduce al 10,9%); viceversa i clienti del mercato libero sono complessivamente aumentati del 15,3%.

Come accennato all'inizio del Capitolo, nel 2017 il clima è stato rigido nei mesi invernali e più caldo, rispetto agli anni passati, nei mesi estivi; la ripresa economica si è irrobustita e l'indisponibilità delle centrali nucleari francesi, che si è protratta per una buona parte dell'anno, sono gli elementi che hanno permesso una discreta risalita dei consumi di gas. Infatti, come si vede nei dati, i consumi civili (cioè del settore domestico, insieme con i condomini, con il terziario e con le attività di servizio pubblico) sono complessivamente aumentati del 2,4% rispetto al 2016, mentre gli usi produttivi (industria e termoelettrico insieme) evidenziano una crescita del 5,2%.

Il tasso di crescita del settore civile migliora sensibilmente se si considerano le sole vendite effettuate sul mercato libero, che rispetto al 2016 sono cresciute dell'8,1%. Infatti, con l'eccezione del comparto del commercio e servizi che evidenzia comunque una lieve riduzione (0,5%), i volumi di gas venduti nel mercato libero alle famiglie risultano del 20,2% più elevati rispetto al 2016, quelli dei

TAV. 3.34

Consumi finali di gas naturale per settore di consumo

Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m³)

SETTORE DI CONSUMO	2016				2017			
	MERCATO TUTELATO ^(A)	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	MERCATO TUTELATO	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	8.866	5.725	0	14.591	8.356	6.880	0	15.236
Condominio uso domestico	737	1.758	11	2.506	598	1.888	9	2.495
Commercio e servizi	17	7.439	76	7.532	15	7.400	49	7.464
Industria	6	18.789	1.540	20.336	3	19.838	1.529	21.370
Generazione elettrica	0	13.105	12.490	25.595	0	13.494	13.438	26.932
Attività di servizio pubblico	2	1.274	0	1.276	2	1.343	0	1.345
TOTALE VOLUMI	9.629	48.090	14.118	71.837	8.973	50.843	15.025	74.841
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	12.212	7.446	0	19.659	10.861	8.810	0	19.671
Condominio uso domestico	94	113	1	207	80	117	0	198
Commercio e servizi	9	1.068	2	1.079	9	1.052	1	1.062
Industria	3	178	0	180	2	180	0	182
Generazione elettrica	0	1	0	1	0	1	0	1
Attività di servizio pubblico	1	59	0	60	0	65	0	65
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	12.319	8.865	3	21.186	10.952	10.225	2	21.179

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

condomini crescono del 7,4% e del 5,4% quelli delle attività di servizio pubblico.

Nel 2017 i clienti del mercato del gas nel suo complesso sono rimasti stabili, anzi, hanno registrato una lievissima riduzione, essendo scesi di quasi 7.000 punti di riconsegna. L'incremento delle vendite, quindi, non è dovuto all'ampliamento della platea dei contratti, bensì a un genuino aumento dei consumi. Si registra, comunque e da diversi anni uno spostamento dei clienti verso il mercato libero, in parte dovuto alla graduale espulsione dalla tutela, *ope legis*, di tutte le categorie di clienti non domestiche²⁶ e, per quanto riguarda le famiglie, in parte dovuta alla fine del regime di tutela programmato per il primo luglio 2019.

Nel 2017, infatti, un milione e 366 mila clienti sono complessivamente usciti dal mercato tutelato, mentre il mercato libero ne registra 1 milione e 360 mila in più.

In particolare, si evidenzia nel servizio di tutela l'uscita di 1.351.000 famiglie, mentre nel mercato libero vi sono 1.363.000 clienti domestici in più rispetto al 2016. Nel caso dei condomini con uso domestico il saldo è negativo: a fronte di 14.000 punti usciti dalla tutela, se ne registrano solo 5.000 in più nel mercato libero. Una perdita complessiva e significativa di clienti emerge nel caso del commercio e servizi (1.000 punti di riconsegna serviti nel mercato tutelato e -16.000 punti di riconsegna nel libero). Al contrario, il saldo è positivo nel caso del settore industriale (-1.190 punti in tutela, ma +2.595 punti nel libero) e ancor di più nel caso delle attività di servizio pubblico (nessuna uscita dalla tutela e + 5.000 Punti nel libero). In conseguenza di quanto detto finora, si osserva che nel 2017 i consumi medi unitari sono cresciuti: rispetto al 2016, il consumo medio per i clienti domestici è passato da 742 a 775 m³, per i condomini uso domestico da 12.098 a 12.590 m³, per il commercio da 6.980 a 7.025 m³, per l'industria da 112,3 a 117,6 migliaia di m³, per la generazione elettrica da 31,2 a 41 M(m³). L'unica eccezione è rappresentata dalle attività di servizio pubblico, settore per il quale il consumo medio unitario è leggermente diminuito da 21.298 a 20.675 m³. Nel mercato libero

i consumi medi tendono a essere più elevati rispetto a quelli che si riscontrano nel mercato tutelato.

Valutando il mercato nel suo complesso, si vede che nel 2017: il settore domestico ha acquistato 15,2 G(m³), cioè il 20,4% di tutto il gas complessivamente consumato (venduto o autoconsumato); i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3,3%, ovvero 2,5 G(m³); il commercio ne ha utilizzato il 10%, corrispondente a 7,5 G(m³); l'industria ne ha consumato il 28,6%, cioè 21,4 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 36%, equivalente a 26,9 G(m³); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato l'1,8%, equivalente a 1,3 G(m³).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 67,9%, quella del mercato tutelato è del 12%, mentre il 20,1% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'85% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 15% sul mercato tutelato. In termini di clienti, invece, il 51,7% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 48,3% acquista nel mercato libero.

Concentrandosi solo sul settore domestico si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2017 ha raggiunto il 44,8% per le famiglie e il 59,4% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto). Nel 2016 i valori erano, rispettivamente, del 37,9% e del 54,6%.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tav. 3.35) conferma le analisi già molte volte delineate in passato: al crescere della dimensione dei clienti, il mercato libero acquisisce via via maggiore peso. Infatti, la quota di gas acquistata nel mercato libero, indipendentemente dal settore, risulta mediamente pari al 13,7% per i clienti delle prime due classi di consumo (meno di 5.000 m³/anno e 5.000-50.000 m³/anno), al 5,1% per la terza classe (50.000-200.000 m³/anno), all'11,1% per la quarta (200.000-2.000.000 m³/anno), al 18,8% per la penultima (2-20 milioni di m³/anno) e al 39% per l'ultima (oltre 20 milioni di m³/anno).

²⁶ Come si ricorderà, in base al decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, dalla seconda metà del 2013 l'obbligo di offerta delle condizioni economiche di tutela riguarda soltanto i clienti finali domestici e non più anche le utenze con usi diversi e consumi limitati o quelle relative ad attività di servizio pubblico. Prima di tale norma avevano diritto al servizio di tutela i punti di riconsegna nella titolarità dei clienti: domestici, condomini con uso domestico con consumi annui inferiori a 200.000 m³/anno, non domestici con consumi inferiori a 50.000 m³/anno, attività di servizio pubblico. Pertanto, a partire dalla seconda metà del 2013 i clienti non domestici sono gradualmente usciti dal perimetro di tutela e i dati raccolti ne danno conferma.

TAV. 3.35

Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2017
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	8.302	607	64	0	0	0	8.973
Domestico	8.208	145	3	0	0	0	8.356
Condominio uso domestico	84	453	61	0	0	0	598
Commercio e servizi	1	1	0	0	0	0	2
Industria	8	6	1	0	0	0	15
Generazione elettrica	2	1	0	0	0	0	3
Attività di servizio pubblico	0	0	0	0	0	0	0
MERCATO LIBERO	8.178	5.067	2.573	5.642	9.535	19.847	50.843
Domestico	6.680	161	11	5	23	0	6.880
Condominio uso domestico	74	1.320	399	80	16	0	1.888
Commercio e servizi	58	347	223	353	255	107	1.343
Industria	1.169	2.407	1.164	1.780	798	82	7.400
Generazione elettrica	198	830	767	3.313	7.498	7.232	19.838
Attività di servizio pubblico	0	2	9	112	945	12.426	13.494
TOTALE	16.480	5.674	2.637	5.643	9.535	19.847	59.816

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti²⁷ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2017²⁸, è risultata complessivamente pari al 5,7%, ovvero al 48,5% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.36). Diversamente dagli anni più recenti, le percentuali non sono in aumento, anzi, risultano in lieve flessione rispetto al 2016, probabilmente anche perché i passaggi al mercato libero spinti dalle modifiche normative di graduale esclusione dal regime di tutela si vanno esaurendo nel tempo.

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2017, non obbligati per legge, mantengono un profilo non particolarmente vivace, benché più o meno stabili (Fig. 3.15 e Tav. 3.36). Lo scorso anno, infatti, risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore poco più di un milione di clienti, equivalenti a una quota del 5,2% (e corrispondente a una porzione di volumi del 5,8%). Più

elevata e pari all'8,4% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti all'11,4% del relativo settore di consumo. Il 17,2% (equivalenti al 25,4% 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 piuttosto elevato, ma questa è una delle categorie che in forza di legge devono uscire dal mercato tutelato. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 12,1% del totale in termini di clienti, nonché il 57,4% in termini di volumi.

All'interno degli "altri usi" si osservano, come sempre, tassi di *switching* che aumentano all'ampliarsi dei volumi di consumo, perché per questi clienti la spesa per l'acquisto del gas assume livelli importanti e, dunque, è maggiore la propensione a cambiare fornitore per trovare migliori condizioni contrattuali e prezzi più favorevoli.

²⁷ 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.

²⁸ Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato, quindi, replicato il questionario già proposto negli scorsi anni per la rilevazione dell'attività di *switching*, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch-back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza, lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale o il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

TAV. 3.36

Tassi di switching dei clienti finali nel 2016 e nel 2017

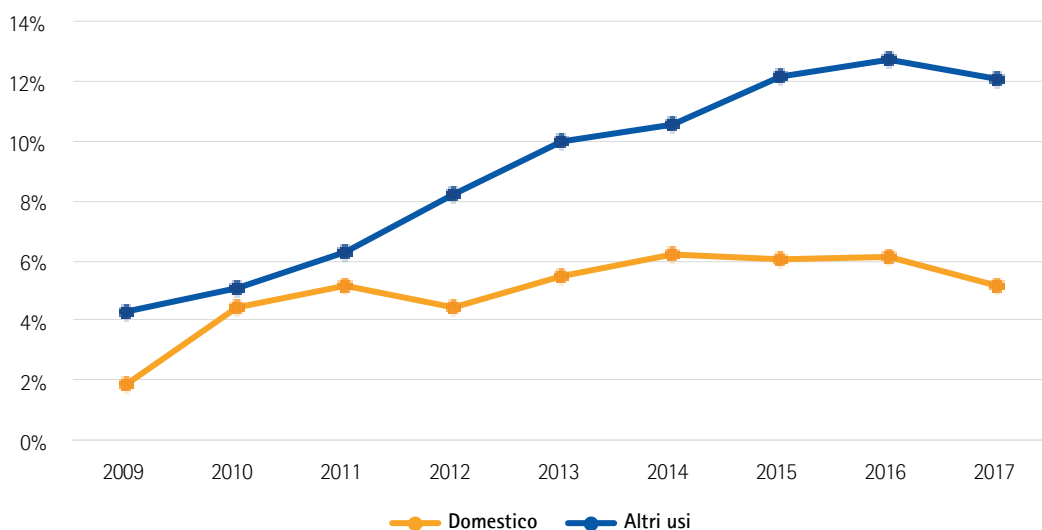
CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2016		2017	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	6,1	7,2	5,2	5,8
Condominio uso domestico	11,1	13,2	8,4	11,4
Attività di servizio pubblico	19,3	28,7	17,2	25,4
Altri usi	12,7	60,5	12,1	57,4
di cui:				
fino a 5.000 m ³	10,7	13,4	10,5	12,9
5.000-50.000 m ³	20,1	20,9	17,7	18,5
50.000-200.000 m ³	24,0	24,4	21,3	21,9
200.000-2.000.000 m ³	29,4	31,7	28,2	30,8
2.000.000-20.000.000 m ³	56,3	61,2	59,0	63,2
oltre 20.000.000 m ³	69,5	68,2	66,6	62,5
TOTALE	6,6	50,8	5,7	48,5

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.15

Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009

Valori percentuali



Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Come già evidenziato al Capitolo 2, anche quest'anno, per la seconda volta, l'Indagine annuale sui settori regolati 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.

Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 2, sfruttando l'esperienza raccolta nell'edizione del 2017, i quesiti sono stati leggermente

modificati per cercare di catturare meglio una realtà assai complessa e variegata com'è quella delle offerte commerciali. Ciò con l'obiettivo di affinare definizioni e categorie per renderle il più possibile adatte a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Come lo scorso anno, pertanto, i risultati presentati in queste pagine devono essere accolti con la necessaria cautela. Inoltre, poiché la fornitura della clientela non domestica presenta tradizionalmente necessità molto

più variegata e complesse rispetto a quella delle famiglie, anche per quest'anno l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime²⁹.

La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 13 per la clientela domestica, a 7,6 per i condomini con uso domestico e pari a 76,6 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggior 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. A tale cliente il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi personalizzati e contratti maggiormente individualizzati.

La figura 3.16 mostra tuttavia che il 24% dei venditori offre ai clienti domestici una sola modalità contrattuale, il 34% ne mette a disposizione fino a 3 e il restante 42% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da 4 offerte in su.

Delle 13,7 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,1 sono acquistabili solo *online*, cioè soltanto attraverso internet che costituisce un importante canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire le proprie condizioni di vendita con tutti i dettagli necessari, ma risparmiando sui costi di gestione. Il 16,5% dei venditori non offre però nemmeno un'offerta *online*. Nel 2,4% dei casi il numero di offerte *online* è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti. Pertanto nella stragrande

maggioranza dei casi il numero di offerte *online* è risultato inferiore alle offerte totali.

Le offerte *online* non sembrano aver riscontrato, per ora, un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il 4,1% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità.

Circa la tipologia di prezzo preferita è risultato che il 68,6% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 31,4% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso.

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 45,7% dei clienti che ha sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela; il 19,8% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent e il 18,5% dei clienti ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione legata ai prezzi del TTF. Una quota esigua di clienti (0,8%) ha scelto di indicizzare il prezzo del gas all'andamento dei prezzi al PSV o a quello dei mercati gestiti dal GME. Il restante 15,3% dei contratti prevede forme di indicizzazione alternative, spesso con una combinazione di quelle appena citate.

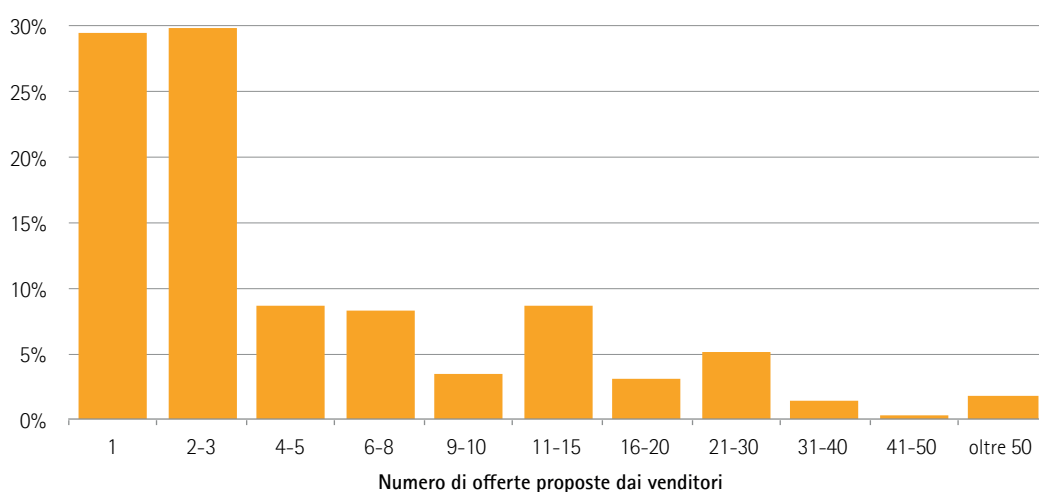


FIG. 3.16

Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

²⁹ L'unico risultato esposto per la clientela non domestica riguarda il numero di offerte disponibili, perché l'apposita domanda nel questionario per i venditori ha ottenuto un buon tasso di risposta.

Per quanto riguarda la durata, il 2,8% 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 maggiore nel caso di contratti a prezzo fisso dove la clausola si applica al 3,1% dei clienti, mentre è del 2,2% nel caso di contratti a prezzo bloccato. Tuttavia non tutti i venditori presenti nel mercato libero applica un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, e anche quelli tra loro che contemplano questa possibilità offrono ai loro clienti contratti alternativi che non includono tale vincolo. I venditori che applicano contratti con clausola di durata minima sono in tutto 16, e complessivamente servono poco meno di un milione di clienti. La quota dei clienti di tali venditori che hanno acquistato un contratto con clausola di durata minima è pari al 33,8% (14,6% con prezzo variabile e 59,4% con prezzo bloccato).

Il 25% 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 17% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo bloccato e al 42% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile.

Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti dalle famiglie si può osservare che tra i clienti domestici che hanno

scelto un contratto a prezzo bloccato emerge una netta preferenza (51,4%) per quei contratti che prevedono la partecipazione a un programma punti e un certo gradimento (7%) per i contratti che offrono un servizio energetico accessorio. Una grossa fetta di clienti, però, pari al 38,8% ha sottoscritto un contratto che non prevede alcun servizio aggiuntivo. Tale porzione è anche più elevata, 86,5%, nel caso dei contratti con prezzo variabile (Tav. 3.37).

Anche nel 2017 la distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Tav. 3.38), non presenta novità di particolare rilievo rispetto agli anni precedenti, tenuto conto che è legata principalmente alla differente diffusione del metano nelle varie regioni, alle differenti condizioni climatiche e alla maggiore densità delle attività industriali. Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In quest'area si acquista, infatti, il 61,9% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 37 G(m³); il 23,4% dei consumi, 14 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 14,7%, cioè 8,8 G(m³), viene venduto al Sud e nelle Isole (solo la Sicilia in quanto la Sardegna non è metanizzata). Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente pari a 2,6 volte quelli del Centro, con un valore relativamente simile per tutti i settori di consumo, e 4,2 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 (1,6) e massimo nel caso dei condomini (33,4).

La regione con i consumi più elevati, pari a 12 G(m³) – e di gran lunga superiori a quelli delle altre – è sempre la Lombardia, che da sola acquista un quinto dei volumi nazionali. Altre regioni in cui i consumi raggiungono almeno 5 G(m³) sono l'Emilia Romagna e il

TAV. 3.37

Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di elettricità con servizi aggiuntivi

SERVIZI AGGIUNTIVI	CONTRATTI A PREZZO FISSO	CONTRATTI A PREZZO VARIABILE
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	51,4%	2,0%
Nessun servizio aggiuntivo	38,3%	86,5%
Servizi energetici accessori (es. strumenti digitali e collaborativi per il controllo di consumi e costi energetici, strumenti per aumentare l'efficienza energetica, prestazioni professionali come assistenza telefonica, manutenzione impianti, assicurazione, ecc.)	7,1%	7,0%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (es. sconti benzina, abbonamenti a riviste, ecc)	1,4%	0,4%
Omaggio o gadget	0,2%	0,3%
Servizi telefonici personalizzati	0,0%	0,0%
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,6%	3,7%
TOTALE	100%	100%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.38

Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2017
M(m³)

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIUSO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.428	382	771	2.901	1.844	149	7.474
Valle d'Aosta	17	7	15	63	0	7	109
Lombardia	3.614	888	1.763	3.936	1.482	335	12.018
Trentino Alto Adige	185	72	253	418	8	55	991
Veneto	1.835	155	884	2.098	285	182	5.439
Friuli Venezia Giulia	418	68	183	836	168	49	1.722
Liguria	379	160	136	309	629	41	1.655
Emilia Romagna	1.836	266	1.072	3.228	1.116	101	7.619
Toscana	1.111	103	483	1.617	581	78	3.973
Umbria	219	16	139	383	24	20	801
Marche	478	24	309	536	5	21	1.373
Lazio	1.068	260	574	757	3.486	112	6.257
Abruzzo	360	19	152	474	51	17	1.073
Molise	80	5	36	64	309	9	502
Campania	610	26	249	529	800	74	2.288
Puglia	777	16	203	727	757	38	2.518
Basilicata	135	6	35	155	0	24	356
Calabria	208	3	47	70	77	9	414
Sicilia	477	9	112	738	1.871	25	3.233
ITALIA	15.235	2.486	7.415	19.841	13.494	1.345	59.816
NORD	9.712	1.999	5.076	13.790	5.533	919	37.028
CENTRO	3.315	428	1.693	3.832	4.456	256	13.979
SUD E ISOLE	2.208	60	646	2.219	3.505	170	8.809

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Piemonte entrambe con oltre 7 G(m³), cioè il 12,7% e il 12,5% del totale nazionale, il Lazio con 6,3 G(m³), cioè il 10,5% del totale nazionale e il Veneto con 5,4 G(m³), cioè il 9,1% del totale nazionale. Seguono con un po' meno di 4 G(m³) di consumo Sicilia e Toscana. Tutte le altre regioni presentano valori fino a 2 G(m³) circa.

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. Uno di essi è quello della generazione termoelettrica, dove i consumi risultano quasi equidistribuiti tra le varie zone del territorio (41% al Nord, 30% al Centro e 26% nel Mezzogiorno) e dove il Lazio è la regione con i consumi più elevati. L'altro è quello dei condomini con uso domestico, dove il Nord assume l'80% dei volumi nazionali e il restante 20% è quasi integralmente acquistato al Centro (17,2%). In pratica, questo uso è molto

ridotto al Sud, dove, comprensibilmente, i riscaldamenti centralizzati non risultano particolarmente diffusi, come denotano i volumi di acquisto che rappresentano solo il 2,4% del totale nazionale.

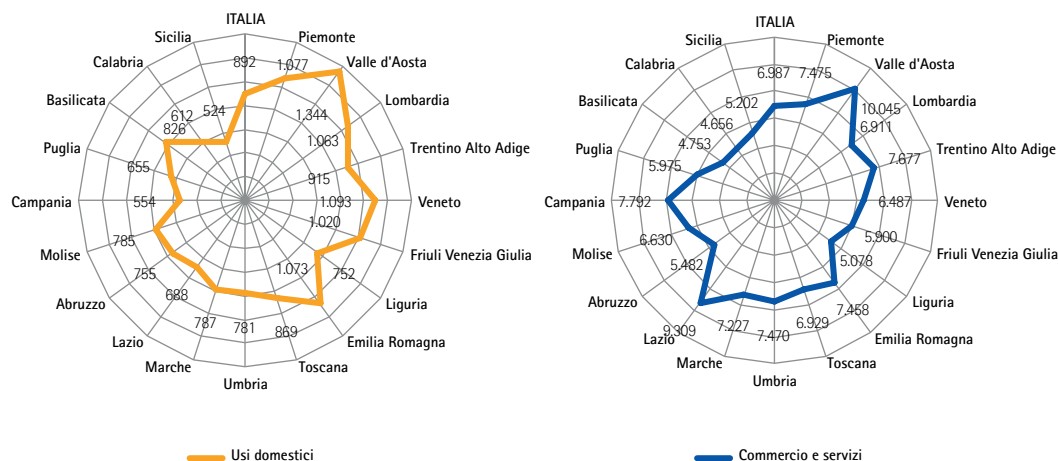
Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale, è possibile calcolare i valori di consumo medio regionali. La figura 3.17 illustra i consumi medi per gli usi domestici (inclusi i dati dei condomini) e quelli del commercio e servizi.

La media nazionale dei consumi domestici è di 892 m³, variabile a livello regionale, ma abbastanza uniforme nelle tre macrozone considerate: al Nord, dove le condizioni climatiche sono relativamente più rigide, i volumi di consumo medio unitario sono più alti, pari a 1.047 m³; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 768 e 596 m³. Una maggiore omogeneità tra le varie regioni, peraltro 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 6.987 m³, non è molto

FIG. 3.17

Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2017

m³. gli usi domestici includono i condomini con uso domestico



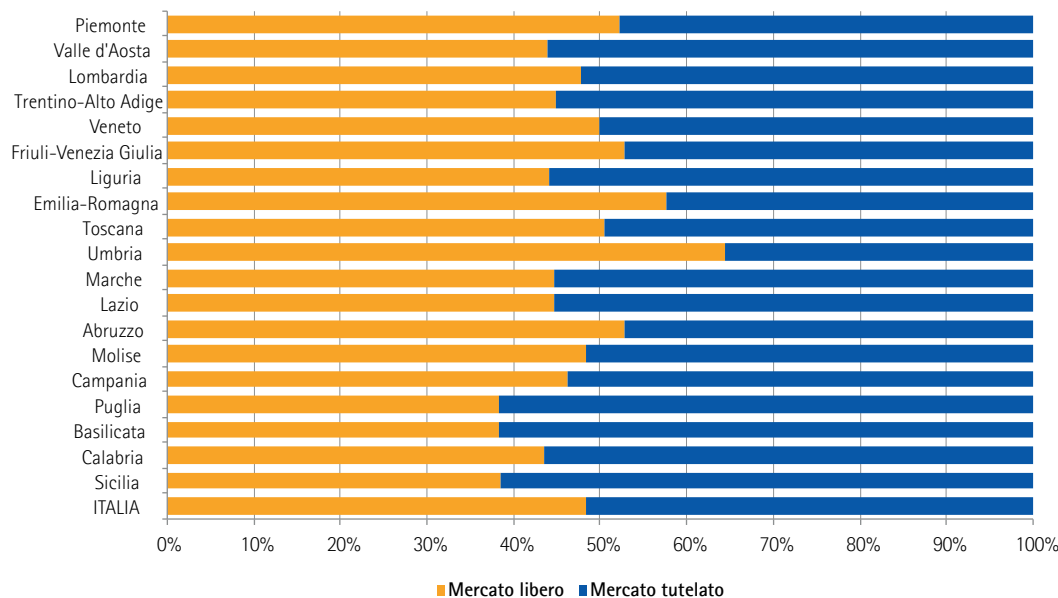
dissimile da quelli del Nord (6.950 m³), del Centro (7.495 m³) e del Sud e Isole (6.156 m³).

La ripartizione tra i due mercati, libero e tutelato, a livello territoriale evidenzia ancora la prevalenza del mercato tutelato (ancorché in continua discesa) in quasi tutte le regioni italiane, se le percentuali vengono calcolate sui clienti, e viceversa una dominanza del mercato libero, se il calcolo delle quote viene effettuato in termini di volumi di vendita.

Valutando la rilevanza del mercato libero in base al numero di clienti serviti (Fig. 3.18), le regioni che evidenziano quote superiori alla media nazionale (48,3%) sono, in particolare: Umbria (64,3%), Emilia Romagna (57,6%), Friuli Venezia Giulia e Abruzzo (52,9%), Piemonte (52,2%) e Veneto (49,9%). Al contrario, le regioni in cui il dato è molto inferiore alla media nazionale sono, casualmente, quelle poste geograficamente agli estremi del territorio nazionale, ovvero Puglia e Basilicata (entrambe al 38,3%), Sicilia (38,5%), Calabria (43,4%) e Valle d'Aosta (44%).

FIG. 3.18

Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2017



I tassi di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente (Tav. 3.39), tendono a confermare il panorama appena osservato, benché tutti in lieve diminuzione rispetto agli anni scorsi.

I clienti domestici collocati al Centro mostrano, anche nel 2017, una vivacità superiore al resto d'Italia, con tassi di *switching* che mediamente sono superiori alla media nazionale, specie se si considerano i tassi calcolati sui clienti. In generale, comunque, i valori regionali mantengono una discreta omogeneità territoriale, specie nelle zone del Centro-Nord e nei settori a minore intensità di consumo, mentre il Mezzogiorno manifesta, nel complesso, tassi di cambio fornitore più contenuti.

Nel caso dei domestici, le percentuali del Centro risultano in media pari al 6% in termini di clienti e all'8,3% in termini di volumi, contro una media nazionale del 5,2% (clienti) e del 5,8% (volumi). Dati analoghi emergono anche sullo *switch* dei condomini con uso domestico, anch'esso più elevato al Centro rispetto alla media nazionale.

Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Nord risultano i più elevati in termini di clienti (22,4% contro il 17,2% della media nazionale), così come in termini di volumi (29,1% contro 25,4%); negli "altri usi" il Nord e il Centro mostrano valori relativamente omogenei e percentuali sui volumi molto più ampie rispetto a quelle del Sud.

TAV. 3.39

Tassi di *switching* per regione e per tipologia di clienti nel 2017

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	5,4	5,9	8,1	11,2	13,0	63,3	18,7	28,2	6,0	54,1
Valle d'Aosta	3,2	3,4	6,8	10,1	10,8	41,3	24,8	19,1	4,3	34,6
Lombardia	5,1	5,8	9,6	12,7	12,9	55,7	22,4	22,7	5,7	46,4
Trentino Alto Adige	2,1	2,3	6,6	12,2	6,6	59,2	12,9	18,8	2,8	50,0
Veneto	5,2	5,8	9,6	15,2	13,7	65,5	27,5	52,3	6,0	54,0
Friuli Venezia Giulia	5,3	6,2	8,7	10,7	16,1	68,5	29,4	31,1	6,2	59,1
Liguria	4,7	5,9	10,6	12,0	13,3	81,6	16,6	14,1	5,2	64,3
Emilia Romagna	4,6	4,9	4,1	5,2	10,8	50,7	25,0	29,4	5,2	43,7
Toscana	5,8	6,3	6,2	5,9	13,3	63,8	12,4	9,9	6,3	54,1
Umbria	5,5	6,4	8,8	9,1	17,2	57,0	21,2	50,7	6,4	48,0
Marche	5,2	5,8	8,8	11,7	11,4	50,1	11,8	34,8	5,7	39,9
Lazio	6,3	7,1	9,3	12,6	9,5	74,5	8,3	12,8	6,5	57,9
Abruzzo	6,7	8,3	11,8	18,5	7,4	43,5	16,7	33,9	6,9	36,0
Molise	5,6	6,7	8,4	46,1	12,0	83,9	15,9	14,7	6,0	70,9
Campania	5,4	6,3	11,1	10,7	11,1	79,5	9,3	17,4	5,6	66,4
Puglia	4,7	5,5	5,4	5,5	10,9	41,2	14,2	20,8	4,9	36,2
Basilicata	4,0	4,7	6,6	9,1	9,0	52,2	4,5	2,7	4,3	39,4
Calabria	4,4	5,2	5,1	2,7	10,8	24,4	9,5	16,9	4,6	23,2
Sicilia	4,1	4,8	4,0	4,2	9,5	41,3	10,5	15,0	4,2	37,3
ITALIA	5,2	5,8	8,4	11,4	11,9	21,2	17,2	25,4	5,6	13,2
NORD	5,0	5,6	8,3	11,5	12,6	59,0	22,4	29,1	5,6	49,6
CENTRO	6,0	6,7	8,6	11,8	11,3	63,3	11,8	19,9	6,4	51,8
SUD E ISOLE	4,7	5,5	7,8	8,0	10,5	45,8	10,2	15,9	4,9	40,5

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

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 operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (Tav. 3.40), già utilizzato anche relativamente alla distribuzione.

Il livello del coefficiente C3 relativamente al settore domestico (inteso come somma delle famiglie e dei condomini con uso domestico) risulta piuttosto elevato quasi dappertutto, con punte superiori all'80% in Valle d'Aosta e in Trentino Alto Adige, e superiori al 70% in Calabria, Lazio e Basilicata. Le stesse regioni erano quelle con i valori di C3 più elevati anche nel 2016, seppure con valori dell'indice più elevati rispetto a quelli che emergono per il 2017. Come in passato, il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di venditori attivi (273): qui la quota di mercato dei primi tre venditori è solo del 37,8% e la percentuale di clienti domestici da essi serviti è pari al 48,2%, valori entrambi in discesa rispetto a quelli del 2016. Un valore di C3 ridotto, inferiore al 50%, si osserva anche nel Veneto, dove, parimenti, il numero di operatori è notevole (208). La presenza di un consistente numero di imprese attive non è comunque garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i casi di Emilia Romagna e Lazio, dove le quote dei primi tre operatori sono sempre superiori al 70%

in termini di volumi e clienti serviti, a fronte di un nutrito numero di venditori presenti (superiore a 200 in entrambi i casi).

I livelli di concentrazione misurati dal C3, naturalmente, si abbassano se valutati relativamente all'intero mercato della vendita, che comprende anche gli usi commerciali, industriali e termoelettrici. Come si è visto a proposito dei tassi di *switching*, 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 due regioni, Molise e Sicilia, dove il calcolo sul mercato totale non fa diminuire il C3, bensì lo innalza considerevolmente. In entrambe le regioni la percentuale di clienti serviti dai primi tre operatori del mercato è largamente 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 possedere una quota di mercato (misurata tramite i volumi) elevata. Lo stesso peraltro accade in Piemonte e in Puglia, dove però il C3 risulta molto più contenuto.

TAV. 3.40

Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2017

Quota di mercato dei primi tre operatori (C3); percentuale di clienti da questi serviti

REGIONE	OPERATORI	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	226	52,5	60,3	38,4	8,2
Valle d'Aosta	75	89,7	92,9	82,6	90,9
Lombardia	273	37,8	48,2	33,3	47,3
Trentino Alto Adige	115	86,3	90,8	62,7	86,0
Veneto	208	39,6	40,0	34,3	29,1
Friuli Venezia Giulia	155	49,7	44,3	36,8	27,0
Liguria	167	62,3	70,0	60,3	52,9
Emilia Romagna	219	70,0	72,9	48,0	47,4
Toscana	198	66,0	65,9	39,4	43,2
Umbria	148	62,7	63,6	60,5	52,9
Marche	167	51,2	50,6	43,7	42,5
Lazio	224	72,6	79,7	62,7	32,8
Abruzzo	178	46,4	45,1	48,1	36,6
Molise	115	45,8	38,5	70,9	21,0
Campania	185	66,8	68,8	46,4	46,0
Puglia	175	57,8	56,8	48,6	9,6
Basilicata	120	71,7	70,1	58,5	49,4
Calabria	122	76,7	73,7	67,4	73,3
Sicilia	141	60,4	58,2	69,8	15,2

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

L'analisi della distribuzione di gas diversi dal gas naturale distribuiti attraverso reti canalizzate conclude, come di consueto, la descrizione del mercato e della concorrenza nel settore del gas.

Nell'Indagine annuale sui settori regolati, i distributori di gas diversi dal gas naturale hanno fornito i dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2017 e confermato (o rettificato) i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2016, che sono quindi da ritenersi definitivi (e per questo motivo potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella precedente *Relazione Annuale*). Hanno risposto all'Indagine 80 sulle 81 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.

Le principali operazioni societarie che si sono verificate nel 2017 e che sono state registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità sono le seguenti:

- ASMT Energia, società del gruppo Sime Partecipazioni, ha variato la propria ragione sociale in Società Impianti Metano in data 1 gennaio 2017 e contestualmente ha acquisito l'attività di distribuzione di gas metano e gas diversi dalla capogruppo;
- l'azienda Sherden Gas Bacino 24 ha avviato l'attività alla fine di febbraio 2017 in alcuni Comuni della Sardegna, per alcuni dei quali sono state create delle nuove località tariffarie;
- dal 1° agosto 2017 Blu Reti Gas (che fa parte del gruppo Consorzio Servizi Valle Camonica) ha acquisito l'attività di vendita di gas diversi dal gas naturale dalla società Integra; in particolare ne ha acquistato il ramo d'azienda denominato Rete GPL nel comune di Lozio (BS);
- dal mese di ottobre 2017 Autogas Nord ha incorporato Autogas Centro e Autogas Nord Veneto Emiliana che facevano parte dello stesso gruppo societario;
- sempre nell'ottobre 2017 è cambiata la compagine societaria di Totalgaz Italia: il capitale sociale di questa impresa è infatti stato

acquisito interamente da UGI Italia. A seguito di tale acquisizione Totalgaz Italia ha cambiato ragione sociale, divenendo Univergas Italia ed è uscita dal gruppo TotalErg;

- dal 28 febbraio 2018 le imprese Fontenergia 7 e Fontenergia 9 sono entrate nel gruppo Italgas, a seguito dell'acquisizione da parte di Italgas della società Ichnusa. Quest'ultima è titolare di diverse concessioni in Sardegna sebbene solo alcune di esse risultano in esercizio provvisorio con alimentazione a GPL, mentre la maggior parte sono riferite a reti in costruzione o da realizzare. L'acquisizione, tuttavia, mostra l'intenzione di Italgas di prepararsi per la metanizzazione dell'isola.
- Da segnalare anche due cambiamenti di ragione sociale: nel novembre 2017 la società Energia Azzurra del gruppo Badano è divenuta Alpha Gas, mentre dal 1° dicembre 2017 Lampogas Emiliana ha cambiato la ragione sociale in Lampogas.

Infine è da segnalare che l'impresa Quattropetroli ha ceduto nell'agosto 2017 al Comune di Larciano (PT) la rete, realizzata nel 2002 per l'erogazione del GPL, che gestiva in una frazione del Comune stesso. Il Comune, però, ha chiesto la rimozione del serbatoio del GPL, lo smontaggio dell'impianto di erogazione e la rimozione dei contatori.

Nel 2017 i prelievi di gas diversi dal gas naturale e distribuiti a mezzo rete hanno registrato una buona crescita (5,6%), essendo passati da 34,5 a 36,5 M(m³), mentre i gruppi di misura alimentati da questi gas sono cresciuti dello 0,5%, superando le 171 mila unità (Tav. 3.41). I volumi di GPL distribuiti sono saliti del 3,3% passando da 17,8 a 18,4 M(m³) a fronte di una lievissima diminuzione (-0,1%) dei clienti. Una crescita più ampia, pari al 10,5%, si è manifestata nei volumi distribuiti di aria propanata, che dai 12,8 M(m³) del 2016 hanno raggiunto 14,1 M(m³); anche i relativi gruppi di misura hanno registrato un incremento del 2,5%. Al contrario, una variazione si è avuta per i gruppi di misura alimentati da altri gas, che sono

diminuiti dell'1,5% rispetto al 2016. I volumi distribuiti di tali gas, invece, sono rimasti sostanzialmente invariati a 4 M(m³).

Rispetto al 2016 il consumo medio unitario è aumentato del 5,1% passando da 203 a 213 m³. Come sempre, tuttavia, restano marcate le differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 141 m³, è infatti il più basso, se confrontato con i 372 m³ dell'aria propanata e con i 1.400 m³ degli altri gas.

Il gas più diffuso attraverso le reti canalizzate resta sempre il GPL, che copre il 50% dei volumi complessivamente erogati e il 76% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano il 39% dei volumi distribuiti (e il 22% in termini di gruppi di misura). Gli altri tipi di gas, che rappresentano il 2% dei clienti, possiedono una piccola quota (11%) del gas complessivamente distribuito.

La distribuzione regionale nel 2017 (Tav. 3.42) mostra un'evoluzione tanto dei consumi, quanto dei clienti serviti, differenziata nelle varie regioni.

Il Lazio è la regione in cui si è registrato l'incremento di volumi distribuiti più corposo (19,8%), che è stato accompagnato, però, da una leggera diminuzione di clienti (-1,1%). Analogamente, in Umbria i volumi distribuiti sono saliti del 18,6% rispetto al 2016, con un aumento dei clienti dell'1,9%. Un significativo incremento del gas distribuito si è manifestato anche in Veneto (17,4%), in Sicilia (11,6%) e in Molise (11,1%), tutti associati a una leggera crescita dei clienti (rispettivamente: 3,6%, 1% e 1,9%). All'opposto, si sono registrate riduzioni tanto nei volumi, quanto nei clienti in Piemonte (-9,7% di gas distribuito e 2,2% di clienti), in Calabria (-4,6% nei volumi e -2,3% nei clienti) e in Campania (-3,9% nel gas e 4,1% nei clienti). Nonostante questi andamenti, le quote regionali nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale non presentano novità di particolare rilievo rispetto agli anni passati. Con il 45,6% dei volumi complessivamente prelevati e il 36,8% del totale dei clienti alimentati con

gas diversi dal gas naturale, la Sardegna (regione non metanizzata) è sempre in testa a tutte le altre regioni italiane. In questa regione il servizio rimane comunque concentrato in 101 comuni (poco più di un quarto dei comuni esistenti nel territorio).

La seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale raggiunge cifre ragguardevoli è la Lombardia, che conta per il 16,4% dei volumi distribuiti e soltanto per il 7,1% dei clienti serviti, essendo presenti nel territorio regionale realtà produttive con consumi medi elevati. In questa regione, tra l'altro, il servizio raggiunge appena il 4% dei comuni esistenti nel territorio (59 comuni su 1.516). Un'incidenza dei volumi distribuiti significativamente superiore rispetto a quella calcolata sui clienti si manifesta anche in Sardegna e in Friuli Venezia Giulia.

La Toscana è, nell'ordine, la terza regione per importanza del servizio di distribuzione di gas diversi: in essa si distribuisce il 9,7% dei volumi nazionali al 14,9% dei clienti, localizzati in circa la metà dei comuni del territorio (139 su 274). Come sempre, quote relativamente significative di gas diversi dal gas naturale distribuiti con rete canalizzata si osservano anche per Lazio (4,8%), Emilia Romagna (4,7%), Liguria (4,4%) e Piemonte (4,1%).

Nel 2017 i comuni italiani raggiunti dal servizio di distribuzione a mezzo rete di gas non naturale sono risultati complessivamente 721, vale a dire il 9,1% dei comuni esistenti al 1 gennaio 2018 nel territorio nazionale. Il numero di comuni serviti è salito di una unità rispetto al 2016, per effetto dell'ingresso di tre comuni in Sardegna e uno in Umbria, compensati dalla riduzione di un comune ciascuno in Lombardia, Liguria e Toscana; è inoltre salita la copertura geografica in quanto in due dei nuovi comuni sardi è stata creata una nuova località tariffaria.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.43, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia 4.800 km circa di reti alimentate con gas diversi dal gas

TAV. 3.41

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Volumi in M(m³); numero di clienti

TIPO DI GAS	2016		2017		VARIAZIONE 2017-2016	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	17,8	130.555	18,4	130.434	3,3%	-0,1%
Aria propanata	12,8	37.063	14,1	37.998	10,5%	2,5%
Altri gas	4,0	2.871	4,0	2.829	-0,2%	-1,5%
TOTALE	34,5	170.489	36,5	171.261	5,6%	0,5%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.42

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³); numero di operatori; clienti; comuni serviti

REGIONE	2016				2017			
	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Piemonte	11	1,66	8.721	87	11	1,50	8.531	87
Valle d'Aosta	3	0,12	631	7	3	0,11	638	7
Lombardia	16	5,93	12.307	60	15	5,98	12.210	59
Trentino Alto Adige	2	0,25	1.008	8	2	0,26	1.005	8
Veneto	4	0,17	1.175	13	4	0,20	1.217	13
Friuli Venezia Giulia	3	0,84	2.092	9	3	0,86	2.087	9
Liguria	14	1,61	12.657	74	14	1,60	12.552	73
Emilia Romagna	17	1,70	10.186	48	17	1,71	10.166	48
Toscana	18	3,55	25.722	140	18	3,55	25.578	139
Umbria	11	0,66	5.446	40	11	0,78	5.550	41
Marche	13	0,59	3.145	38	13	0,65	3.116	38
Lazio	15	1,45	18.089	60	15	1,74	17.895	60
Abruzzo	8	0,33	3.904	12	8	0,33	3.845	12
Molise	2	0,05	269	2	2	0,06	274	2
Campania	3	0,15	1.257	9	3	0,15	1.205	9
Puglia	1	0,03	139	1	1	0,04	148	1
Basilicata	3	0,12	499	3	3	0,12	491	3
Calabria	1	0,13	1.448	5	1	0,13	1.415	5
Sicilia	3	0,06	302	6	3	0,06	305	6
Sardegna	9	15,13	61.492	98	10	16,64	63.033	101
ITALIA	-	34,55	170.489	720	-	36,47	171.261	721

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

naturale (di cui 4.132 km alimentati a GPL). Il confronto con i dati relativi al 2016 evidenzia un incremento dell'estensione delle reti di circa 147 km, di cui 48 sulle reti in media pressione e 99 km sulle reti in alta pressione. Una diminuzione di 23 km si registra invece sulle reti non in funzione (183 km nel 2016, 160 nel 2017), in parte dovuta alla riattivazione di linee che nel 2016 erano ferme a causa degli eventi sismici del 2016 (1,5 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 17%. Le quote di proprietà dei Comuni più significative si registrano in Abruzzo (32%), Umbria e Marche (19%) e Friuli Venezia Giulia (15%).

Le imprese di distribuzione dei gas diversi dal gas naturale si dividono quasi equamente in due forme giuridiche: quella di società a responsabilità limitata (41 casi su 81) e quella di società per azioni (32 casi su 81); le restanti otto imprese si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti, che vanno dalle società consortili alla società in nome collettivo.

Dopo la pausa del 2016, nel 2017 la concentrazione nel segmento della distribuzione dei gas diversi dal gas naturale a mezzo rete ha ripreso a crescere, seppure in misura contenuta. La quota dei primi tre operatori è risalita al 44% dei volumi complessivamente erogati (Tav. 3.44), dal 42,7% del 2016. Le prime cinque imprese contano per il 61,1% (60,3% nel 2016). Per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale, nel 2017 occorre sommare le quote dei primi nove operatori, altrettanti ne servivano nel 2016.

Le prime sei posizioni nella classifica delle imprese per quota di mercato non sono mutate rispetto al 2016. Storicamente il primo operatore resta Isgas, società la cui quota di mercato nel 2017 è risalita al 19,3% contro il 17,8% dell'anno precedente. Con il 15,3% il secondo operatore è Mediterranea Energia Ambiente (o Medea); il terzo operatore è il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in provincia di Pavia, che possiede il 9,5% del mercato. 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. Eni, operatore dominante nel settore del gas naturale, rimane in quinta posizione nella vendita di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo rete, con una quota dell'8,3%. Nel 2017 le principali novità che si osservano nel *ranking* delle imprese per quota di mercato riguardano, innanzitutto, la società Autogas Nord che, grazie alle incorporazioni di Autogas Centro e Autogas Nord Veneto Emiliana è salita in undicesima posizione dalla 16° dello scorso anno; da osservare è anche il notevole guadagno di posizioni della società Silca, le cui vendite sono più che

raddoppiate rispetto al 2016 e che, pertanto, è salita al 15° posto dal 33° dello scorso anno.

Una minore concentrazione, ma quest'anno per la prima volta in lieve discesa, caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori (nell'ordine Liguigas con il 17,4%, Eni con il 9,6% e Sarda Reti Gas con il 7,9%) hanno distribuito il 34,9% del totale, i primi cinque (che si ottengono aggiungendo ai tre menzionati anche Fontenergia e Centria) il 44,4%. Nel 2016 la quota dei primi tre operatori era del 35,1%, quella dei primi cinque era pari al 44,8%.

TAV. 3.43

Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2017

Estensione della rete in km

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI ^(A)
Piemonte	-	190,3	70,1	95,8%	4,2%
Valle d'Aosta	-	22,1	0,0	93,1%	6,9%
Lombardia	-	105,9	115,2	96,0%	4,0%
Trentino Alto Adige	-	23,5	0,4	67,3%	32,7%
Veneto	-	25,1	9,3	72,2%	27,8%
Friuli Venezia Giulia	-	3,0	47,9	85,1%	14,9%
Liguria	-	192,4	86,4	98,8%	1,2%
Emilia Romagna	-	135,3	138,0	97,5%	2,5%
Toscana	0,8	381,9	238,1	93,2%	6,8%
Umbria	-	96,9	52,5	80,7%	19,3%
Marche	-	43,2	57,4	76,5%	23,5%
Lazio	-	207,3	216,3	95,0%	5,0%
Abruzzo	-	60,5	2,7	64,0%	36,0%
Molise	-	2,3	3,7	100,0%	0,0%
Campania	-	11,2	25,8	100,0%	0,0%
Puglia	-	7,1	0,0	100,0%	0,0%
Basilicata	-	4,1	16,7	100,0%	0,0%
Calabria	-	53,5	0,0	100,0%	0,0%
Sicilia	-	38,0	0,0	100,0%	0,0%
Sardegna	7,5	1.144,6	986,8	70,3%	29,7%
ITALIA	8,3	2.748,1	2.067,4	82,8%	17,2%
di cui non in funzione	0	100,8	59,0	-	-

(A) Società patrimoniali delle reti.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati

TAV. 3.44

Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2017
Volumi in M(m3)

SOCIETÀ	2017	QUOTA	POSIZIONE NEL 2016
Isgas	7,02	19,3%	1°
Mediterranea Energia Ambiente (in sigla Medea)	5,56	15,3%	2°
Comune Di Sannazzaro De' Burgondi	3,46	9,5%	3°
Liquigas	3,20	8,8%	4°
Eni	3,04	8,3%	5°
Sarda Reti Gas	1,45	4,0%	6°
Fontenergia	0,90	2,5%	8°
Centria	0,85	2,3%	7°
Carbotrade Gas	0,81	2,2%	9°
2i Rete Gas	0,76	2,1%	10°
Autogas Nord	0,57	1,6%	16°
Beyfin	0,53	1,5%	12°
Italgas Reti	0,48	1,3%	11°
Butan Gas	0,46	1,3%	13°
Silca	0,44	1,2%	33°
Socogas	0,43	1,2%	15°
Goldengas	0,43	1,2%	14°
Società Italiana Gas Liquidi	0,42	1,2%	19°
Lunigas I.F.	0,42	1,1%	17°
Univergas Italia (già Totalgaz Italia)	0,39	1,1%	18°
Altri	4,83	13,3%	-
TOTALE IMPRESE	36,47	100%	-

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto

A consuntivo, l'importo medio unitario dell'insieme dei corrispettivi di trasporto applicati dall'operatore principale nell'anno 2016 è risultato pari a 2,75 €/cent/S(m³)³⁰.

Nell'agosto 2017 l'Autorità ha approvato³¹ i criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento per il periodo transitorio 2018-2019 (*Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale - RTTG*). In termini di struttura tariffaria, sono stati confermati i corrispettivi variabili (CV), applicati alla quantità di

³⁰ Bilancio Snam Rete Gas.

³¹ Delibera 4 agosto 2017, 575/2017/R/gas.

TAV. 3.45

Tariffe di trasporto,
dispacciamento e relativa
misura per l'anno 2018

CORRISPETTIVO UNITARIO VARIABILE		€/S(m³)			
CV		0,003371			
CORRISPETTIVI UNITARI DI CAPACITÀ SULLA RETE NAZIONALE; €/anno/ S(m³)/giorno					
CP _E – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA					
5 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione					
Mazara del Vallo	3,455494	Tarvisio	1,043477		
Gela	3,144086	Gorizia	0,726711		
Passo Gries	0,627960				
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione					
GNL Panigaglia	0,260178	GNL Cavarzere	0,526795		
GNL OLT Livorno	0,317843				
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,173830				
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento					
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Montello, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Trecate, Rubicone	0,084197	Casalborsetti, Collalto, Medicina, Montenevoso, Muzza, Nervesa Della Battaglia, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido, Santerno, Spilamberto BP, Vittorio V. (S. Antonio)	0,119836		
Falconara, Fano	0,212341				
Calderasi/Montevedese, Metaponto, Monte Alpi, Guardia Perticara, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	1,209036	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Cupello, Reggente, Santo Stefano Mare	0,313672		
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,230236	Candela, Roseto/Torrente Vulcano, Torrente Tona	0,610587		
Crotone, Hera Lacinia, Rende	1,555626	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	2,909101		
CP _U – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone	3,680986	Passo Gries	2,155832		
Gorizia	1,934456	Tarvisio	0,864992		
Repubblica di San Marino	3,729143				
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio	0,632808				
6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Nord-occidentale	NOC	2,333846	Centro-sud-orientale	SOR	2,197205
Nord-orientale	NOR	1,828740	Centro-sud-occidentale	SOC	1,828740
Centrale	CEN	2,333846	Meridionale	MER	1,692099
CORRISPETTIVO UNITARIO DI CAPACITÀ SULLA RETE REGIONALE		€/anno/S(m³)/giorno			
CR _r		1,323162			
CORRISPETTIVO TRANSITORIO PER IL SERVIZIO DI MISURA		€/anno/ S(m³)/giorno			
CM ^T		0,080905 0,080905			
QUOTA PERCENTUALE A COPERTURA DEL GAS DI AUTOCONSUMO (applicata all'energia immessa in rete)					
γFuel – Punti di entrata		0,219028%			

QUOTE PERCENTUALI A COPERTURA DELLE PERDITE DI RETE E DEL GAS NON CONTABILIZZATO
 (applicata all'energia immessa in rete)

Perdite di rete (γPE)	0,100332%
Gas non contabilizzato (γGNC)	0,102858%

Fonte: ARERA.

energia trasportata, e i corrispettivi di capacità, applicati alla capacità di trasporto impegnata. Questi ultimi sono differenziati per punto di entrata nella Rete nazionale (CP_e), punto di uscita dalla stessa (CP_u) e Rete regionale (CR_r); rispetto agli anni precedenti è stata modificata la ripartizione dei ricavi di rete nazionale tra entrata e uscita: il rapporto è passato da 50/50 a 40/60; ciò riflette il grado di utilizzo delle infrastrutture negli ultimi anni, in armonia con le recenti disposizioni comunitarie in materia³². Sono state inoltre previste percentuali di maggiorazione dell'energia trasportata, allo scopo di riflettere gli autoconsumi, le perdite di rete e il gas non contabilizzato, introducendo per quest'ultimo la semplificazione rappresentata da un'unica aliquota a livello nazionale. Le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e di dispacciamento del gas naturale e al corrispettivo per il servizio di misura del trasporto per l'anno solare 2018 (Tav. 3.45) sono state approvate³³ alla fine di novembre 2017.

Per gli utenti della rete con servizio interrompibile sono previste riduzioni nei corrispettivi di entrata (CPE) applicati dall'operatore principale del trasporto, Snam Rete Gas. In dettaglio è prevista una riduzione del 15%:

- 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;
- per un'interruzione senza preavviso per effetto dell'assenza di un flusso fisico netto in uscita nel punto di riconsegna di Vittorio Veneto (REMI 34569001).

Sono inoltre applicate, ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale, le seguenti componenti tariffarie:

- 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;
- CV^{FG}, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di rigassificazione³⁴;
- CRV^{OS}, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio³⁵;
- CRV^{BL}, relativa agli oneri connessi al bilanciamento del sistema gas³⁶;
- CRVST, a copertura degli oneri derivanti dalla nuova disciplina del settlement gas³⁷.

Il valore di tali componenti viene aggiornato periodicamente dall'Autorità. Per il trimestre aprile-giugno 2018, la componente GS_T è pari a 0,1135 c€/m³, la RE_T ammonta a 1,33 c€/m³, la UG_{3T} è pari a 0,1541 c€/m³, la CV^{FG} ammonta a 0,1678 c€/m³ e la CRV^{BL} è pari a 0,10 c€/m³. La componente CRVST verrà applicata dall'1 luglio 2018 e in misura pari a 0,27 c€/m³, mentre la CRV^{OS} sarà applicata dall'1 ottobre 2018 e in misura pari a 0,85 c€/m³.

Rigassificazione

Nel settembre 2017 l'Autorità ha definito³⁸ i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale

³² Regolamento (UE). 460/2017, che istituisce il codice TAR, finalizzato alla convergenza dei criteri tariffari a livello europeo; esso prevede, tra l'altro, l'aderenza delle tariffe di trasporto ai costi del servizio.

³³ Delibera 30 novembre 2017, 795/2017/R/gas.

³⁴ Art. 18 delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 98/08.

³⁵ Punto 10 bis delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11.

³⁶ Punto 10 delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 155/11.

³⁷ Punto 5 delibera 23 novembre 2017, 782/2017/R/gas.

³⁸ Delibera 28 settembre 2017, 653/2017/R/gas.

TAV. 3.46

Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2018

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	Cqs (€/m ³ liquido/anno)	4,526661	26,706878	24,449433
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	Crs (€/m ³ liquido/anno)	0,123268	-	0,078700
Quota % a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	Qcp (per m ³ consegnato)	1,7%	0,75%	1,7%
Corrispettivo di misura del gas	CM ^G (€/m ³ liquido/anno)	0,082221	0,255855	0,017679

Fonte: ARERA.

liquefatto per il periodo transitorio 2018-2019, confermando, salvo alcuni adeguamenti, la struttura delle disposizioni vigenti nel periodo 2014-2017.

Alla fine del 2017 l'Autorità ha poi approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative all'anno 2018, presentate dalle società GNL Italia³⁹ (terminale di Panigaglia) e Terminale GNL Adriatico⁴⁰ (terminale di Rovigo). Le proposte della società OLT Offshore LNG Toscana (terminale di Livorno) sono state approvate⁴¹ in via provvisoria (Tav. 3.46).

Stoccaggio

Nell'ottobre 2014 l'Autorità ha definito⁴² i criteri per la regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2015-2018. Nel febbraio 2015 sono stati poi completati i criteri per il calcolo dei corrispettivi tariffari, prevedendo tra l'altro la rimozione dei corrispettivi variabili e l'applicazione

di soli corrispettivi di capacità (spazio, erogazione e iniezione)⁴³. Nel febbraio 2018 la vigenza dei criteri suddetti è stata prorogata⁴⁴ all'anno 2019, in vista della definizione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio per il nuovo periodo di regolazione, decorrente dal 2020.

Alla fine del 2017 l'Autorità ha approvato⁴⁵ i ricavi provvisori per l'anno 2018 delle società Stogit e Edison Stoccaggio, sulla base delle proposte tariffarie presentate dalle due società.

In esito alla definizione dei ricavi, Stogit ed Edison Stoccaggio hanno determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi unitari (Tav. 3.47), come previsto dalla regolazione in vigore⁴⁶. In aggiunta ai corrispettivi suddetti, alla fine del 2017 è stato introdotto⁴⁷ 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 dall'1 aprile 2018.

Occorre evidenziare che i corrispettivi tariffari esposti hanno ormai una applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi

TAV. 3.47

Corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio per l'anno 2018

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	STOGIT	EDISON STOCCAGGIO
Corrispettivo unitario di spazio C _s	c€/kWh/a	0,100797	0,208136
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione c _i	€/kWh/g/a	7,199633	18,546204
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione C _e	€/kWh/ g/a	9,167774	22,873651

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati Stogit ed Edison Stoccaggio.

³⁹ Delibera 21 dicembre 2017, 878/2017/R/gas.

⁴⁰ Delibera 21 dicembre 2017, 877/2017/R/gas.

⁴¹ Delibera 21 dicembre 2017, 879/2017/R/gas.

⁴² Delibera 30 ottobre 2014, 531/2014/R/gas.

⁴³ Delibera 12 febbraio 2015, 49/2015/R/gas.

⁴⁴ Delibera 8 febbraio 2018, 68/2018/R/gas.

⁴⁵ Delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas.

⁴⁶ Art. 13 della delibera 49/2015/R/gas.

⁴⁷ Punto 3 delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas.,

di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e di stoccaggio minerario, che insieme assorbono una quota inferiore al 5% della capacità di stoccaggio complessiva.

Lo stoccaggio strategico, che assorbe circa un quarto della capacità, viene remunerato attraverso il corrispettivo variabile C^{ST} , applicato alle quantità di gas importato e a quelle derivanti dalla produzione nazionale. Tale parametro viene determinato dalla principale impresa di stoccaggio in base al costo del servizio⁴⁸. Per il periodo dall'1 aprile 2018 al 31 marzo 2019 il corrispettivo C^{ST} è pari 0,001309 €/S(m³)⁴⁹. La capacità di stoccaggio restante (circa il 70%), destinata a servizi di modulazione stagionale e pluriennale, viene conferita e remunerata in base a procedure concorsuali. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito allo svolgimento di apposite aste, aperte alla partecipazione di tutti gli operatori del mercato del gas naturale. I corrispettivi sono determinati con il metodo del prezzo marginale per la prima asta per il servizio di punta stagionale e del *pay-as-bid* per tutte le altre. Nella tavola 3.48 sono sintetizzati gli esiti delle aste effettuate da Stogit e Edison Stoccaggio per l'anno termico 2018-2019.

Distribuzione

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, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;

- nord-orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna;
- centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- centro-sud-orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata;
- centro-sud-occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

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 dall'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.

Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2018 sono stati fissati⁵⁰ nel mese di dicembre dell'anno precedente, e sono riportati nella tavola 3.49 (quote fisse τ_1) e nella tavola 3.50 (quota variabile τ_3).

Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in €/m³ e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel secondo trimestre 2018)⁵¹:

- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1526 €/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,0771 €/m³ oltre tale soglia);
- UG2, di modulazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi⁵²;

SOCIETÀ	CAPACITÀ CONFERITA	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE
Stogit	11.201	0,383591
Edison Stoccaggio	877	0,410815
TOTALE	12.078	0,385567

Fonte: Elaborazioni ARERA su dati Stogit ed Edison Stoccaggio.

TAV. 3.48

Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione effettuate da Stogit ed Edison Stoccaggio per l'anno termico 2018-2019

Capacità in M(m³); prezzo in €/Sm³

⁴⁸ Art. 8 della delibera 16 febbraio 2017, 76/2017/R/gas.

⁴⁹ Da sito internet Snam-Stogit.

⁵⁰ Delibera 14 dicembre 2017, 859/2017/R/gas.

⁵¹ Stabilito dalle delibere 30 marzo 2016, 141/2016/R/gas, 28 dicembre 2017, 923/2017/R/com, e 29 marzo 2018, 172/2018/R/com.

⁵² I valori della componente UG2 sono costituiti da una quota fissa, pari a -27,01 €/cliente/anno (limitatamente ai clienti con consumi fino a 200.000 m³/anno) e una quota variabile (€/m³) differenziata per scaglione di consumo.

TAV. 3.49

Articolazione della quota fissa τ_1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2018

€/punto di riconsegna/anno

COMPONENTI PER CLASSE DEL GRUPPO DI MISURA	AMBITO					
	NORD OCCIDENTALE	NORD ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
τ_1 (dis)						
da G4 a G6	36,93	36,93	36,93	36,93	36,93	36,93
da G10 a G40	287,61	287,61	287,61	287,61	287,61	287,61
oltre G40	680,82	680,82	680,82	680,82	680,82	680,82
τ_1 (mis)						
da G4 a G6	21,31	21,31	21,31	21,31	21,31	21,31
da G10 a G40	160,10	160,10	160,10	160,10	160,10	160,10
oltre G40	374,45	374,45	374,45	374,45	374,45	374,45
τ_1 (cot)	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01

Fonte: ARERA.

TAV. 3.50

Articolazione della quota variabile τ_3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2018

c€/m³; scaglioni di consumo in m³/anno

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD OCCIDENTALE	NORD ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD ORIENTALE	CENTRO-SUD OCCIDENTALE	MERIDIONALE
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	8,3194	6,4620	8,9990	11,4771	14,5273	19,4247
481-1.560	7,6146	5,9145	8,2366	10,5047	13,2965	17,7789
1.561-5.000	7,6466	5,9394	8,2712	10,5489	13,3524	17,8537
5.001-80.000	5,7136	4,4380	6,1803	7,8822	9,9770	13,3404
80.001-200.000	2,8942	2,2480	3,1306	3,9927	5,0538	6,7575
200.000-1.000.000	1,4204	1,1033	1,5364	1,9595	2,4803	3,3164
Oltre 1.000.000	0,3951	0,3069	0,4274	0,5451	0,6900	0,9226

Fonte: ARERE

- UG_{3INT}, a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità (0,0617 c€/m³);
- UG_{3UI}, 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 (0,3541 c€/m³);
- UG_{3FT}, a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto (0,1541 c€/m³);
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (0,1336 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,0624 c€/m³ oltre tale soglia);
- 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 (1,4362 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,79 c€/m³ oltre tale soglia).

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2017 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato pari a 34,3 c€/m³ (Tav. 3.51). Tale prezzo nel 2016 era risultato pari a 33,8 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia presenta un aumento dell'1,5%.

L'aumento risulta dalla combinazione dell'andamento delle singole classi di consumo annuo, che mostrano evoluzioni differenziate. Le prime due classi presentano dei lievi aumenti, pari a 0,4 e 0,9 c€/m³ (equivalenti a 0,7% e 2,2%), le tre centrali presentano delle diminuzioni comprese tra 0,7 e 1,5 c€/m³ (da 2% a 5,1%), mentre la classe più grande (consumi superiori a 20 milioni di mc) presenta un aumento rilevante, sia in termini assoluti (2,5 c€/m³) che relativi (circa l'11%).

Quanto sopra ha fatto sì che il divario di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi nel quinquennio considerato sia rimasto sostanzialmente stabile, intorno a un valore medio di 28,4 c€/m³. Il divario discende dal fatto che in presenza di consumi più elevati i costi fissi vengono ripartiti su quantità maggiori.

In particolare, l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più alta sui piccoli consumi, mentre per i clienti più grandi, che sono direttamente allacciati alla rete di trasporto, questa componente non è nemmeno presente. Inoltre i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore correlazione con l'andamento stagionale e

climatico, che comporta maggiori oneri di modulazione. In aggiunta, le forniture dei grandi clienti sono caratterizzate da sistemi di prezzo più flessibili, nei quali le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni strutturali dei mercati internazionali. In effetti, il rilevante incremento sopra evidenziato per la classe più grande riflette il notevole incremento registrato nelle principali piazze europee tra il 2016 e il 2017. Infine, si può ritenere che la capacità di ottenere condizioni di fornitura più convenienti sia direttamente proporzionale alle dimensioni del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali.

D'altra parte, come già evidenziato nel settore elettrico, occorre considerare che con lo sviluppo del mercato libero si è notevolmente ampliata la gamma delle offerte dei venditori ai clienti finali, che possono quindi scegliere tra pacchetti molto diversi tra loro. Alcuni di questi includono servizi accessori (assistenza, manutenzione, assicurazione, ecc.), per cui il prezzo del gas offerto può tenere conto di elementi aggiuntivi rispetto al solo costo del gas stesso. Altre offerte prevedono sconti sulla materia prima, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di beni o servizi diversi (sconti al supermercato, sul carburante, sui servizi telefonici, ecc.). Molti venditori offrono anche formule a prezzo bloccato, i cui meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono influenzati dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dell'energia, ma dipendono in misura rilevante dalla data

TAV. 3.51

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale
c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2013	2014	2015	2016	2017
Inferiore a 5.000	61,2	58,8	55,7	51,7	52,1
Tra 5.000 e 50.000	51,3	46,9	46,0	42,1	43,1
Tra 50.000 e 200.000	44,4	41,4	41,0	37,0	36,2
Tra 200.000 e 2.000.000	36,6	35,0	32,5	28,3	26,8
Tra 2.000.000 e 20.000.000	33,8	34,0	28,0	24,2	23,0
Superiore a 20.000.000	32,7	32,2	26,5	21,8	24,3
TOTALE	44,0	42,3	38,9	33,8	34,3

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

di sottoscrizione dei contratti (e in particolare dalle attese di quel momento sul futuro andamento dei prezzi dei combustibili), nonché dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tener conto dei rischi di mutamento del mercato). Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo.

Nella tavola 3.52 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi per settore di consumo. La media complessiva di ciascun settore (ultima colonna a destra) dipende dalla ripartizione dei volumi venduti tra le classi dimensionali. Per quanto detto sopra i domestici, caratterizzati dalla prevalenza dei consumi unitari più bassi, presentano un prezzo medio totale più elevato, mentre l'industria e la generazione elettrica presentano prezzi più bassi per la ragione opposta.

TAV. 3.52

Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2017

c€/m³; 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	52,0	42,4	37,0	33,3	26,6	-	51,8
Condominio uso domestico	49,7	44,2	41,3	35,9	30,8	-	43,6
Attività di servizio pubblico	51,3	39,5	35,2	29,3	23,7	20,8	32,2
Commercio e servizi	52,9	43,2	35,8	27,7	24,4	25,3	37,6
Industria	53,9	42,1	34,3	25,9	22,6	22,5	24,7
Generazione elettrica	51,9	39,8	29,0	24,9	24,3	25,3	25,2
TOTALE	52,1	43,1	36,2	26,8	23,0	24,3	34,3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 di città e gas naturale" che contiene il "prodotto" regolato dall'Autorità. L'incidenza di questo segmento di consumo quest'anno è salita al 2,26% dell'intero paniere.

Il segmento "Gas di città e gas naturale" è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende anche un altro segmento di consumo sottoposto alla regolazione dell'Autorità, ovvero l'energia elettrica. Poiché anche il peso del segmento "Energia elettrica" è aumentato nel 2018 (come si è visto nel Capitolo

2 di questo Volume), l'incidenza dei "Beni energetici regolamentati" è passata dal 4,14% del 2017 al 4,34% di quest'anno.

Il tasso di variazione a 12 mesi dell'indice dei prezzi "Gas di città e gas naturale", che aveva iniziato ad assumere valori negativi nel luglio del 2013, ad aprile 2017 è tornato in territorio positivo, con lievi oscillazioni in valore assoluto. In media d'anno, nel 2017 il prezzo del gas risulta aumentato del 2,1% rispetto al 2016. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è salito dell'1,2%, in termini reali la variazione del gas risulta pari allo 0,9%.

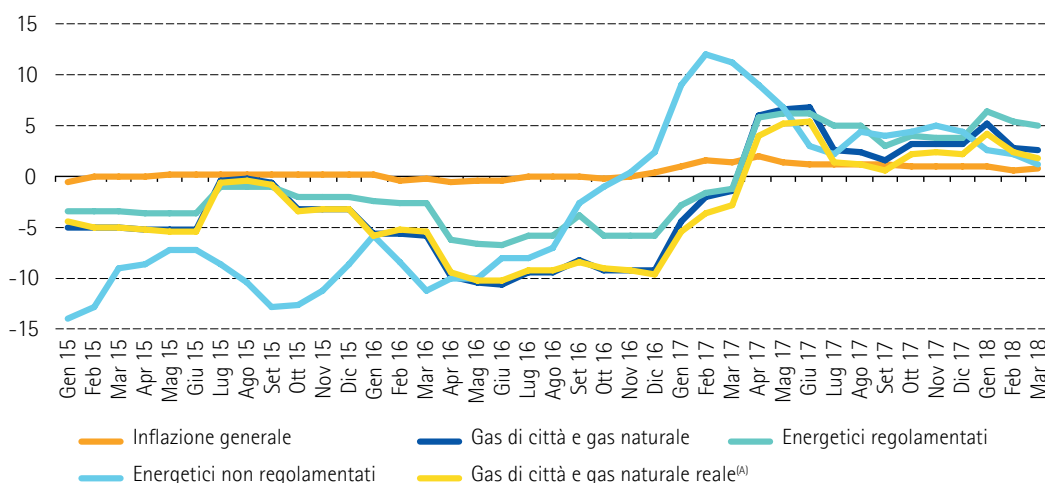
Nel primo trimestre 2018 vi sono stati due aumenti che hanno portato, a marzo 2017, il tasso di variazione a 12 mesi a +2,5%. Rapportando il corrispondente indice di prezzo (97,9%) al suo

TAV. 3.53

	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	GAS REALE ^(A)	VARIAZIONE PERCENTUALE
Gennaio 2017	92,9	-4,4%	100,6	1,0%	92,3	-5,4%
Febbraio	95,0	-2,1%	101,0	1,6%	94,1	-3,6%
Marzo	95,5	-1,4%	101,0	1,4%	94,6	-2,8%
Aprile	94,6	5,9%	101,4	1,9%	93,3	4,0%
Maggio	94,4	6,5%	101,2	1,4%	93,3	5,1%
Giugno	94,3	6,7%	101,1	1,2%	93,3	5,4%
Luglio	91,3	2,5%	101,2	1,1%	90,2	1,4%
Agosto	91,2	2,4%	101,5	1,2%	89,9	1,1%
Settembre	91,2	1,6%	101,2	1,1%	90,1	0,5%
Ottobre	93,4	3,1%	101,0	1,0%	92,5	2,1%
Novembre	93,6	3,2%	100,8	0,9%	92,9	2,3%
Dicembre	93,6	3,1%	101,2	0,9%	92,5	2,2%
ANNO 2017	93,4	2,1%	101,1	1,2%	92,4	0,9%
Gennaio 2018	97,7	5,2%	101,5	0,9%	96,3	4,2%
Febbraio	97,7	2,8%	101,5	0,5%	96,3	2,3%
Marzo	97,9	2,5%	101,8	0,8%	96,2	1,7%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.



A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

livello medio del 2017 (93,4), si deduce che l'inflazione acquisita⁵³ per il 2018 da questo segmento di consumo è pari al 4,8%.

L'evoluzione appena descritta è in linea con il trend crescente che si registra per i beni energetici, regolamentati e non, a partire dal 2016, anche se la risalita dell'indice relativo al gas risulta inferiore a quella degli altri beni (Fig. 3.19). Il livello dell'indice suddetto a marzo 2018

risulta ancora inferiore del 5 per cento a quello del momento iniziale del grafico (gennaio 2015) e del 15 per cento rispetto al massimo storico di gennaio 2013 (Fig.3.20).

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutato anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando

FIG. 3.19

Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni
Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo

⁵³ L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile, nella restante parte dell'anno.

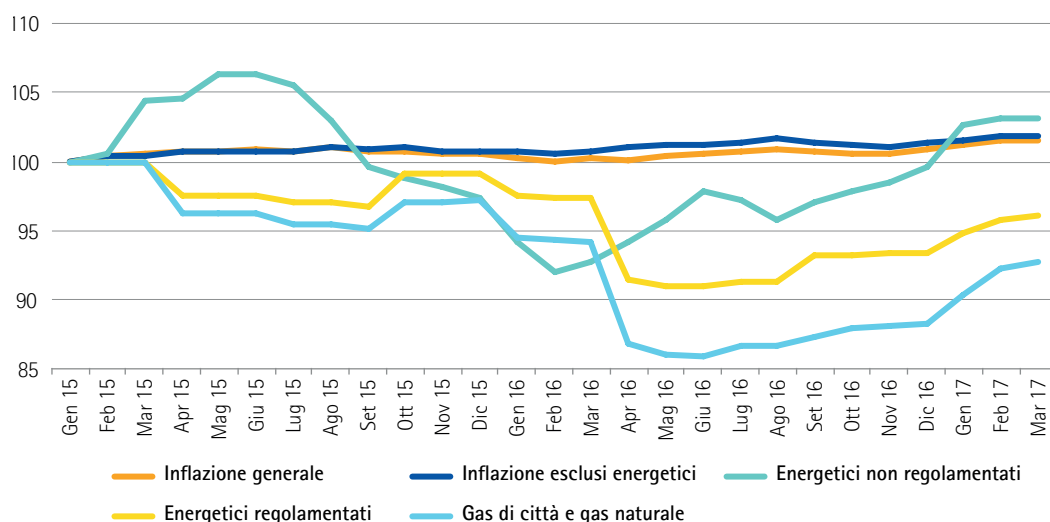
gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti dall'Eurostat (Fig. 3.21). Quest'analisi mostra come nel 2017 il gas abbia registrato in Italia una crescita di poco superiore alla media dell'Area euro (2% verso 1,2%). Aumenti superiori si sono verificati in Francia (+4,6%) e Spagna (+6,8%), mentre al contrario la Germania e, fuori dall'area euro, il Regno Unito, presentano dei cali (rispettivamente pari a -2,7% e -1,1%). Considerando le variazioni di prezzo negli ultimi tre anni, l'Italia presenta una diminuzione del 9,1%, lievemente più marcata della media dell'area euro (-7,3%) e inferiore solo alla Spagna (-13,5%) e, fuori dall'area euro, al Regno Unito (-10,7%), mentre la Germania e la Francia presentano diminuzioni più contenute e prossime al 6%.

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. 3.22). Più precisamente, si tratta dell'andamento medio delle condizioni economiche di fornitura⁵⁴ 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 da un impianto di riscaldamento autonomo. Tale prezzo è calcolato utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti variabili localmente, tranne che

FIG. 3.20

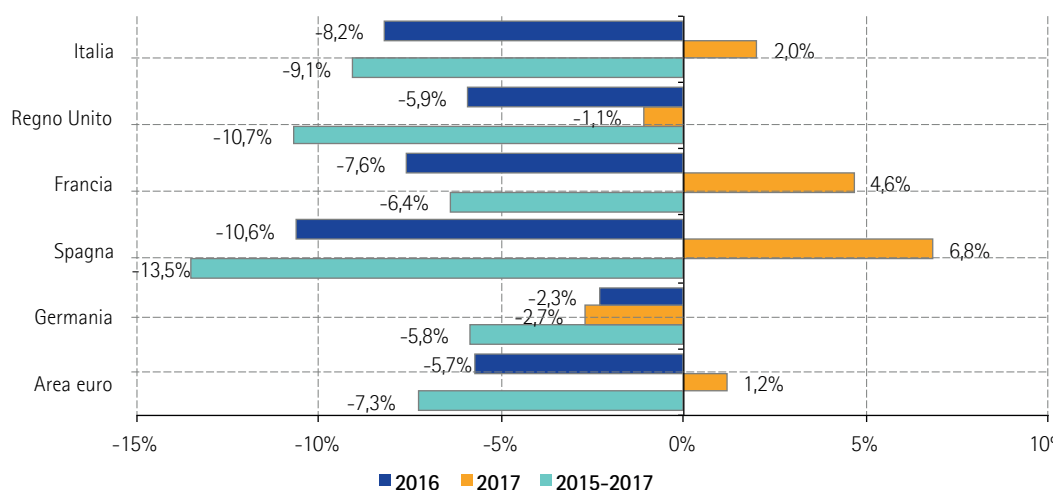
Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni
Numeri indice base gennaio 2013=100



Fonte: Elaborazione ARERA su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

FIG. 3.21

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei
Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2015-2017



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

⁵⁴ Introdotta con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e attualmente disciplinate dall'Allegato A (TIVG) della delibera ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato.

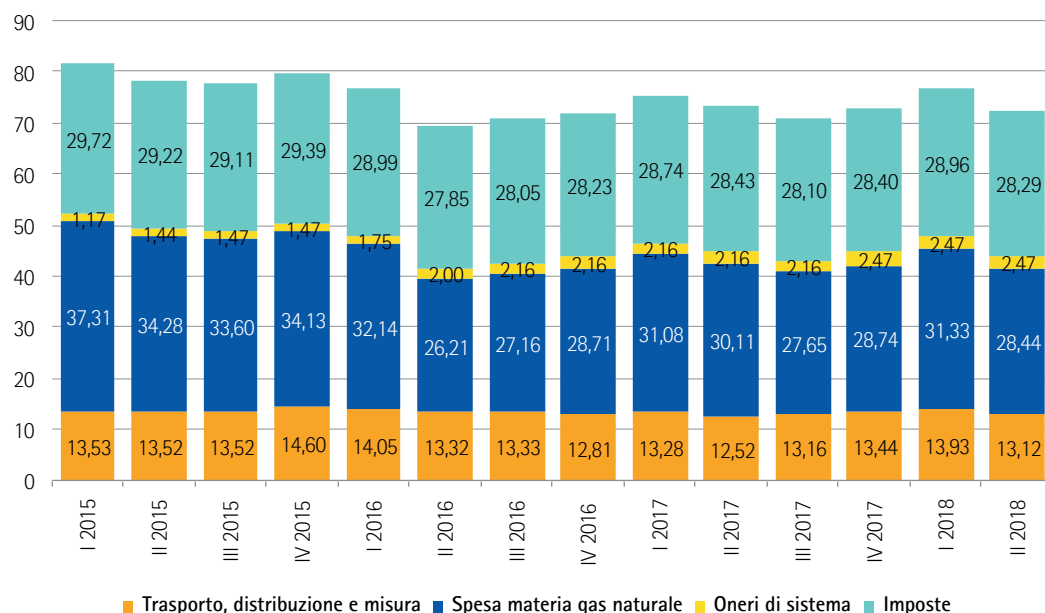


FIG. 3.22

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo
c€/m³; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

per la distribuzione. Per tale componente viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, considerato il più rappresentativo.

Il prezzo del gas per il consumatore domestico tipo è aumentato continuamente sino al primo trimestre 2013, durante il quale ha raggiunto un valore massimo di 92,78 c€/m³.

Nel secondo trimestre 2013 è iniziato un percorso di discesa, dovuto principalmente alla riduzione della componente materia prima, grazie all'attuazione della prima fase della riforma del sistema di calcolo. La riforma ha disposto che a fini dell'aggiornamento di tale componente il riferimento all'andamento del prezzo del petrolio, quale risultante dai contratti a lungo termine, venisse progressivamente sostituito con l'andamento dei prezzi risultanti nei mercati a breve termine del gas (mercati *spot*), caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta⁵⁵.

Col quarto trimestre del 2013, il processo di riforma della metodologia di calcolo delle condizioni di fornitura del servizio di tutela ha trovato pieno compimento. Il riferimento ai contratti a lungo termine del petrolio è stato completamente eliminato e sostituito al 100% con il prezzo che si forma sul mercato a breve termine del gas.

Il nuovo sistema di calcolo della materia prima e la progressiva contrazione della domanda internazionale di gas hanno determinato una sistematica tendenza alla riduzione del prezzo del consumatore tipo, intervallata solo momentaneamente dai rialzi che si verificano all'approssimarsi del periodo invernale, per gli effetti della stagionalità dei consumi sui mercati *spot*. Tale andamento si è protratto sino al primo trimestre 2016 e ha originato, a partire dall'attuazione della prima fase della riforma (aprile 2013)⁵⁶, una diminuzione di 23,4 c€/m³ (oltre il 25%) nel prezzo complessivo.

Dalla metà del 2016 è iniziata una nuova fase che, al netto delle oscillazioni di tipo stagionale, è caratterizzata da una tendenza di fondo crescente. In virtù di questa nuova tendenza al rialzo, che è in linea con gli andamenti più recenti dei mercati energetici internazionali, nel secondo trimestre del 2018 si è giunti ad un livello di prezzo di 72,32 c€/m³, che risulta superiore al minimo registrato nello stesso trimestre del 2016 in misura pari al 4,2%.

All'1 aprile 2018 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.23) risulta composto per il 60,9% da componenti a copertura dei costi

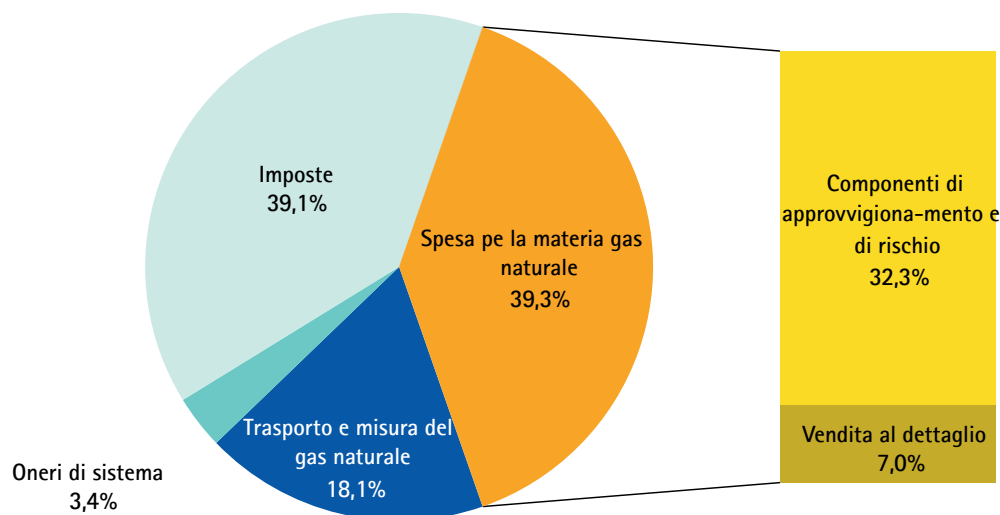
⁵⁵ Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n.1 (c.d. *Cresci Italia*), l'Autorità con delibera 125/2013/R/Gas ha previsto che dal secondo trimestre 2013 l'aggiornamento della materia prima venisse calcolato, per una quota del 20%, in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* europeo, con riferimento alla piattaforma olandese denominata *Title Transfer Facility* (TTF).

⁵⁶ Completamento avvenuto con l'elevazione al 20% della quota della materia prima aggiornata in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* olandese (TTF) (delibera 125/2013/R/gas).

FIG. 3.23

Composizione percentuale all'1 aprile 2018 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



Fonte: ARERA.

e per il restante 39,1% dalle imposte che gravano sul settore del 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 39,3%, i costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura per il 18,1%, mentre gli oneri di sistema⁵⁷ (perequazione della vendita al dettaglio, morosità per i servizi di ultima istanza e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo di fonti rinnovabili) rappresentano il 3,4%. La tavola 3.54 mostra, infine, il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. I valori dell'accisa ordinaria, riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo, sono quelli in vigore ad aprile 2018. Si tratta delle aliquote stabilite ai sensi del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che nel recepire la direttiva europea 2003/96/CE ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

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.

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 2011⁵⁸ 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.

Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, l'Autorità ha disposto⁵⁹ che il valore di tale elemento sia legato:

- al valore in vigore nell'anno precedente l'aggiornamento;
- al tasso di variazione medio annuo, riferito ai 12 mesi precedenti l'aggiornamento, composto dalla somma del 50% del tasso di variazione dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati e del 50% del tasso di variazione del prezzo del gasolio per mezzi di trasporto, entrambi rilevati dall'Istat;
- al tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

⁵⁷ La classificazione sopra riportata riflette l'aggregazione delle voci prevista per le fatture ai clienti finali, a partire dall'1 gennaio 2016, dalla delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R/com (Bolletta 2.0).

⁵⁸ Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11.

⁵⁹ Delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11.

TAV. 3.54

Imposte sul gas

Aprile 2017; c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA

IMPOSTE Fascia di consumo annuo	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	< 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	0,62490
Calabria	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	22	22	10(C)	10(C)

(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) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota è quella ordinaria.

Fonte: ARERA.

Nella componente 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.

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 2014-2019 (RTDG)*⁶⁰. Ai sensi della 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.

⁶⁰ Approvata con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas.

La componente relativa alla vendita al dettaglio è stata modificata nel 2015⁶¹, introducendo una nuova articolazione basata interamente su una quota fissa, pari a 36 euro per punto di riconsegna per anno⁶². L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL è illustrato nella figura 3.24. Le variazioni del prezzo sono determinate essenzialmente dalle oscillazioni della componente materia prima, che riflette la volatilità delle quotazioni internazionali del propano e in meno di un anno è passata dal minimo di 45 c€/m³ a aprile 2016 al massimo relativo di 86 c€/m³ a marzo 2017, per scendere poi a 57 c€/m³ ad agosto e risalire a 93 c€/m³ a febbraio 2018.

La figura 3.25 mostra la composizione del prezzo medio pagato dal cliente tipo per la fornitura di GPL all'1 aprile 2018. A tale data, il prezzo per una famiglia italiana che consuma 200 m³ di GPL è pari a 353 c€/m³ e risulta costituito per il 71,2% da componenti a copertura dei costi e per il restante 28,8% dalle imposte. Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del GPL per il 20,3%, i costi di commercializzazione al dettaglio pesano per il 5,1%, la distribuzione locale incide per il 26,9%, mentre i costi di trasporto a monte dell'impianto di distribuzione costituiscono il 18,9%.

FIG. 3.24

Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo
c€/m³; famiglia con consumo annuo di 200 m³

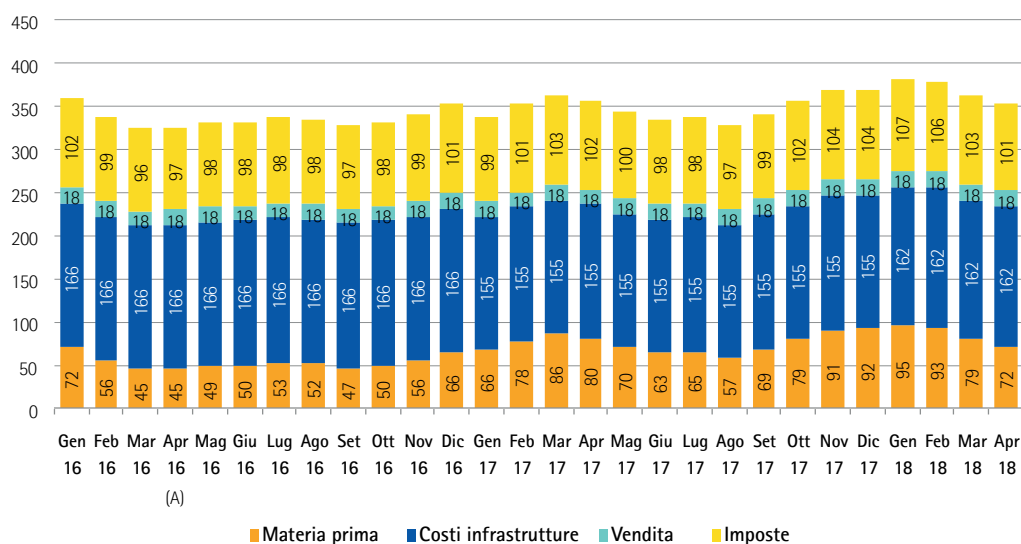
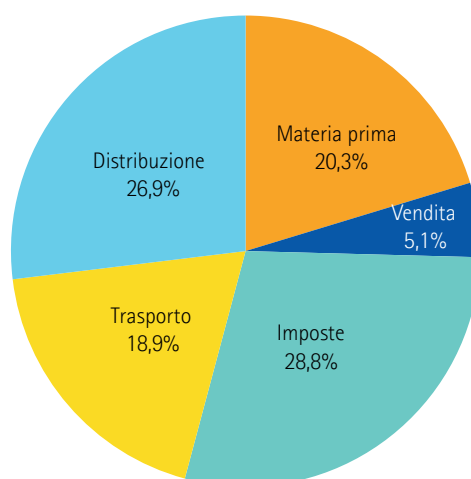


FIG. 3.25

Composizione percentuale all'1 aprile 2018 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo
Valori percentuali; famiglia con consumo annuo di 200 m³

(A) Da aprile 2016, a seguito della diminuzione dei consumi medi, l'utente tipo è caratterizzato da un consumo di 200 m³/anno.
Fonte: ARERA.



Fonte: ARERA.

⁶¹ Delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas.

⁶² Valore confermato dalla delibera 28 dicembre 2017, 926/2017/R/gas, per gli anni 2018 e 2019.

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 2014-2017 è disciplinata dalla delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas.

Le tavole riportate in queste pagine illustrano l'andamento relativo alle attività regolamentate da tale delibera con riferimento all'anno solare 2017. Nello specifico, gli aspetti che riguardano la sicurezza del servizio di trasporto sono illustrati nelle tavole dalla 3.55 alla 3.60.

TAV. 3.55

Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2017
Lunghezza delle reti in km

	RETE	DI CUI RETE NON PROTETTA CATODICAMENTE ^(B)
Estensione della rete al 31/12/2017	34.670,4	-
Estensione della rete al 31/12/2016	34.676,3	10,1
Lunghezza rete sottoposta a sorveglianza con automezzo	16.836,2	-
Lunghezza rete sottoposta a sorveglianza pedonale	1.891,6	10,1
Lunghezza rete sottoposta a vigilanza aerea	16.274,0	-
Lunghezza rete ispezionata con "pig" ^(B)	1.687,3	-
TOTALE RETE ISPEZIONATA	36.689,10	10,1
Percentuale di rete ispezionata con "pig"	5,0%	-

(A) Rete che al 31 dicembre 2016 risultava essere non protetta catodicamente o in protezione catodica non efficace.

(B) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.56

Protezione catodica delle reti nel 2017

PROTEZIONE	km
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica efficace	34.626,7
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica non efficace	10,1
Estensione della rete in acciaio non protetta catodicamente	0,0
ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO	34.630,9
Percentuale della rete in acciaio con protezione catodica efficace	99,9%

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.57

Protezione: sistemi e punti di misura nel 2017
Numero di sistemi e punti di misura

SISTEMI E PUNTI DI MISURA	NUMERO
Sistemi telesorvegliati	3.388
Sistemi non telesorvegliati	39
Percentuale di sistemi telesorvegliati	98,9%
Punti di misura telesorvegliati	15.517
Punti di misura non telesorvegliati	24.193
Percentuale di punti di misura telesorvegliati	64,1%

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.58

Impianti di odorizzazione nel 2017

CLIENTI E IMPIANTI	NUMERO
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto al 31/12/2016	5.568
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto cui odorizzare il gas riconsegnato	2.152
Impianti di odorizzazione a dosaggio diretto	125
Impianti di odorizzazione non a dosaggio diretto	15

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.59

Emergenze di servizio nel 2017

CAUSE	NUMERO DI FUORI SERVIZIO
Per eventi naturali	3
Per causa di terzi	3
Per causa dell'impresa di trasporto	7
Mancata copertura fabbisogno gas e/o pressione ai punti di immissione della rete	0
TOTALE	13

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.60

Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2017, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto in caso di emergenza di servizio

ADESIONI	NUMERO DI FUORI SERVIZIO
Adesioni degli utenti	168
Adesioni delle imprese distributrici	161
TOTALE ADESIONI	329

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TAV. 3.61

Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2017

TIPOLOGIA	INTERRUZIONI	UTENTICOINVOLTI	CITY GATE COINVOLTI	DURATA MEDIA (ORE)	INTERVENTI CON CARRO BOMBOLAIO ORGANIZZATI E ATTIVATI DALL'IMPRESA DI TRASPORTO
Interruzioni con preavviso	909	15.260	454	12,0	300
Interruzioni senza preavviso dovute a emergenze di servizio	19	230	11	32,3	14
Interruzioni senza preavviso non dovute a emergenze di servizio	3	37	1	4,0	0

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole dalla 3.61 a 3.64 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 tanto a seguito quanto non a seguito di 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.

TAV. 3.62

Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2017, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto in caso di emergenza di servizio

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	172
Adesioni delle imprese distributrici	158
TOTALE ADESIONI	330

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

TIPOLOGIA	RILEVAZIONE IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA		RILEVAZIONE NON IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA	
	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA ≥ 100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA < 100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA ≥ 100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA < 100.000
PDR attivi al 31/12/2017 relativi a clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	194	336	2	3.685
PDR attivi al 31/12/2017 relativi a City Gate	781	417	17	3.120

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

	NUMERO
IN BASE ALLA CAUSA	
Causa di forza maggiore	0
Causa di terzi	1
Causa dell'impresa di trasporto	160
PER TIPO DI PUNTO DI RICONSEGNA	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	32
City Gate	129
TOTALE	161

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

PRESTAZIONE	STANDARD DELL'AUTORITÀ	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di documentazione irricevibile per il trasferimento di capacità	1 giorno lavorativo	7	0,6	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato	2 giorni lavorativi	180	0,5	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti	40 giorni lavorativi	164	29,4	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative all'attività di discatura dei punti di riconsegna	3 giorni lavorativi	316	1,1	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura	15 giorni lavorativi	62	4,1	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte di riprogrammazione degli interventi manutentivi	5 giorni lavorativi	60	3,2	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al servizio di trasporto	20 giorni lavorativi	555	4,8	0
TOTALE	-	1.344	-	0

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese di trasporto.

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.

Nella tavola 3.65 sono riportati i principali dati, riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per gli utenti del servizio di trasporto.

TAV. 3.63

Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2017

Numero di punti di riconsegna (PDR) con capacità conferita indicata in S(m³)/giorno

TAV. 3.64

Casi di mancato rispetto nel 2017 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna

TAV. 3.65

Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2017

Numero di richieste e di indennizzi; tempo in giorni

Qualità del gas

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, e 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 2016-2017 risultano installati 323 gascromatografi, a fronte dei 302 dell'anno termico precedente, di cui 276 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 23 nei punti di interconnessione della rete di trasporto, 16 presso giacimenti di gas naturale, 2 su impianti GNL, 1 in impianti di stoccaggio e 5 nei punti di ingresso della Rete nazionale 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 2014-2019 (RQDG)⁶³ 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.

I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, alcuni a partire dal 2002 laddove possibile, altri con stretto riferimento all'attività svolta nell'anno oggetto della presente Relazione Annuale.

La figura 3.26 mostra la quantità di rete ispezionata annualmente per il periodo 2002-2017. In particolare fino al 2013 la regolazione prevedeva un obbligo minimo annuo, dal 2014 ha introdotto un obbligo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio (rete in alta/media pressione, AP/MP) o nel quadriennio (rete in bassa pressione, BP) mobile.

Per esigenze di comparazione con le performance registrate fino al 2013, il dato è esposto come percentuale annuale di rete ispezionata anche per il periodo 2014-2017. Per il 2017 si registra una diminuzione rispetto al 2016 pur permanendo la percentuale di rete ispezionata superiore ai livelli rilevati prima del 2014. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini.

Con riferimento al tema degli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 3.27 mostra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) nel 2017. Il valore medio nazionale è pari a 38 minuti, lievemente aumentato rispetto al 2016.

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 dalla RQDG a partire dall'1 luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende e attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo preciso. Inoltre va aggiunto che

⁶³ Approvata con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, sulla Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019.

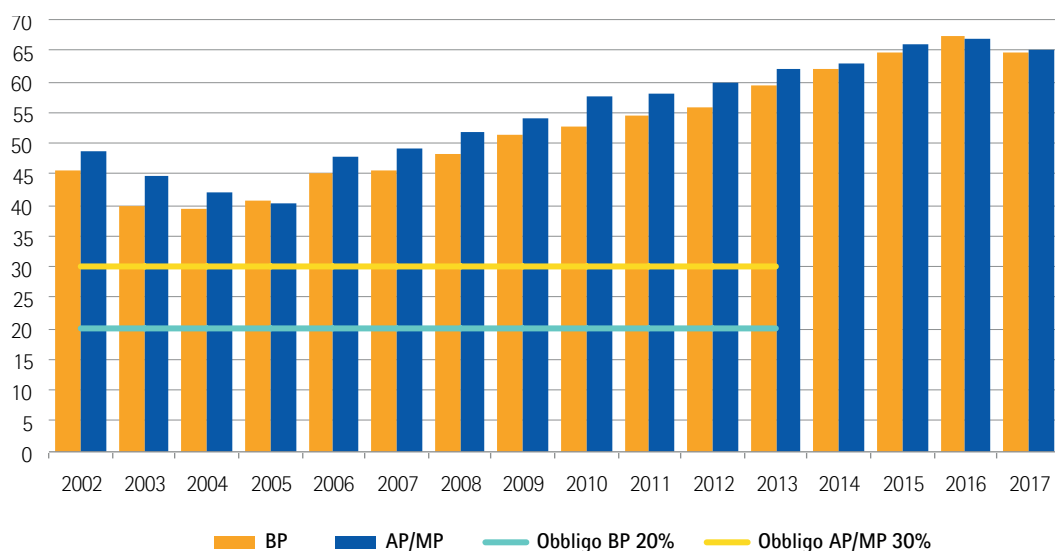


FIG. 3.26

Percentuale di rete
ispezionata dal 2002

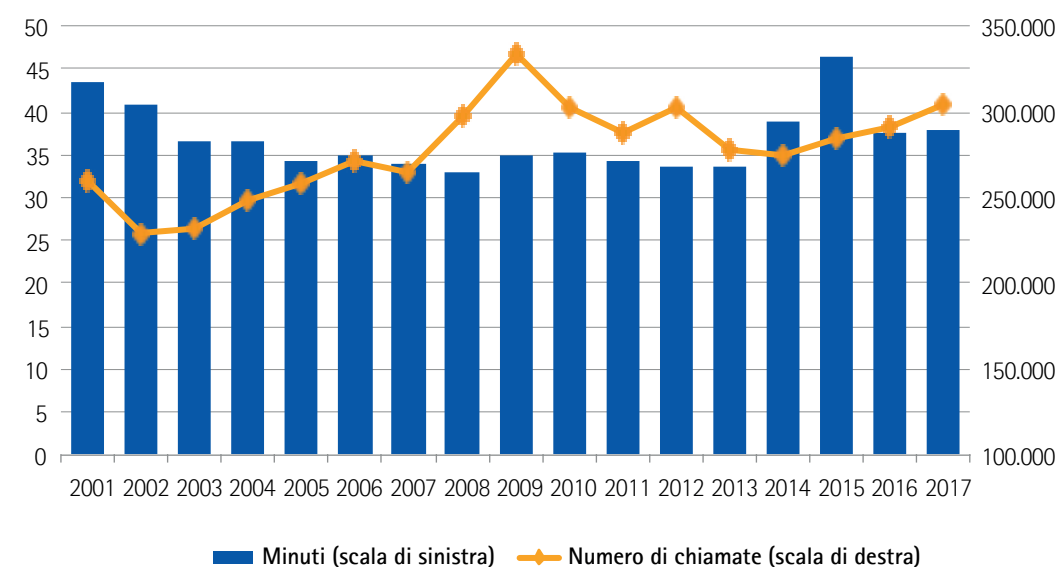


FIG. 3.27

Pronto intervento su impianto
di distribuzione negli anni
2001-2017

Numero di chiamate e tempo di
arrivo sul luogo di chiamata (in
minuti)

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.

Le tavole 3.66 e 3.67 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2016 e 2017, suddivise per localizzazione, ovvero 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.

TAV. 3.66

Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	549	979	838	912	3.278
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	161	167	358	356	1.042
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	1.125	58	531	1.597	3.311
Su gruppo di misura	983	7	35	882	1.907
TOTALE ANNO 2016	2.818	1.211	1.762	3.747	9.538
Su rete	615	653	851	1.063	3.182
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	196	161	346	390	1.093
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	2.154	49	449	2.767	5.419
Su gruppo di misura	2.259	6	24	733	3.022
TOTALE ANNO 2017	5.224	869	1.670	4.953	12.716

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.67

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	1.521	414	417	797	3.149
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.582	934	838	1.720	7.074
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	22.582	4.631	4.693	33.933	65.839
Su gruppo di misura	12.326	2.677	2.023	21.894	38.920
TOTALE ANNO 2016	40.011	8.656	7.971	58.344	114.982
Su rete	1.533	383	366	709	2.991
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.057	785	646	1.391	5.879
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	26.893	5.404	4.832	37.088	74.217
Su gruppo di misura	11.077	1.843	1.633	17.899	32.452
TOTALE ANNO 2017	42.560	8.415	7.477	57.087	115.539

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

Esaminando i dati contenuti nelle tavole, risulta che dal 2016 al 2017:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 9.538 nel 2016 a 12.716 nel 2017, diminuendo di poco le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata (da 4.320 a 4.275) e aumentando (da 5.218 a 8.441) le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura;
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi aumentano nel 2017, passando da 114.982 a 115.539; in particolare le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, sono diminuite (passano da 10.223 nel 2016 a 8.870 nel 2017); viceversa si registra un aumento per le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su

parte aerea e su gruppo di misura (passate da 104.759 del 2016 a 106.669 del 2017);

- disaggregando queste ultime, le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative a impianti di derivazione di utenza su parte aerea sono aumentate (da 65.939 del 2016 a 74.217 del 2017) e quelle relative ai gruppi di misura sono diminuite (da 38.920 del 2016 a 32.452 del 2017).

La figura 3.28 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione incentivante. Si evidenzia per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT), di norma più pericolose, un significativo trend decrescente, e per quelle su rete aerea (DTA) un lieve aumento; nel

2017 i parametri 10^*DT e DTA si sono attestati rispettivamente su valori pari a 4 e poco meno di 5 dispersioni per migliaio di clienti finali.

La figura 3.29 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti, evidenziando per il 2017 una lieve diminuzione dopo anni di costante crescita.

Ogni anno, a partire dal 2004, l'Autorità effettua una campagna di controlli qualità del gas. Parallelamente vi è un 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 maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità. Il meccanismo, tuttavia, limita il premio massimo in corrispondenza di un numero di misure del grado di odorizzazione superiore a tre volte quello minimo previsto.

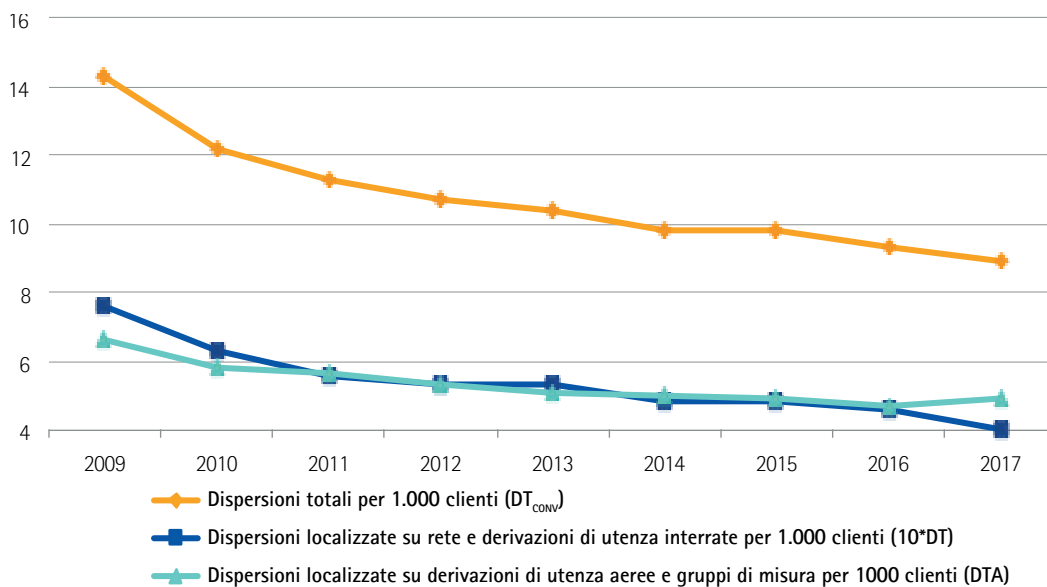


FIG. 3.28

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti

Impianti soggetti a regolazione incentivante

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

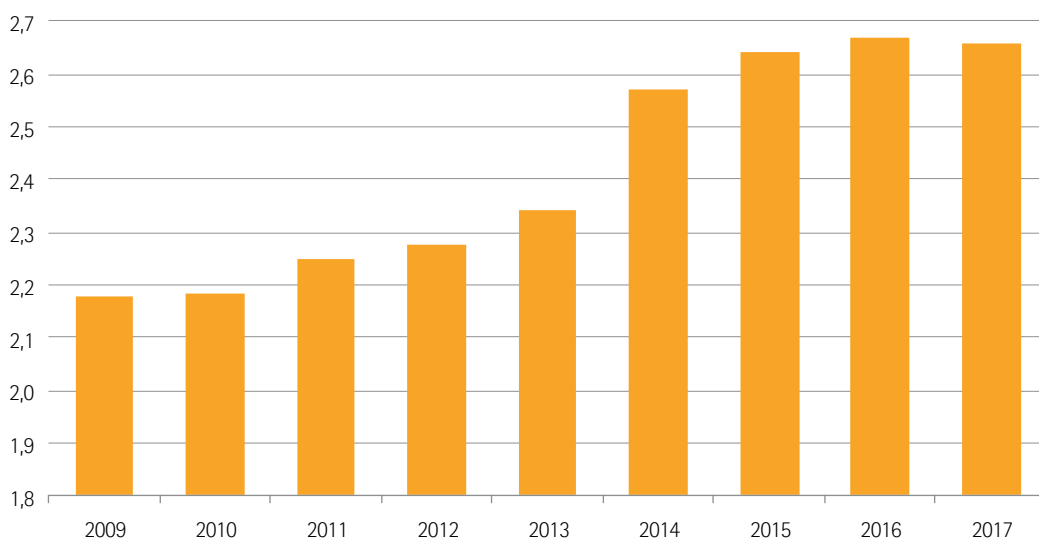


FIG. 3.29

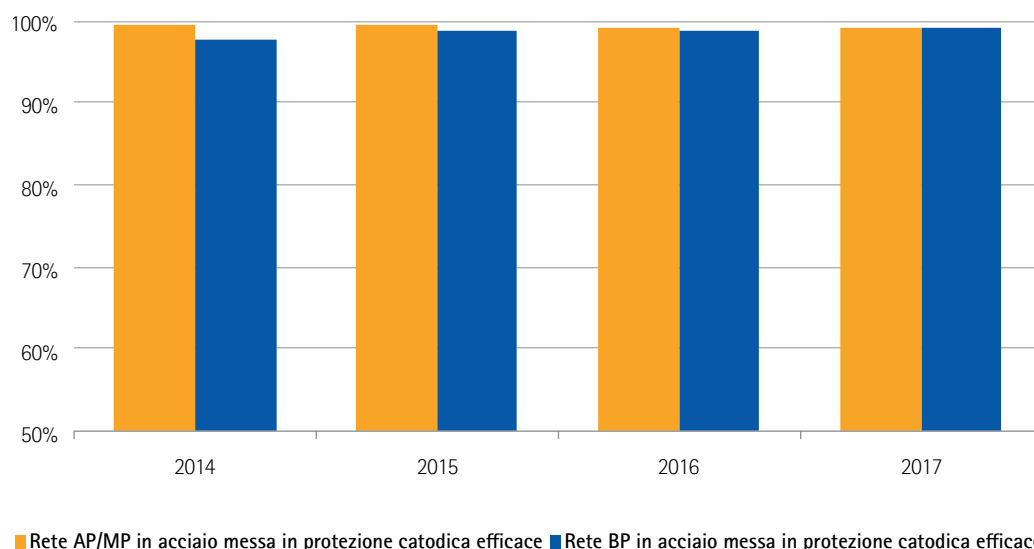
Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti

Impianti soggetti a regolazione incentivante

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

FIG. 3.30

Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace



Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

La figura 3.30 riporta la percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace, suddivisa per alta/media e bassa pressione.

Passando alle performance per l'anno 2017 delle grandi imprese di distribuzione, le tavole dalla 3.68 alla 3.71 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 3.68 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento. Il numero di chiamate sull'impianto è nettamente maggiore di quello registrato a valle del punto di consegna. Si registra, infatti, un numero di chiamate ogni mille clienti finali, rispettivamente, pari a 14,46 per le chiamate sull'impianto di distribuzione e a 1,42 per le chiamate a valle del punto di consegna.

La tavola 3.69 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete per l'anno 2017, relative ai 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%.

La tavola 3.70 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2017.

TAV. 3.68

Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2017

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	6.442.853	95.468	14,82	8.596	1,33	104.064
2I Rete Gas	3.867.340	57.027	14,75	2.621	0,68	59.648
Unareti	1.215.640	15.127	12,44	2.841	2,34	17.968
Inrete Distribuzione Energia	1.117.366	16.601	14,86	1.875	1,68	18.476
Toscana Energia	792.286	12.588	15,89	1.444	1,82	14.032
Ireti	715.980	10.325	14,42	1.001	1,40	11.326
Acegasapsamga	478.703	3.904	8,16	1.191	2,49	5.095
2I Rete Gas Impianti	460.391	6.764	14,69	612	1,33	7.376
Centria	373.863	5.660	15,14	661	1,77	6.321
Ap Reti Gas	339.665	3.857	11,36	429	1,26	4.286
Erogasmet	267.163	3.923	14,68	416	1,56	4.339

TAV. 3.68 CONT.

Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2017

Ld Reti	265.239	4.510	17,00	864	3,26	5.374
Retipiù	207.459	4.145	19,98	430	2,07	4.575
Adrigas	174.165	1.997	11,47	304	1,75	2.301
Megareti	156.612	2.499	15,96	423	2,70	2.922
Novareti	156.183	834	5,34	294	1,88	1.128
Amg Energia	155.988	3.925	25,16	402	2,58	4.327
Infrastrutture Distribuzione Gas	151.492	2.679	17,68	291	1,92	2.970
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.477	1.837	12,29	128	0,86	1.965
Edma Reti Gas	146.536	2.696	18,40	104	0,71	2.800
Acsn-Agam Reti Gas-Acqua	141.276	1.399	9,90	161	1,14	1.560
Azienda Municipale Del Gas	123.519	1.599	12,95	329	2,66	1.928
As Retigas	120.422	1.480	12,29	108	0,90	1.588
Società Impianti Metano	112.842	1.477	13,09	145	1,28	1.622
Acam Gas	112.343	1.455	12,95	295	2,63	1.750
TOTALE	18.244.803	263.776	14,46	25.965	1,42	289.741

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 3.71 illustra, infine, il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2017, con riferimento alla rete in alta/media pressione.

La tavola 3.72 illustra il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2016 con riferimento alla rete in bassa pressione.

TAV. 3.69

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel quadriennio 2014-2017 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2015-2017 (rete in alta/media pressione)

Lunghezza delle reti in Km

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA ^(A)	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA ^(B)	% RETE ISPEZIONATA
Italgas Reti	31.884	65.647	205,9	23.221	35.115	151,2
21 Rete Gas	33.468	86.882	259,6	24.115	56.073	232,5
Unareti	5.740	15.516	270,3	1.875	4.556	243,0
Inrete Distribuzione Energia	5.273	10.583	200,7	8.636	11.900	137,8
Toscana Energia	4.560	9.434	206,9	3.141	4.442	141,4
Ireti	4.201	13.377	318,4	3.409	9.048	265,5
Acegasapsamga	4.069	14.287	351,1	1.403	3.831	273,1
21 Rete Gas Impianti	3.713	5.119	137,9	3.321	3.420	103,0
Centria	3.038	11.726	386,0	2.198	6.461	294,0
Ap Reti Gas	4.382	15.015	342,7	2.355	6.092	258,7
Erogasmet	2.053	8.172	398,0	1.444	4.332	299,9
Ld Reti	2.246	7.782	346,5	1.029	2.777	269,9
Retipiù	1.430	5.680	397,2	348	1.041	299,7
Adrigas	1.278	2.738	214,3	1.445	1.964	136,0
Megareti	1.109	3.910	352,5	478	1.326	277,4
Novareti	1.548	1.567	101,3	789	793	100,6
Amg Energia	584	2.335	400,0	331	994	300,0
Infrastrutture Distribuzione Gas	1.463	5.419	370,4	1.195	3.110	260,3
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.779	6.952	390,8	745	2.178	292,1
Edma Reti Gas	717	2.691	375,2	962	2.886	300,0

TAV. 3.69 CONT.

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel quadriennio 2014-2017

(rete in bassa pressione) e nel triennio 2015-2017 (rete in alta/media pressione)

Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	1.161	4.206	362,3	339	942	277,9
Azienda Municipale Del Gas	469	1.721	367,1	129	387	300,2
As Retigas	1.009	1.534	152,0	1.155	1.314	113,8
Società Impianti Metano	1.056	4.230	400,4	580	1.739	300,0
Acam Gas	966	2.384	246,8	313	509	162,4
TOTALE	119.196	308.909	259,2	84.955	167.232	196,8

(A) Lunghezza della rete ispezionata nel quadriennio 2014-2017.

(B) Lunghezza della rete ispezionata nel triennio 2015-2017.

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 3.70

Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2017

Lunghezza reti in km

ESERCENTE	LUNGHEZZA DELLA RETE AL 31/12	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA	NUMERO DISPERSIONI			
			DA RETE ISPEZIONATA	PER KM DI RETE	SEGNALATE DA TERZI	PER KM SU SEGNALAZIONI
			ISPEZIONATA		ISPEZIONATA	
Italgas Reti	56.133	26.634	838	0,03	37.359	0,67
2l Rete Gas	58.238	40.065	536	0,01	18.521	0,32
Unareti	7.659	5.258	2.337	0,44	7.852	1,03
Inrete Distribuzione Energia	13.952	6.520	2.903	0,45	8.218	0,59
Toscana Energia	7.857	3.074	191	0,06	4.655	0,59
Ireti	7.647	6.336	3.181	0,50	5.257	0,69
Acegasapsamga	5.516	5.500	366	0,07	1.681	0,31
2l Rete Gas Impianti	7.220	2.470	8	0,00	2.742	0,38
Centria	5.119	5.026	121	0,02	1.359	0,27
Ap Reti Gas	6.845	5.546	42	0,01	1.824	0,27
Erogasmet	3.563	3.530	161	0,05	1.306	0,37
Ld Reti	3.297	2.925	113	0,04	1.398	0,42
Retipiu	1.784	1.781	1	0,00	1.483	0,83
Adrigas	2.737	856	10	0,01	589	0,22
Megareti	1.596	1.553	40	0,03	786	0,49
Novareti	2.369	2.356	10	0,00	263	0,11
Amg Energia	924	922	-	-	1.580	1,71
Infrastrutture Distribuzione Gas	2.668	2.368	52	0,02	1.135	0,43
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.591	2.578	2	0,00	773	0,30
Edma Reti Gas	1.690	1.689	9	0,01	757	0,45
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	1.289	1.289	9	0,01	408	0,32
Azienda Municipale Del Gas	614	606	13	0,02	250	0,41
As Retigas	2.186	819	23	0,03	711	0,33
Società Impianti Metano	1.650	1.646	32	0,02	575	0,35
Acam Gas	1.178	574	51	0,09	374	0,32
TOTALE	206.321	131.922	11.049	0,08	101.856	0,49

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 3.71

Protezione catodica delle reti in alta/media pressione dei grandi esercenti nel 2017

Lunghezza delle reti in Km

ESERCENTE	RETE DI ACCIAIO	RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE DI ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE DI ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas Reti	16.219	15.839	380	98,0
2I Rete Gas	19.706	19.706	-	100,0
Unareti	1.622	1.622	0	100,0
Inrete Distribuzione Energia	7.833	7.833	-	100,0
Toscana Energia	2.483	2.483	-	100,0
Ireti	2.980	2.980	-	100,0
Acegasapsamga	1.049	1.049	-	100,0
2I Rete Gas Impianti	2.115	2.115	-	100,0
Centria	1.889	1.889	-	100,0
Ap Reti Gas	2.245	2.245	0	100,0
Erogasmet	1.317	1.317	-	100,0
Ld Reti	943	943	-	100,0
Retipiù	341	341	-	100,0
Adrigas	1.412	1.412	-	100,0
Megareti	458	458	-	100,0
Novareti	705	705	-	100,0
Amg Energia	317	317	-	100,0
Infrastrutture Distribuzione Gas	1.037	1.037	-	100,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	718	718	-	100,0
Edma Reti Gas	790	790	-	100,0
Acsn-Agam Reti Gas-Acqua	284	284	-	100,0
Azienda Municipale Del Gas	128	128	-	100,0
As Retigas	1.118	1.118	-	100,0
Società Impianti Metano	561	561	-	100,0
Acam Gas	309	309	-	100,0
TOTALE	68.580	68.200	380	100,0

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 3.72

Protezione catodica delle reti in bassa pressione dei grandi esercenti nel 2017

Lunghezza delle reti in Km

ESERCENTE	RETE DI ACCIAIO	RETE DI ACCIAIO	RETE DI ACCIAIO NON PROTETTA	CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas Reti	22.742	22.289	453	99,0
2I Rete Gas	27.696	27.696	-	100,0
Unareti	2.604	2.588	16	100,0
Inrete Distribuzione Energia	4.031	4.020	10	100,0
Toscana Energia	3.497	3.475	22	100,0
Ireti	3.025	2.983	42	99,0
Acegasapsamga	2.307	2.248	60	98,0
2I Rete Gas Impianti	2.990	2.990	-	100,0
Centria	2.358	2.358	0	100,0
Ap Reti Gas	4.277	4.277	0	100,0
Erogasmet	1.976	1.976	-	100,0
Ld Reti	1.953	1.944	8	100,0

TAV. 3.72 CONT.

Rete ispezionata dai grandi
esercenti nel quadriennio
2014-2017

(rete in bassa pressione) e nel
triennio 2015-2017 (rete in alta/
media pressione)

Retipiu	1.381	1.380	1	100
Adrigas	1.272	1.272	-	100,0
Megareti	774	763	11	99,0
Novareti	1.440	1.440	-	100,0
Amg Energia	13	13	-	100,0
Infrastrutture Distribuzione Gas	574	574	1	100,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.771	1.771	-	100,0
Edma Reti Gas	590	590	0	100,0
Acsn-Agam Reti Gas-Acqua	964	964	-	100,0
Azienda Municipale Del Gas	415	409	5	99,0
As Retigas	941	941	-	100,0
Società Impianti Metano	1.003	1.003	-	100,0
Acam Gas	743	680	63	92,0
TOTALE	91.338	90.644	694	100,0

Fonte: ARERA, su dichiarazioni degli esercenti.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale

Servizio di distribuzione del gas naturale

La regolazione della qualità commerciale prevede, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui la prestazione debba 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. I livelli specifici di qualità commerciale sono identici per tutte le tipologie di utenza (differenziabili per classe del gruppo di misura). Viceversa, gli indennizzi automatici, da corrispondere in caso di mancato rispetto del tempo massimo, sono differenziati per tipologia di utenza. L'applicazione del meccanismo automatico degli indennizzi automatici prevede, inoltre, l'aumento dell'importo base in ragione del ritardo nella esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità, per la quale non è prevista alcuna *escalation*.

La tavola 3.73 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 2017 registra una diminuzione, rispetto al 2016, sia dei casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'autorità, sia degli indennizzi automatici pagati. Nel 2017 a fronte di 32.220 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 29.522 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari ad oltre 1,5 milioni di euro

Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.31) e con riferimento a tutte le classi dei gruppi di misura e all'anno 2017, si osserva che la percentuale di mancato rispetto è diminuita, con l'eccezione dell'esecuzione di lavori semplici, dell'attivazione della fornitura, della fascia di puntualità per appuntamenti, degli appuntamenti posticipati. Il ripristino del valore conforme della pressione è rimasto invariato. La prestazione più numerosa, in termini di richieste, è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, segue l'attivazione della fornitura.

TAV. 3.73

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	NUMERO DI RIMBORSI 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	21.358	21.144
2015	31.222	32.583
2016	33.084	36.646
2017	32.220	29.522

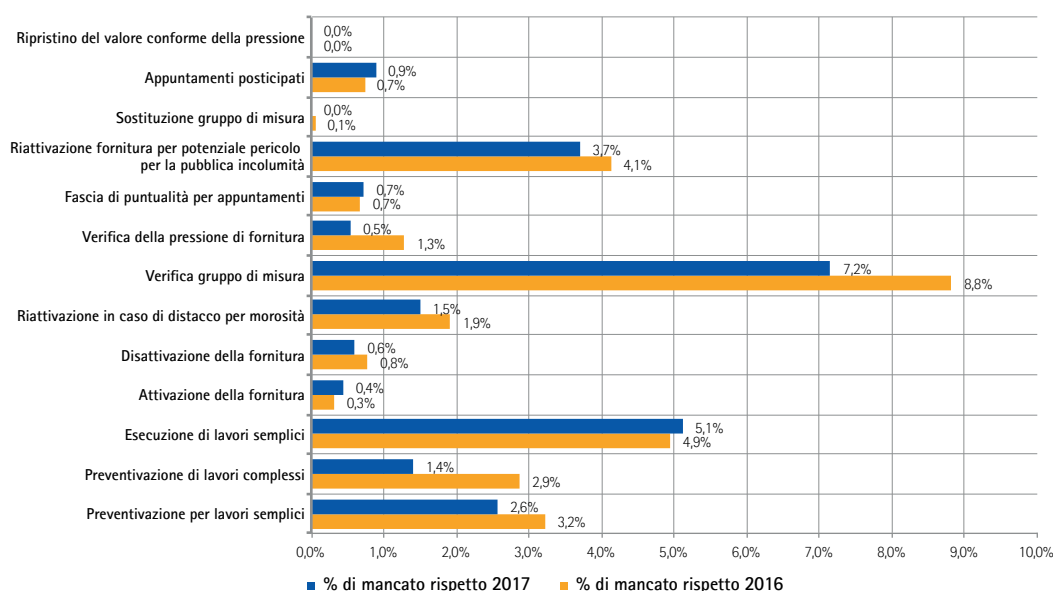
Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali

FIG. 3.31

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale



Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

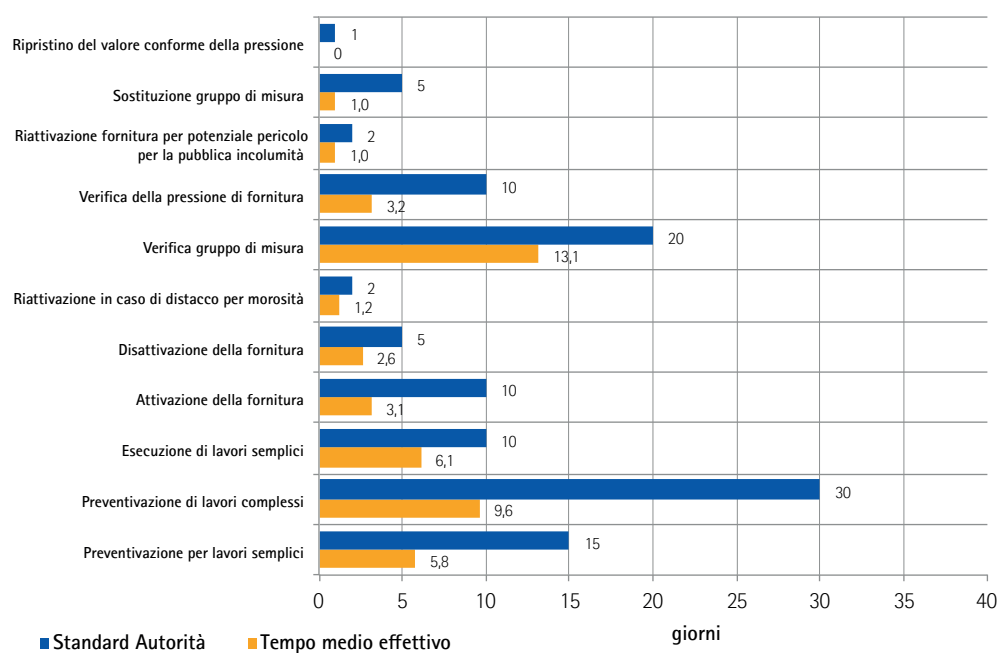
Con riferimento ai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, tipologia di utenza più diffusa, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato

(Fig. 3.32) nel 2017 è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette ad indennizzo automatico.

FIG. 3.32

Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6

Anno 2017



Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

La tavola 3.74 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. In particolare mette a confronto gli anni 2016 e 2017.

Il numero complessivo di prestazioni è in diminuzione rispetto al 2016. Le prestazioni che diminuiscono in modo significativo in termini di richieste del cliente sono l'attivazione della fornitura e la fascia di puntualità per appuntamenti che, in ordine inverso, sono anche le più numerose. La fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati rappresenta il 47% del totale delle prestazioni erogate, l'attivazione della fornitura il 20%.

Il numero di indennizzi corrisposti nel 2017 è in diminuzione rispetto al 2016. La prestazione che determina il maggior numero di

indennizzi automatici è ancora una volta la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, seguono per numerosità gli indennizzi automatici erogati per il mancato rispetto dello standard fissato per l'esecuzione di lavori semplici pari a 10 giorni lavorativi.

Con la delibera 21 luglio 2016, 413/2016/gas/com sono state apportate alcune modifiche, con decorrenza 2017, alla RQDG 2014-2019. In particolare è stata modificata la disciplina relativa ai tempi di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore. La definizione di "dati tecnici" ora comprende anche le richieste di dati che vengono effettuate sulla base di una richiesta di informazione o di un reclamo telefonico e le richieste che emergono nell'ambito di una procedura conciliativa paritetica.

La tavola 3.75 contiene i dati inerenti alla richiesta dei dati tecnici.

TAV. 3.74

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6

PRESTAZIONE	STANDARD DELL'AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	ANNO 2016		ANNO 2017		
			TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DELLE RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	155.700	6,35	5.579	164.730	5,76	3.700
Preventivazione di lavori complessi	30 giorni lavorativi	3.851	10,80	86	3.644	9,60	44
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	113.011	6,13	5.131	112.023	6,08	4.459
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	691.736	3,18	1.921	681.242	3,13	2.347
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	493.815	2,62	3.616	493.624	2,58	2.440
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	151.579	1,24	3.171	151.833	1,20	1.901
Verifica del gruppo di misura	20 giorni lavorativi	3.044	12,89	251	2.487	13,13	156
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	112	3,48	1	145	3,18	2
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.672.438	-	12.977	1.614.876	-	10.891
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	20.670	0,92	774	23.312	0,97	668
Sostituzione del gruppo di misura	5 giorni lavorativi	5.206	1,06	1	3.817	0,99	0
Appuntamenti posticipati	2 ore	215.113	-	1.744	209.519	-	1.961
Ripristino del valore conforme della pressione	1 giorno solare	29	-	0	32	-	0
TOTALE	-	3.526.304	-	35.252	3.461.284	-	28.569

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

TAV. 3.75

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori

Standard e tempo medio effettivo in giorni lavorativi; ammontare in euro

PRESTAZIONE	STANDARD DELL'AUTORITÀ	ANNO 2017			
		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	10 giorni lavorativi	23.082	266	13.761	3,60
Altri dati tecnici (M02) - fino al 30 giugno 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	15 giorni lavorativi	16.584	717	39.552	10,66
Altri dati tecnici (M02) - dall'1 luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	10 giorni lavorativi	10.950	487	20.052	6,67
Altri dati tecnici complessi (M02C) - dall'1 luglio 2017 - per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	15 giorni lavorativi	2.016	82	3.480	9,75
TOTALE 2017	-	52.632	1.552	76.845	-

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali.

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le tavole 3.76, 3.77, 3.79 e 3.80, danno conto degli accertamenti effettuati ai sensi della delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas, nell'anno solare 2017 da parte delle imprese di distribuzione gas⁶⁴. Ove significativo 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 in particolare, la tavola 3.76 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi, mentre la tavola 3.77 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati. La tavola 3.78 contiene il numero delle verifiche eseguite dai Comuni con riferimento agli accertamenti con esito positivo effettuati su impianti di utenza nuovi e modificati o trasformati nel 2016, ancora suddivise per potenza termica. La tavola 3.79 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributrice relativi agli impianti di utenza nuovi. La tavola 3.80

TAV. 3.76

Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2017

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	137.840	2.319	9	2.336
> 35 kW e ≤ 350 kW	19.992	385	1	378
> 350 kW	700	17	0	17
TOTALE	158.532	2.721	10	2.731

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.77

Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2017

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	25.293	531	6	367
> 35 kW e ≤ 350 kW	3.286	64	0	52
> 350 kW	147	8	0	7
TOTALE	28.726	603	6	426

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.78

Verifiche eseguite dai Comuni con riferimento agli accertamenti con esito positivo effettuati su impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2016

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2017

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	IMPIANTI DI UTENZA NUOVI		IMPIANTI DI UTENZA MODIFICATI O TRASFORMATI	
	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NELL'ANNO SOLARE 2016	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NELL'ANNO SOLARE 2016	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI
≤ 35 kW	68.132	23	8.070	6
> 35 kW e ≤ 350 kW	12.104	2	1.151	0
> 350 kW	328	0	49	0
TOTALE	80.564	25	9.270	6

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

⁶⁴ I dati si riferiscono a 246 imprese di distribuzione su un totale di 282.

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	128.297	2.076	0	1.983
Media	25.148	530	10	487
Piccola	5.087	115	0	261
TOTALE	158.532	2.721	10	2.731

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: $10.000 \leq$ clienti < 100.000 ; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

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	23.384	469	1	321
Media	4.749	112	1	74
Piccola	593	22	4	31
TOTALE	28.726	603	6	426

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: $10.000 \leq$ clienti < 100.000 ; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributrice relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

2 Trasporto del gas naturale

Le tavole 3.81 e 3.82 danno conto degli accertamenti effettuati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas nell'anno solare 2017 da parte

delle imprese di trasporto del gas naturale. Ancora, viene riportato il numero di: richieste con accertamento positivo, richieste con accertamento negativo, impianti con fornitura sospesa e impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

La tavola 3.81 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi. La tavola 3.82 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

TAV. 3.79

Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributrice

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2017

TAV. 3.80

Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributrice

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2016

TIPOLOGIA 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	6	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	2	0	0	0
> 350 kW	4	0	0	0
TOTALE	12	0	0	0

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.81

Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2016

TIPOLOGIA 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	1	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	1	0	0	0
> 350 kW	3	0	0	0
TOTALE	5	0	0	0

Fonte: ARERA, su dichiarazioni delle imprese distributrici.

TAV. 3.82

Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2016

4.

Struttura del mercato
e prezzi nel settore
del teleriscaldamento
e teleraffrescamento

Struttura del mercato e concorrenza

Stato di diffusione del servizio

Con una percentuale del 3% della popolazione servita, l'Italia si colloca tra i Paesi europei con la minore diffusione del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (nel seguito, per brevità: telecalore)¹. Il trend di diffusione del servizio di teleriscaldamento risulta tuttavia storicamente positivo a partire dall'installazione dei primi sistemi negli anni '70, con una progressiva crescita negli anni più recenti, sia in termini di volumetria servita, sia di estensione delle reti di distribuzione del calore. Tra il 2000 e il 2016 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso medio annuo del 7%, passando da 117,3 a 342,3 milioni di metri cubi. Inoltre, nello stesso lasso di tempo, l'estensione delle reti è quasi quadruplicata, passando da circa 1.091 km nel 2000 a 4.270 km nel 2016 (Fig. 4.1).

L'incremento nell'estensione delle reti di teleriscaldamento registrato nel 2016, pari a 172 km, è risultato leggermente inferiore

al valore medio degli anni precedenti (250 km annui del periodo 2011-2016). Anche la volumetria allacciata è cresciuta con minore intensità, circa il 3,8% rispetto al 5,8% medio evidenziato nel periodo 2011-2016.

La diffusione del servizio di teleriscaldamento rimane concentrata principalmente nell'Italia Centro-settentrionale, dove la maggiore domanda di calore per il riscaldamento degli edifici – molti Comuni in queste regioni appartengono alle fasce climatiche “E” ed “F”, caratterizzate da un maggior fabbisogno di riscaldamento – e l'elevata densità abitativa consentono di giustificare i rilevanti investimenti infrastrutturali necessari per assicurare la fruizione del servizio agli utenti. Le regioni Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Trentino Alto Adige e Veneto rappresentano, da sole, oltre il 95% della volumetria allacciata (Fig. 4.2).

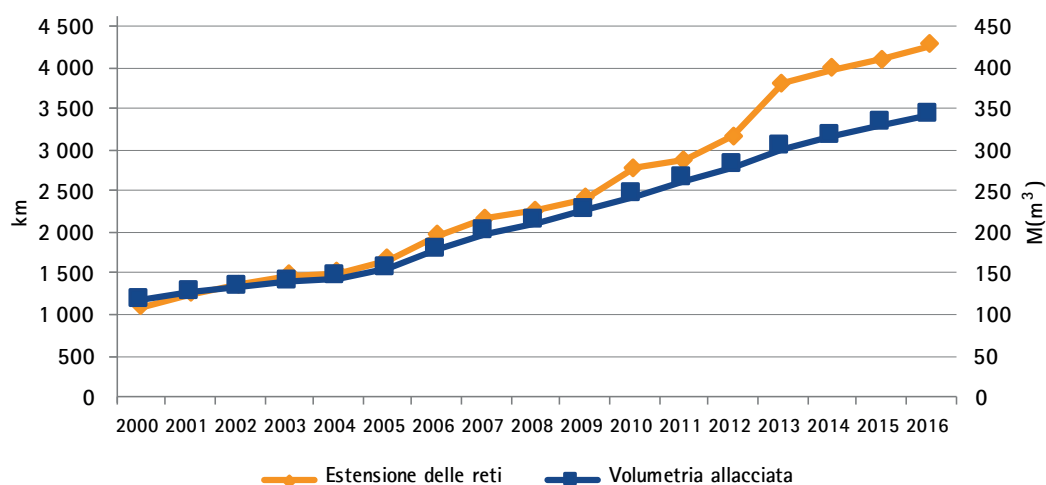


FIG. 4.1

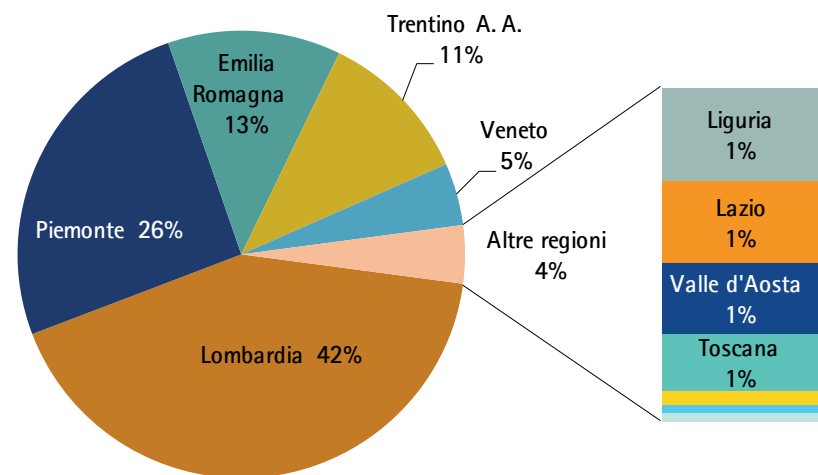
Evoluzione dell'estensione delle reti di teleriscaldamento e della volumetria allacciata
Estensione reti in km; volumetria allacciata in M(m³)

Fonte: Annuario AIRU 2017.

¹ Dato relativo all'anno 2015. Fonte: Euroheat & Power, District heating and cooling – Country by country, 2017 Survey.

FIG. 4.2

Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento
Quota della volumetria totale allacciata



Fonte: Annuario AIRU 2017.

Caratteristiche dell'offerta

Nel 2016 le centrali termiche al servizio di reti di telecalore hanno prodotto 10.930 GWh termici, 6.355 GWh elettrici e 124 GWh frigoriferi (Tav. 4.1). La produzione di energia termica e di energia elettrica è aumentata leggermente rispetto al 2015, mentre la produzione di energia frigorifera ha subito nello stesso periodo una modesta inversione di tendenza.

Tra le fonti energetiche utilizzate per il funzionamento degli impianti di telecalore (Tav. 4.2) il gas naturale si è confermato nel 2016 la fonte energetica nettamente prevalente, rappresentando il 71,1% del consumo energetico complessivo, in linea con gli anni precedenti. Un contributo significativo è fornito dai rifiuti solidi urbani (RSU) e dalle biomasse (bioenergie), che rappresentano rispettivamente il 13,7% e il 9,3% delle fonti utilizzate. Il contributo delle altre fonti energetiche è nel complesso marginale.

Relativamente all'incidenza delle differenti tipologie di impianto 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 a circa il 67,5% (Tav. 4.3). Se si considera

la capacità di produzione installata, si riscontra una forte incidenza delle caldaie di integrazione e riserva, che vengono utilizzate, tra l'altro, per coprire le punte di domanda (Tav. 4.4).

La produzione di energia frigorifera indicata nella precedente tavola 4.1 può essere effettuata con 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 dalle 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 da calore disponibile in centrale (anche in questo caso tipicamente di origine cogenerativa, o di recupero). Nel secondo caso, di produzione in loco, vengono utilizzati esclusivamente gruppi frigoriferi ad assorbimento alimentati dalla rete di teleriscaldamento, utilizzando quindi lo stesso vettore termico fornito alle altre utenze e/o all'utenza per soddisfare i fabbisogni di riscaldamento, produzione di

TAV. 4.1

Produzione di energia relativa all'anno 2016
GWh

VEETTORE	PRODUZIONE LORDA	PRODUZIONE NETTA ^(A)	INCREMENTO RISPETTO AL 2015
Energia termica	10.930	8.784	2,7%
Energia elettrica	6.355	5.981	2,1%
Energia frigorifera	124	121	-3,4%

(A) Energia al netto di perdite di rete e autoconsumi di centrale.
Fonte: Annuario AIRU 2017.

TAV. 4.2

Fonti energetiche utilizzate per la produzione di calore negli impianti di teleriscaldamento

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	ANNO 2016		ANNO 2015		ANNO 1995	
	TEP	%	TEP	%	TEP	%
Gas naturale	1.313.657	71,1%	1.301.410	72,4%	383.521	68,9%
RSU	253.215	13,7%	243.948	13,6%	6.708	1,2%
Bioenergie ^(A)	171.147	9,3%	149.490	8,3%	-	0,0%
Carbone	48.146	2,6%	47.582	2,6%	69.810	12,5%
Gasolio e olio combustibile	1.531	0,1%	1.159	0,1%	79.726	14,3%
Geotermia	24.102	1,3%	23.651	1,3%	4.472	0,8%
Recupero da processo industriale	2.443	0,1%	1.115	0,1%	4.644	0,8%
Energia primaria fossile del SEN ^(B)	33.082	1,8%	30.113	1,7%	7.750	1,4%
Energia solare	44	0,0%	31	0,0%	-	0,0%
Totale fossili	1.396.416	76%	1.380.264	77%	540.807	97%
Totale rinnovabili	450.951	24%	418.235	23%	15.824	3%
TOTALE GENERALE	1.847.367	100%	1.798.499	100%	556.631	100%

(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 2017.

TAV. 4.3

Tecnologie di produzione dell'energia termica

GWh

TECNOLOGIA	FOSSILI	RINNOVABILI	TOTALE	QUOTA TOTALE
Cogenerazione	5.537	1.832	7.369	67,5%
Produzione semplice	2.529	685	3.214	29,5%
Rinnovabili dirette		263	263	2,4%
Pompe di calore		42	42	0,4%
Recupero		24	24	0,2%
TOTALE	8.066	2.845	10.911	100,0%

Fonte: Annuario AIRU 2017.

TAV. 4.4

Capacità di generazione installata per tecnologia

Potenzialità elettrica in MW e, potenzialità termica in MWt

TIPOLOGIA IMPIANTO	POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31/12/2016		POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31/12/2015	
	ELETTRICA	TERMICA	ELETTRICA	TERMICA
Centrali termoelettriche		1.161		1.140
Impianti di cogenerazione ^(A)	796	959	857	1.124
Impianti termovalorizzazione RSU		555		477
Produzione semplice a bioenergie ^(B)		373		339
Impianti di cogenerazione a bioenergie	86	250	83	232
Impianti a geotermia		135		125
Pompe di calore		47		42
Recupero da processo industriale		41		33
Solare termico		1		1
Caldaie di integrazione e riserva		5.205		5.077
TOTALE	882	8.727	940	8.590

(A) Impianti dedicati alimentati a combustibili fossili

(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi.

Fonte: Annuario AIRU 2017.

acqua calda sanitaria o processi 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, la seconda quello di non comportare investimenti e oneri di gestione e manutenzione per 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 luogo di installazione.

Il mix produttivo delle centrali termiche sopra descritto ha consentito, nonostante la fisiologica dispersione termica delle reti di trasporto, un significativo risparmio energetico e di emissioni di gas climalteranti rispetto all'utilizzo di sistemi di produzione separata di elettricità e calore, quantificati dall'Associazione Italiana Riscaldamento Urbano (AIRU) in 518 ktep di fonti fossili risparmiate e 1.629 kt di CO₂ non emesse nell'anno 2016.

TAV. 4.5

Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore
MWh

TIPOLOGIA GRUPPI FRIGORIFERI	INSTALLATI IN CENTRALE	INSTALLATI PRESSO L'UTENTE	TOTALE
A compressione	59,2	-	59,2
Ad assorbimento	29,6	104,8	134,4
TOTALE	88,8	104,8	193,6

Fonte: Annuario AIRU 2017.

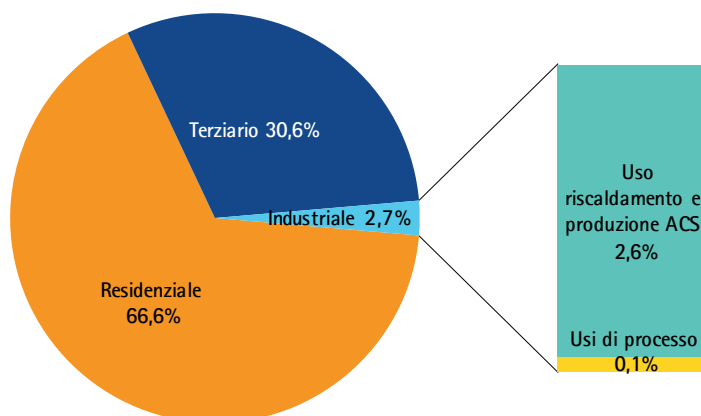
Caratteristiche della domanda

L'energia distribuita dalle reti di telecalore è utilizzata principalmente per gli usi di climatizzazione ambientale e produzione di acqua calda per uso igienico-sanitario, mentre è solo marginale l'utilizzo in processi industriali. Pertanto, come evidenziato dalla figura 4.3 limitatamente al calore (è escluso l'uso di raffrescamento), esso è erogato principalmente a utenze di tipo residenziale

e terziario (rispettivamente il 66,6% e il 30,6% del totale), mentre la domanda del settore industriale rimane marginale (2,7%), ancor più se ci si riferisce ai soli usi di processo (0,1%). Le reti di telecalore non sono infatti in genere vocate all'alimentazione di grandi processi industriali, che tra l'altro richiedono spesso temperature di fornitura maggiori; è infatti più probabile il caso contrario, seppur

FIG. 4.3

Calore fornito distinto per tipologia di utenza e relativo utilizzo



Fonte: Annuario AIRU 2017.

ancora limitato (anche se favorito dalle nuove politiche di efficienza energetica), dove sono le industrie a fornire calore di scarto (medio-bassa temperatura) da processi industriali per l'alimentazione di reti di telecalore.

L'utilizzo del calore per il riscaldamento ambientale, componente preponderante nei consumi, è associato inevitabilmente alla variabilità delle condizioni climatiche. L'anno 2016 è stato

caratterizzato da una stagione invernale leggermente più mite rispetto a quella del 2015: il modesto calo dei gradi giorno nazionali, dai 1.810 del 2015 ai 1.762 registrati nel 2016² (-2,6%), ha avuto come effetto il contenimento dell'aumento dell'energia termica fornita alle utenze (da 8.551 GWh del 2015 a 8.784 GWh del 2016, +2.7%) nonostante l'incremento della volumetria allacciata.

Operatori del servizio di telecalore

Il numero di imprese operanti nel settore, iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità, è pari a 272. Gli operatori sono caratterizzati da un elevato grado di eterogeneità sia in termini di dimensioni, sia in termini di modalità di fornitura del servizio. In particolare, il settore è moderatamente concentrato, con la presenza di un gruppo ristretto di operatori di grandi dimensioni e di un numero elevato di operatori di piccole dimensioni. Questa caratteristica si riproduce tendenzialmente nei due principali segmenti tecnologici del settore: sistemi di teleriscaldamento cittadino tradizionali e piccole reti alimentate a biomasse,

potendosi considerare solo una nicchia il segmento delle reti alimentate da fonte geotermica, soggetto a forti vincoli legati alla disponibilità della risorsa.

In riferimento alla volumetria servita, i due operatori principali risultano coprire da soli oltre la metà del totale (A2A Calore & Servizi e Iren Mercato, entrambe con il 25% circa); seguono quattro soggetti con quote comprese tra 6% e il 3% del mercato (Hera, AGSM Energia, Gruppo EGEA e Linea Reti e Impianti), mentre la restante quota di mercato è coperta da operatori di dimensioni relativamente ridotte (Fig. 4.4).

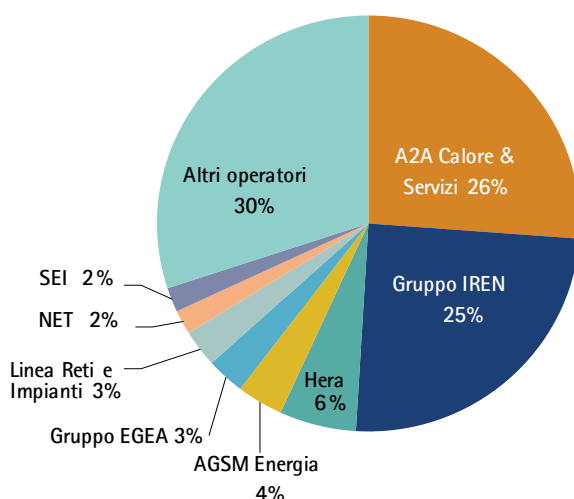


FIG. 4.4

Quota di mercato degli operatori in base alla volumetria allacciata

Fonte: Elaborazione ARERA su dati dell'Annuario AIRU 2017.

² Eurostat. Database online - *Environmental and Energy data - Cooling and heating degree days by NUTS 2 regions - Annual data.*

Prezzi del servizio

Prezzi di fornitura

Prezzi di fornitura del teleriscaldamento

Il settore del teleriscaldamento è caratterizzato da alcune peculiarità relative alla modalità di determinazione del prezzo di fornitura del servizio e dei contributi di allacciamento.

Nel settore vengono praticate due principali modalità o categorie di determinazione del prezzo del servizio: sulla base dei costi sostenuti, con l'obiettivo di assicurare l'equilibrio economico e finanziario e garantire un'adeguata remunerazione del capitale investito (metodologia cosiddetta cost based) oppure sulla base del costo evitato, vale a dire il costo che l'utente avrebbe sostenuto utilizzando una diversa tecnologia di climatizzazione (tipicamente una caldaia alimentata a gas naturale o, nelle aree non metanizzate, a gasolio). Si rilevano differenze anche consistenti sia per quanto riguarda il valore dei coefficienti utilizzati per il calcolo, sia per la loro caratterizzazione qualitativa.

Uno dei parametri più rilevanti per la determinazione del prezzo finale è il rendimento medio stagionale dell'impianto. Dagli elementi raccolti emerge che gli operatori applicano valori relativamente differenti del rendimento stagionale dell'impianto, in base alle ipotesi sull'efficienza della caldaia a gas che il teleriscaldamento dovrebbe sostituire. Per esempio, alcuni operatori considerano la migliore tecnologia sul mercato (caldaia a condensazione) e utilizzano rendimenti superiori al 90%. Tuttavia, gran parte degli operatori fa riferimento al rendimento medio delle caldaie tradizionali, con valori intorno all'80%, sebbene non manchino esempi di operatori che utilizzano rendimenti inferiori al 75%. L'utilizzo di parametri differenziati tra i diversi operatori comporta che, pur applicando la medesima metodologia per la determinazione del prezzo di erogazione del servizio, vi sia un'ampia eterogeneità del risultato finale.

Alle due categorie menzionate (cost based e costo evitato) se ne deve aggiungere una terza, piuttosto composita, nella quale il prezzo del servizio viene fissato sulla base di metodologie ibride, ossia non riconducibili univocamente alle due precedenti. Il prezzo iniziale viene in generale stabilito attraverso una negoziazione individuale con l'utente o secondo quanto previsto in una convenzione con l'ente locale e viene successivamente aggiornato sulla

base di qualche forma di indicizzazione, spesso legata all'andamento del prezzo di una fonte di riscaldamento alternativa. A differenza dell'approccio del costo evitato, non vengono prese in considerazione le caratteristiche della tecnologia di riferimento (per esempio il rendimento dell'impianto alternativo di climatizzazione). Spesso, in questi casi, i criteri di determinazione del prezzo iniziale non vengono esplicitati. Inoltre, nonostante le modalità di aggiornamento siano, invece, generalmente specificate, vi è una certa eterogeneità nella scelta del criterio di aggiornamento/indicizzazione. Per esempio, alcuni operatori scelgono di indicizzare il prezzo iniziale alle variazioni trimestrali delle condizioni economiche di fornitura per il servizio di tutela del gas, mentre altri applicano indici composti (per esempio, 85% prezzo del gas, 15% tasso di inflazione). Vi sono poi casi in cui l'aggiornamento del prezzo iniziale avviene in base a logiche ulteriori, non necessariamente correlate a un indicatore oggettivo.

Prezzi di fornitura del teleraffrescamento

Il numero di operatori che offrono il servizio di teleraffrescamento è estremamente ridotto, meno del 15% del totale degli operatori di telecalore e, peraltro, in questi casi il servizio viene erogato su porzioni limitate delle reti gestite. Nella totalità dei casi il prezzo di erogazione del servizio è determinato sulla base del costo evitato. La tecnologia di riferimento è generalmente costituita da un sistema di raffrescamento alimentato da energia elettrica, ma non mancano casi in cui la tecnologia alternativa presa a riferimento è costituita da un generatore ad assorbimento a fiamma diretta alimentato a gas metano, per cui il prezzo di riferimento è quello del gas naturale.

Come già rilevato per il teleriscaldamento, anche in questo caso la determinazione del costo evitato presenta ampi margini di discrezionalità. Le variabili più rilevanti sono il rendimento dell'impianto alternativo di riferimento e le ipotesi per la determinazione del costo medio dell'elettricità (o del gas naturale), in relazione alle quali si registrano sensibili differenze tra i diversi operatori. Per quanto riguarda i prezzi di riferimento, la maggior parte degli operatori

ricorre ai prezzi del servizio di tutela di energia elettrica o gas pubblicati dall'Autorità; in alternativa, vengono utilizzati i prezzi

medi come risultanti dalle bollette degli utenti.

Contributi di allacciamento

Sebbene emerga un quadro fortemente eterogeneo in relazione alle modalità di determinazione dei contributi di allacciamento, la maggior parte degli operatori determina il contributo a partire dai costi associati alla realizzazione dell'allacciamento. In particolare i costi di allacciamento sono articolati in relazione a due principali *driver di costo*: la potenza dello scambiatore di calore e la distanza del punto di prelievo dalla rete di allacciamento. Tuttavia, i contributi di allacciamento indicati dagli stessi operatori risultano, in media, inferiori ai costi dichiarati.

Una delle ragioni della differenza tra costi di allaccio e relativi contributi applicati all'utenza ha motivazioni di natura commerciale: gli operatori offrono l'allacciamento alla rete di telecalore a un prezzo inferiore al costo con l'obiettivo di promuovere la diffusione del servizio di telecalore, e di competere con tipologie impiantistiche alternative nella fase di offerta commerciale. Infatti, l'eventuale effetto competitivo, derivante dalla possibilità per il consumatore di scegliere sistemi di climatizzazione alternativi, è prevalente proprio nella fase antecedente alla stipula del contratto per il servizio di telecalore, quando il consumatore valuta l'opportunità di allacciarsi alla rete di telecalore. Al contrario, una volta realizzato l'allacciamento e attivata la fornitura del servizio, per passare a un sistema alternativo di climatizzazione gli utenti potrebbero sostenere significativi costi di investimento (*switching cost*) con possibili conseguenti barriere al cambio di tecnologia. Nella determinazione del contributo di allacciamento la disponibilità di fonti di riscaldamento alternative risulterebbe dunque esercitare una pressione competitiva sugli operatori; ecco perché le valutazioni di carattere commerciale influiscono sulla determinazione di tale contributo, insieme ai costi sostenuti.

I costi di allaccio sostenuti dal gestore e non coperti dal contributo di allacciamento applicato all'utenza vengono di norma recuperati successivamente nel corso del rapporto di fornitura, tramite i prezzi di vendita del calore (liberamente definiti dai gestori).

Per quanto concerne la struttura dei contributi di allacciamento, molti operatori, soprattutto quelli di dimensioni maggiori, applicano contributi a forfait, articolati sulla base della principale determinante del costo di realizzazione dell'allaccio (in genere, la potenza termica della sottostazione di utenza). I contributi determinati sulla base di specifici preventivi sono previsti, in generale, solo per allacci che presentino caratteristiche peculiari (per esempio, nel caso di utenti caratterizzati da un significativo impegno di potenza o nel caso di elevate distanze dalla dorsale di distribuzione o siano presenti altre caratteristiche non standard).

Le attività ricomprese nel contributo di allacciamento variano da operatore a operatore. In generale, i gestori del servizio includono nel corrispettivo le attività minime necessarie alla realizzazione del collegamento dell'impianto dell'utente (circuito secondario) alla rete di telecalore (circuito primario), quali: i lavori di scavo e di ripristino del suolo pubblico e privato; la posa delle tubazioni; la fornitura e l'installazione dello scambiatore e delle apparecchiature che sono funzionali all'erogazione del servizio (contatore, valvole di intercettazione, manometri, quadro elettrico); l'acquisizione di permessi, servitù o altre autorizzazioni necessarie alla realizzazione dell'allacciamento.

Nella maggioranza dei casi, il gestore provvede alla fornitura e all'installazione della sottostazione di scambio termico (scambiatore di calore, contatore di calore e sistema di regolazione), che rappresenta l'elemento di collegamento tra la rete di telecalore e l'impianto dell'utente; questo avviene indipendentemente dalla proprietà della sottostazione, che contrattualmente può essere attribuita al gestore o all'utente. Un numero limitato di operatori non svolge questa attività, oppure la offre solo su richiesta dell'utente e a un costo aggiuntivo rispetto al contributo di allacciamento.

In generale, sono escluse dal corrispettivo di allacciamento e, in alcuni casi, sono offerte dal gestore come servizio aggiuntivo, le

attività funzionali all'erogazione del servizio di riscaldamento, raffrescamento e acqua calda sanitaria (ACS) ma realizzate all'interno della proprietà e sull'impianto dell'utente come, a titolo esemplificativo, la rimozione dell'impianto termico esistente o

l'adeguamento dei locali di installazione della sottostazione. Tali attività, peraltro, risultano sempre necessarie nel caso di sostituzione del sistema di generazione del calore, a prescindere dalla tecnologia installata (caldaia, pompa di calore ecc.).

5.

Stato dei servizi idrici

Investimenti e tariffe

Stato delle approvazioni tariffarie per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

L'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito: Autorità), introducendo il Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2, di cui alla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr), ha confermato l'impianto della regolazione "asimmetrica e innovativa" introdotta per gli anni 2014 e 2015 e ha esplicitato, anche per il periodo 2016-2019, la relazione tra l'individuazione delle criticità infrastrutturali nei territori, l'identificazione degli obiettivi, la selezione degli interventi necessari e i riflessi in termini di entità dei corrispettivi.

In particolare, l'Autorità ha previsto una matrice di schemi regolatori, cui sono associate determinate regole di computo tariffario, che permette a ciascun soggetto competente di selezionare quello più appropriato sulla base di una scelta tridimensionale, e cioè in ragione:

- del fabbisogno di investimenti rapportato al valore delle infrastrutture esistenti;
- dell'eventuale presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore, principalmente riconducibili a processi di aggregazione gestionale, ovvero all'introduzione di rilevanti miglioramenti qualitativi dei servizi erogati;
- dell'entità dei costi operativi per abitante servito dalla gestione rispetto al valore stimato per l'intero settore.

In pratica, la matrice di schemi regolatori (Tav. 5.1) consente di individuare il limite della variazione annuale da applicare al moltiplicatore tariffario, vale a dire il tetto del possibile incremento tariffario, tenendo altresì conto di un fattore di contenimento di tale incremento in presenza di costi operativi per abitante servito superiori a quelli medi di settore (*OPM*) nell'anno di riferimento 2014.

TAV. 5.1

Matrice di schemi regolatori per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

		$\frac{Opex^{2014}}{pop} \leq OPM$	$\frac{Opex^{2014}}{pop} > OPM$	AGGREGAZIONI, VARIAZIONI NEGLI OBIETTIVI O NELLE ATTIVITÀ DEL GESTORE
INVESTIMENTI	$\frac{\sum_{2016}^{2019} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} - \omega$	Schema I Limite di prezzo: 6,0%	Schema II Limite di prezzo: 5,5%	Schema III Limite di prezzo: 6,5%
	$\frac{\sum_{2016}^{2019} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} > \omega$	Schema IV Limite di prezzo: 8,5%	Schema V Limite di prezzo: 8,0%	Schema VI Limite di prezzo: 9,0%

Fonte: ARERA.

Come previsto dalla regolazione di settore, anche ai fini delle determinazioni tariffarie per gli anni 2016-2019, gli Enti di governo dell'ambito sono stati chiamati a validare le informazioni fornite dai gestori e a integrarle o modificarle secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio, adottando con proprio atto deliberativo il pertinente schema regolatorio, composto dal programma degli interventi (Pdl), dal piano economico finanziario (PEF), dall'aggiornamento della Convenzione di gestione, tra loro coerentemente redatti.

Nel corso del 2017 e nei primi mesi del 2018, l'Autorità (come meglio dettagliato nel Volume II della presente *Relazione Annuale*) ha proseguito l'attività istruttoria per l'approvazione delle tariffe relative al secondo periodo regolatorio, e in taluni casi anche per il periodo regolatorio 2012-2015¹, concludendo le verifiche sulle predisposizioni tariffarie riferite a contesti caratterizzati dalla complessità delle proposte o dal protrarsi dei tempi per il loro perfezionamento a livello locale.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

A partire dal mese di maggio 2016, l'Autorità ha avviato le istruttorie per la verifica delle predisposizioni tariffarie trasmesse ai sensi della citata delibera 664/2015/R/idr.

Le determinazioni tariffarie per il periodo 2016-2019, deliberate dall'Autorità alla data del 31 maggio 2018, riguardano 577 gestioni per 41.694.701 abitanti².

In particolare, come riportato nella tavola 5.2, si rileva che:

- per 123 gestioni, che servono 39.684.446 abitanti residenti in 5.263 comuni, è stato approvato il relativo schema regolatorio³ proposto dai soggetti competenti, previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra obiettivi specifici, interventi programmati per il periodo 2016-2019 e moltiplicatore

tariffario teta (Θ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio. I provvedimenti di approvazione dello specifico schema regolatorio adottati dall'Autorità interessano la totalità della popolazione del Nord-Est, il 90% degli abitanti del Nord-Ovest, l'81% dei residenti nell'Italia Centrale, mentre la copertura nelle aree del Sud e delle Isole si attesta al 29% (Fig. 5.1);

- per 454 gestioni (di cui 36 operanti in Lombardia e 418 in Calabria) è stata disposta l'invarianza dei corrispettivi, coinvolgendo 2.010.255 abitanti residenti, ossia lo 0,3% della popolazione del Nord-Ovest e il 9,5% dei residenti nel Sud e nelle Isole.

Come sintetizzato dalla figura 5.2, i provvedimenti di approvazione ad oggi adottati dall'Autorità per il periodo 2016-2019 riguardano gestioni che erogano il servizio al 72% della popolazione nazionale, con una copertura pressoché completa in Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna, Umbria, Basilicata, Puglia, Calabria (che hanno delimitato un ATO Unico regionale), nel Piemonte, nel Veneto, nelle Marche e nell'ATO Interregionale Lemene (corrispondente al bacino dell'omonimo fiume, tra Friuli-Venezia Giulia e Veneto).

Con riferimento alle gestioni per le quali l'Autorità non ha ancora adottato le proprie determinazioni – procedendo ad approfondite verifiche istruttorie in ordine ad aspetti specifici rinvenibili nelle proposte ricevute, anche a seguito di invio di diffida ad adempiere – si rammentano:

- le realtà in cui le predisposizioni tariffarie in parte si sovrappongono a processi di riordino gestionale tesi a perseguire l'unicità della gestione del servizio idrico integrato (SII) in attuazione delle norme del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (c.d. *Sblocca Italia*). Si fa riferimento sia a situazioni in

¹ Con riferimento al primo periodo regolatorio, i provvedimenti di approvazione adottati dall'Autorità interessano:

- 2.114 gestioni, con una popolazione servita di 56.404.760 abitanti, per il biennio 2012-2013;
- 1.983 gestioni, con una popolazione servita di 55.211.528 abitanti, per il biennio 2014-2015.

² Le decisioni adottate dall'Autorità nel corso del 2017 e nei primi mesi del 2018 concernono:

- l'approvazione degli schemi regolatori riferiti a 31 gestioni (di cui un fornitore all'ingrosso), che erogano il servizio a 1.654.427 abitanti del Nord-Ovest, 2.217.542 residenti nel Nord-Est, 3.426.860 abitanti del Centro e 1.831.364 residenti nel Sud e nelle Isole;
- l'esclusione dall'aggiornamento tariffario per 36 gestioni comunali operanti nell'ATO-Como (interessando 45.127 residenti) atteso che le medesime non hanno provveduto a versare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali la componente tariffaria perequativa, ovvero non hanno provveduto ad attestare di essersi dotate delle procedure per l'adempimento agli obblighi di verifica della qualità dell'acqua destinata al consumo ai sensi del d.lgs. 31/01;
- nelle more dell'acquisizione degli ulteriori elementi finalizzati alla conclusione del procedimento di approvazione delle tariffe, l'esclusione temporanea dall'aggiornamento tariffario per talune delle gestioni (418) operanti nella regione Calabria, rilevando per le medesime la perdurante carenza di dati puntuali sui costi di esercizio e di investimento, ovvero sui ricavi derivanti dalla gestione del servizio (la decisione interessa 1.965.128 abitanti).

³ Composto, come già richiamato, dall'aggiornamento del Pdl, del PEF e della convenzione di gestione.

REGIONE	GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2016-2019		POPOLAZIONE INTERESSATA DA APPROVAZIONI TARIFFARIE 2016-2019	
	SCHEMI REGOLATORI	TETA 1	SCHEMI REGOLATORI	TETA 1
Abruzzo	3		465.623	
Basilicata	1		574.901	
Calabria		418		1.965.128
Campania				
Emilia Romagna	17		4.457.754	
Friuli Venezia Giulia	7		1.085.864	
Interregionale Lemene	1		137.431	
Lazio	3		4.332.681	
Liguria	8		1.074.199	
Lombardia	25	36	8.726.265	45.127
Marche	6		1.512.696	
Molise				
Piemonte	25		4.377.382	
Puglia	1		4.061.056	
Sardegna				
Sicilia	3		790.840	
Toscana	5		2.606.889	
Umbria	3		897.783	
Valle d'Aosta				
Veneto	15		4.583.082	
TOTALE	123	454	39.684.446	2.010.255
	577		41.694.701	

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.2

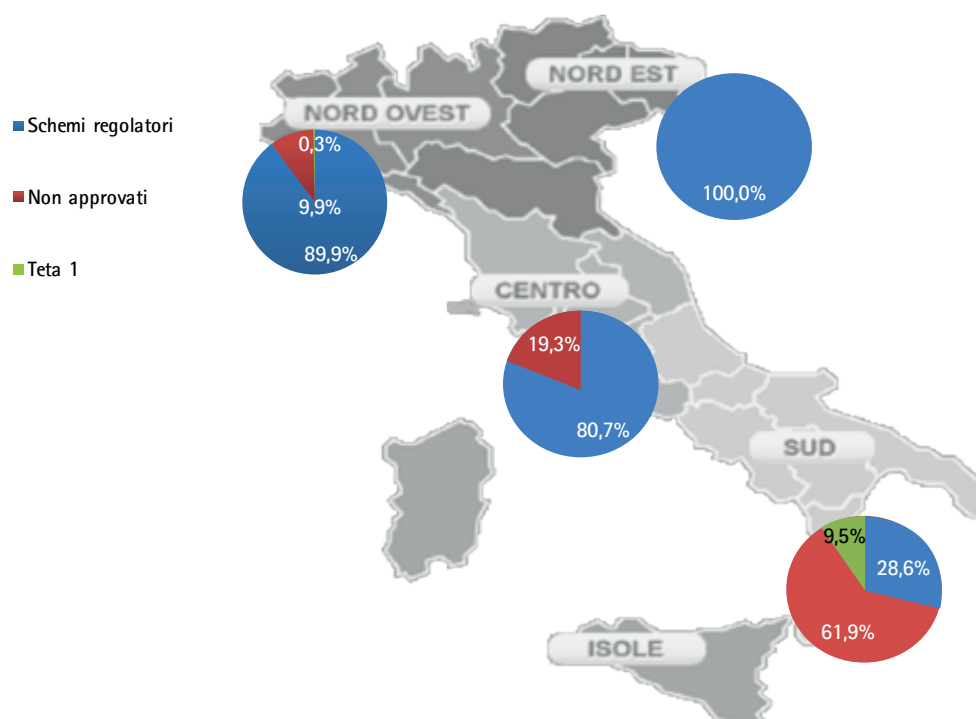
Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per il periodo 2016-2019

Numero di gestioni e di abitanti

FIG. 5.1

Copertura, per macroarea geografica, della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità

Periodo 2016-2019



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori..

- cui il gestore unico, già costituito, risulta ancora in fase di avvio d'attività (negli ATO della Provincia di Savona, nell'ATO-Imperia, nell'ATO-Varese e nell'ATO-Rieti), sia a casi in cui il percorso di integrazione delle gestioni esistenti risulta ancora in via definizione (ATO-Unico Molise e taluni ATO della Sicilia);
- talune gestioni della Campania per le quali sussistono criticità in termini di informazioni a fini di definizione delle

tariffe, nonché di interrelazioni tra le dinamiche tariffarie dei principali operatori della Regione, anche nella fornitura all'ingrosso;

- le proposte tariffarie caratterizzate da istanze specifiche (relative ad alcuni gestori operanti in Toscana) e quelle riguardanti gestioni in difficoltà economico-finanziaria (operatori dell'ATO-Frosinone e dell'ATO-Unico Sardegna).

Caratteristiche degli schemi regolatori approvati dall'Autorità

Come accennato nel precedente paragrafo e sulla base dell'impostazione assunta nell'MTI-2 per il periodo 2016-2019 (delibera 664/2015/R/idr), l'Autorità ha approvato per 123 gestioni (che servono 39.684.446 abitanti) il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, con un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente del 4,6% nel 2016, 3,6% nel 2017, 2,6% nel 2018 e 1,5% nel 2019.

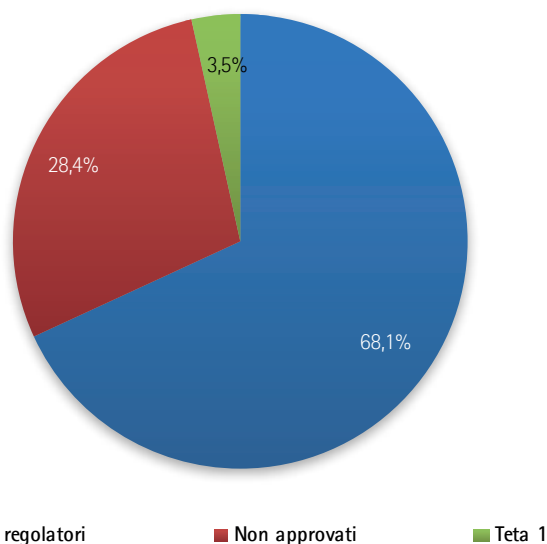
Nel dettaglio, come rappresentato nella figura 5.3 e nella tavola 5.3, si rileva che:

- per 51 gestioni (che erogano il servizio a 12.019.426 abitanti), le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi negli schemi I, II e III della matrice degli schemi regolatori. Per il menzionato gruppo di operatori è stata approvata una variazione tariffaria media annua del 5,0% nel 2016, del 3,6% nel 2017, dello 0,8% nel 2018 e del -0,9% nel 2019, a fronte di un più contenuto fabbisogno di investimenti rispetto alla *Regulatory Asset Base* (RAB) esistente);

FIG. 5.2

Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità

Periodo 2016-2019



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

- per 72 gestioni (che servono 27.665.020 abitanti), le amministrazioni competenti hanno programmato un più elevato fabbisogno di investimenti rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni pregresse, collocandosi negli schemi IV, V e VI. Per le gestioni in parola è stato deliberato un incremento medio delle tariffe rispetto all'anno precedente del 4,4% nel 2016, del 3,6% nel 2017, del 3,3% nel 2018 e del 2,6% nel 2019, a fronte di un rilevante fabbisogno di investimenti rispetto alla RAB esistente. La figura 5.4 mostra come il 42% della spesa per investimenti pianificata negli specifici schemi regolatori approvati dall'Autorità ricada nello Schema IV.

Con specifico riferimento alle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019 – approvate dall'Autorità nelle more della loro rideeterminazione a seguito dell'aggiornamento biennale di cui all'art. 8 della delibera 664/2015/R/idr, da effettuarsi nel rispetto delle regole e delle modalità previste dalla delibera 27 dicembre 2017,

918/2017/R/idr – la figura 5.5 mostra come le medesime siano caratterizzate, in linea generale, da variazioni annuali inferiori al limite di prezzo fissato dalla regolazione vigente. Nello specifico, il vincolo alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario risulta attivo complessivamente per 16 gestioni, 10 delle quali presentano incrementi annuali pari al *cap* fissato dall'Autorità sia per l'annualità 2018, sia per l'annualità 2019⁴.

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore

Le decisioni di approvazione degli specifici schemi regolatori assunte dall'Autorità alla data del 31 maggio 2018 portano a quantificare, per l'anno 2017, un vincolo ai ricavi del gestore (VRG) complessivamente pari a 6,1 miliardi di euro⁵. La figura 5.6 mostra come:

- il 67,8% dei costi ritenuti ammissibili a fini tariffari sia destinato alla copertura dei costi operativi, distinti tra: costi operativi endogeni⁶, *Opex_{end}*, efficientabili, pari al 38,6%; costi operativi

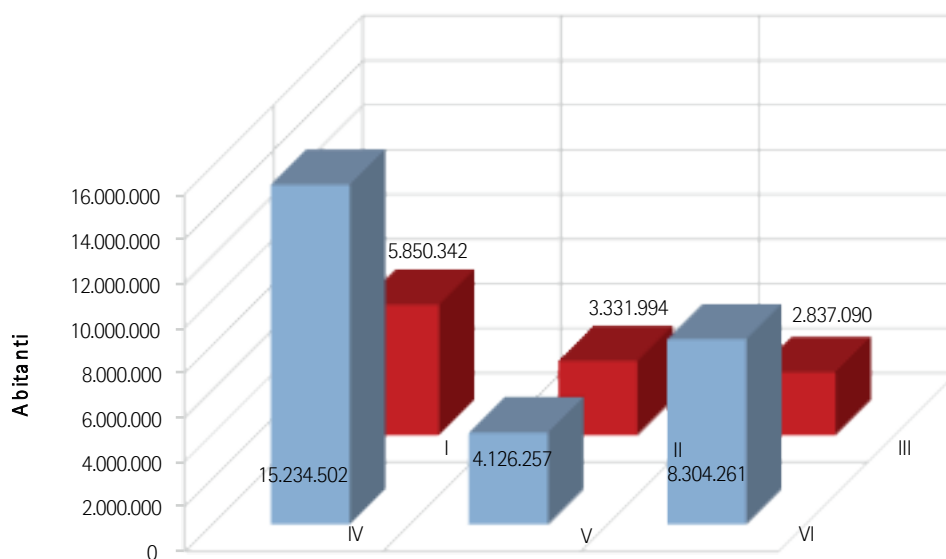


FIG. 5.3

Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti
Periodo 2016-2019

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

- ⁴ In particolare, il vincolo alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario risulta attivo in tre casi (di cui due relativi al 2018) con riferimento allo Schema I; in sette casi (di cui quattro afferenti al 2018, e per lo più riferiti alle medesime gestioni) relativamente allo Schema II; in due casi nello Schema III (che si riferiscono allo stesso gestore per le annualità 2018 e 2019); in dieci casi nello Schema IV (equamente ripartiti tra 2018 e 2019 e riguardanti sei gestioni); in tre casi nello Schema V (interessando 2 gestioni).
- ⁵ Il dato si riferisce alle 123 gestioni (che erogano il servizio a 39.684.446 abitanti) interessate dai provvedimenti di approvazione dei pertinenti schemi regolatori da parte dell'Autorità, per il periodo 2016-2019.
- ⁶ I costi operati endogeni includono: la componente di costo calcolata ai fini della determinazione tariffaria 2014; i costi operativi di piano (*Op^{new}*) rivisti dal soggetto competente a seguito di una modifica del perimetro gestionale o delle attività svolte dall'operatore; gli oneri aggiuntivi riconducibili all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale introdotti con delibera 655/2015/R/idr.

TAV. 5.3

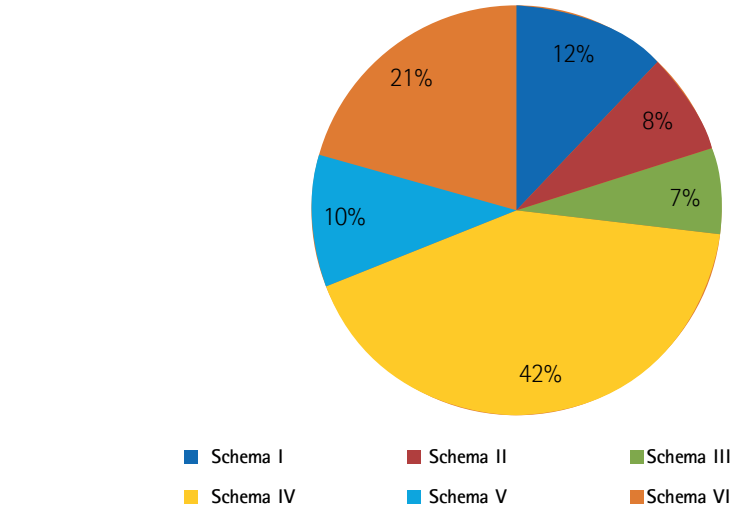
Ripartizione regionale
delle variazioni tariffarie
massime approvate
dall'Autorità
Periodo 2016-2019

REGIONE	SCHEMI I,II,III							SCHEMI IV, V, VI				
	GE-STORI	POPOLA-ZIONE	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA				GE-STORI	POPOLA-ZIONE	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA			
			2016	2017	2018	2019			2016	2017	2018	2019
Piemonte	13	1.381.723	3,00%	2,70%	-0,90%	1,30%	12	2.995.659	4,40%	1,00%	1,60%	-1,20%
Liguria	4	1.071.058	5,50%	5,20%	-2,40%	-2,20%	4	3.141	2,00%	5,00%	5,50%	-4,50%
Lombardia	8	2.214.912	6,00%	3,70%	0,70%	0,70%	17	6.511.353	4,10%	2,60%	1,80%	1,80%
Veneto	5	1.828.853	4,70%	4,50%	1,00%	-4,70%	10	2.754.229	6,10%	2,20%	1,30%	2,20%
Friuli Venezia Giulia	2	376.051	6,30%	6,30%	6,30%	3,60%	5	709.813	3,50%	3,50%	3,60%	3,20%
Lemene - ATO interregionale							1	137.431	5,60%	5,00%	4,70%	4,00%
Emilia Romagna	14	3.625.306	5,30%	3,20%	0,70%	-2,50%	3	832.448	6,10%	5,80%	0,50%	0,20%
Toscana							5	2.606.889	4,10%	3,40%	4,10%	4,00%
Umbria	1	228.363	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%	2	669.420	5,40%	5,50%	-1,70%	3,10%
Marche	2	444.235	3,80%	2,90%	-0,20%	1,70%	4	1.068.461	4,70%	2,30%	2,50%	2,60%
Lazio							3	4.332.681	1,00%	4,30%	5,40%	5,40%
Abruzzo							3	465.623	5,80%	6,10%	6,30%	5,60%
Basilicata	1	574.901	3,20%	-1,00%	5,90%	1,90%						
Puglia							1	4.061.056	6,60%	7,00%	7,00%	2,60%
Sicilia	1	274.024	5,00%	5,00%	3,80%	5,60%	2	516.816	5,50%	0,50%	3,70%	6,40%
Totale	51	12.019.426	5,00%	3,60%	0,80%	-0,90%	72	27.665.020	4,40%	3,60%	3,30%	2,60%

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.4

Quota degli Investimenti
programmati per Quadrante
della matrice di schemi
regolatori
Periodo 2016-2019



Fonte: Elaborazioni ARERA su dati dei gestori.

aggiornabili⁷, $Opex_{gl}$, pari al 23,5%; costi ambientali e della risorsa (ERC) pari al 5,7%;

- il 21,0% del VRG sia volto alla copertura dei costi delle immobilizzazioni, $Capex$ cui si aggiunge una quota del 6,6% (della

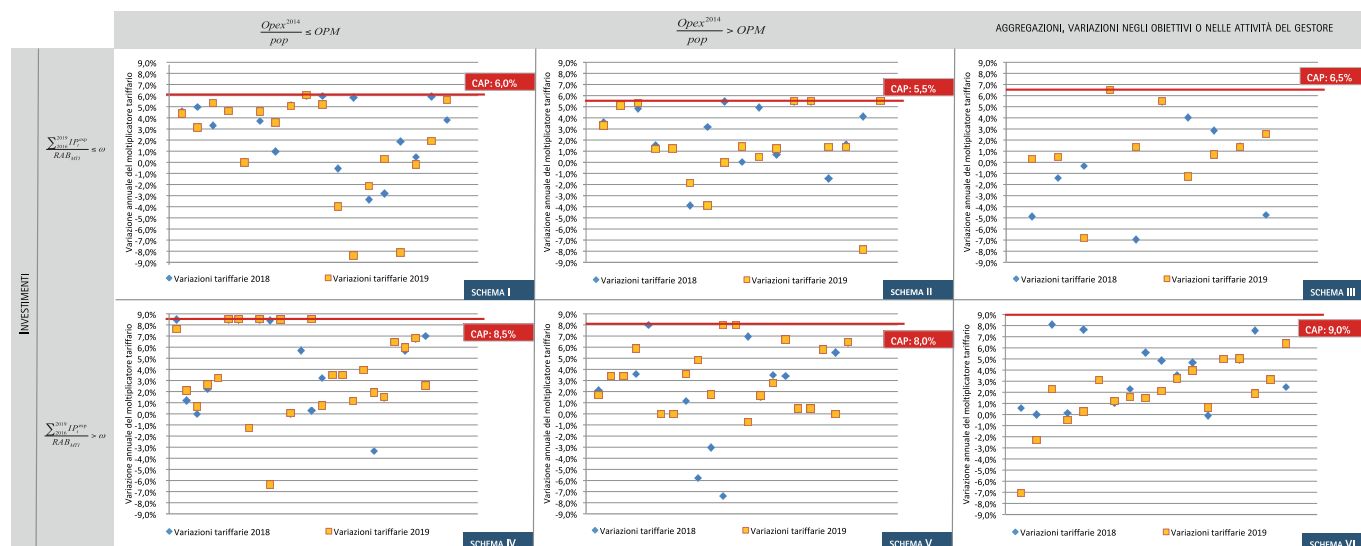
componente Fondo Nuovi Investimenti) a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza.

La figura 5.7 dà conto della composizione del VRG per volumi erogati nelle diverse aree del Paese. A livello nazionale si riscontra

⁷ I costi operativi aggiornabili ($Opex_{gl}$) comprendono i costi dell'energia elettrica, i costi degli acquisti all'ingrosso, nonché 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).

FIG. 5.5

Distribuzione delle variazioni tariffarie (anni 2018 e 2019) nell'ambito della matrice di schemi regolatori



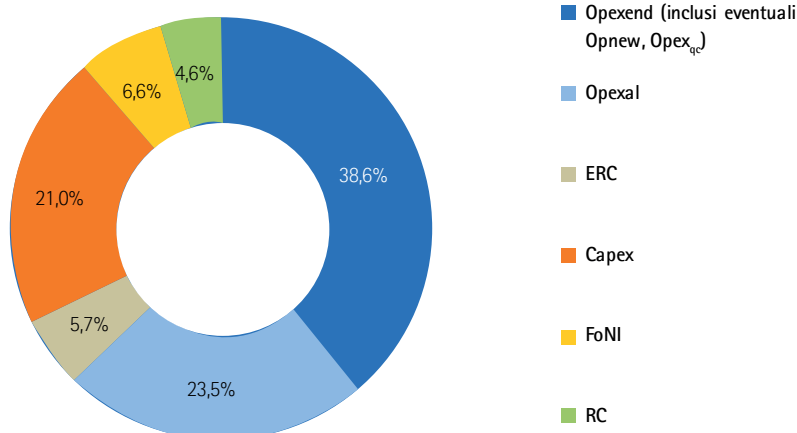
Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

un VRG per metro cubo erogato pari in media a 2,04 euro, compreso tra il valore medio di 1,64 euro/m³ nel Nord-Ovest e il valore medio di 2,27 euro/m³ dell'Italia Centro-meridionale. In particolare, si segnala l'incidenza più contenuta della voce afferente ai costi operativi (data dalla somma di $Opex_{end}$ e $Opex_{gl}$) nell'area Nord-Ovest (con 0,95 euro/m³), mentre la maggior quota di VRG destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni si registra nel Centro Italia (0,56 euro/m³).

Inoltre, come meglio rappresentato nella figura 5.8, le differenze nei costi medi unitari ammessi a riconoscimento tariffario, che spiegano in parte l'eterogeneità dei corrispettivi applicati all'utenza

di cui si dirà in seguito, sono rinvenibili anche tra i valori minimi e massimi della medesima area geografica: il VRG medio nazionale pari a 2,04 euro/m³ varia, infatti, tra un valore minimo di 0,84 euro/m³ e un valore massimo di 3,89 euro/m³.

Una valutazione esaustiva delle grandezze economiche riportate nelle figure 5.7 e 5.8 richiederebbe, tuttavia, una serie di approfondimenti specifici in ordine alle caratteristiche geomorfologiche e demografiche dei territori interessati, nonché una verifica sulle grandezze tecniche, inclusi i valori di consumo per utente e la loro dinamica.



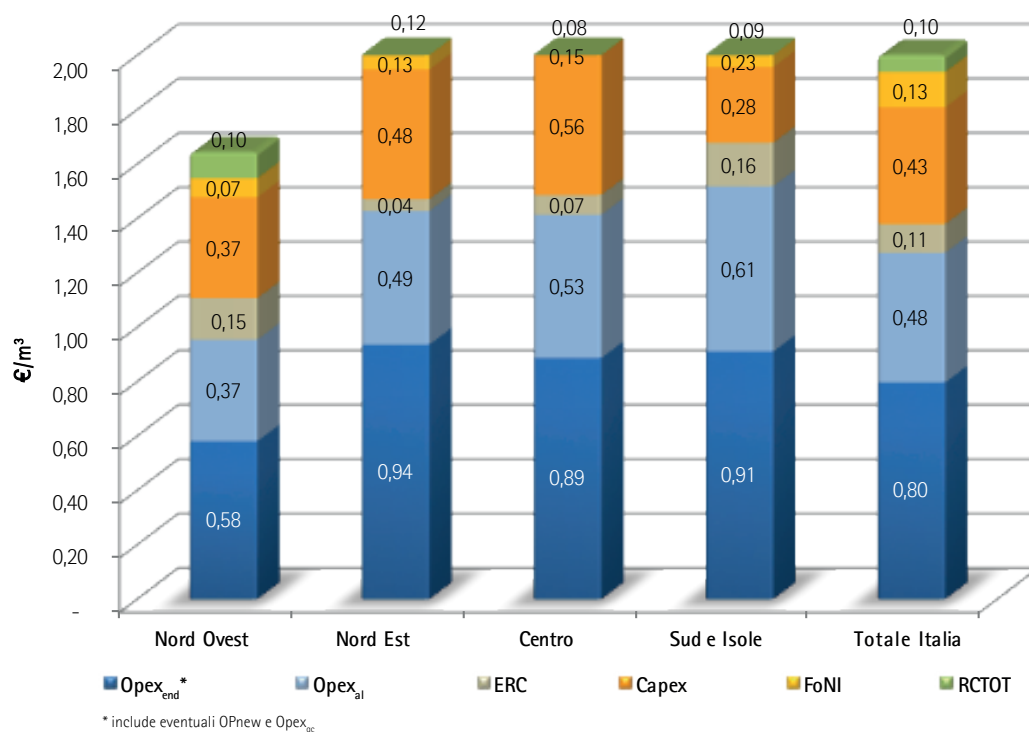
Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 5.6

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore del 2017

FIG. 5.7

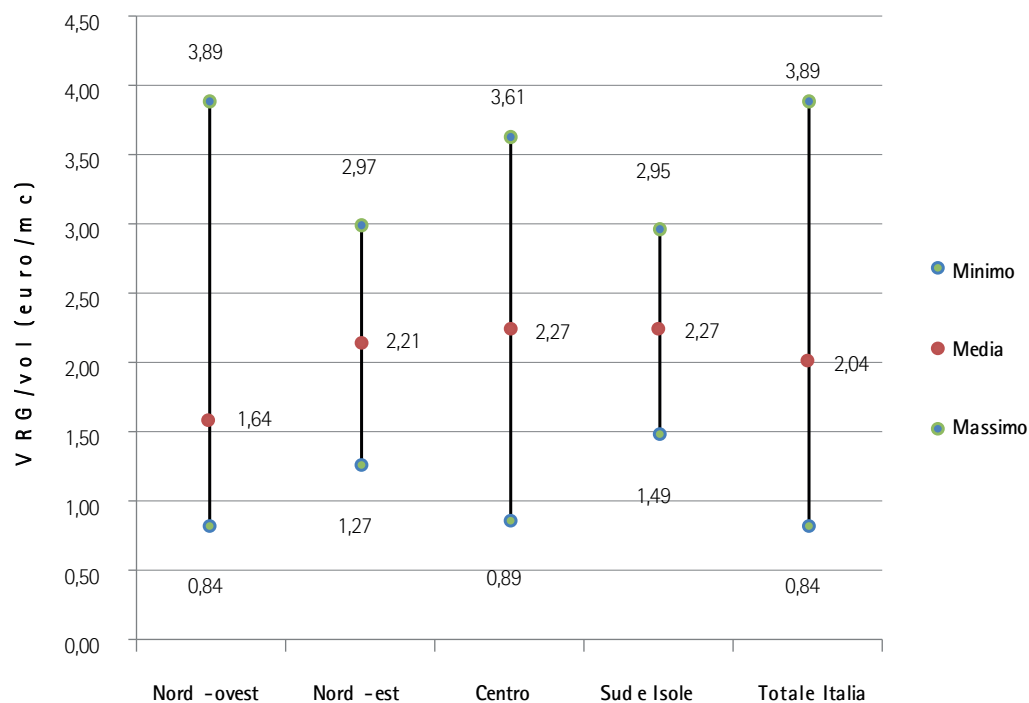
Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 5.8

Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Variazioni tariffarie e investimenti

Con specifico riferimento al 2017 e nel complesso, i provvedimenti dell'Autorità riguardanti l'approvazione di proposte tariffarie e l'esclusione dall'aggiornamento, portano a quantificare a livello nazionale una variazione media dei corrispettivi applicati all'utenza del 3,40% rispetto all'anno precedente. Le variazioni registrate nelle diverse aree del Paese sono eterogenee, risultando un incremento medio delle tariffe pari al 4,10% nel Sud e Isole, al 3,86% nel Centro, al 3,53% nel Nord-Est e al 2,62% nel Nord Ovest (Fig. 5.9).

Nella *Relazione Annuale 2015*, era stato già sottolineato come gli investimenti quantificati, al netto dei contributi pubblici e in particolare per gli anni 2014 e 2015, evidenziassero una crescita rispetto agli investimenti consuntivati per il biennio 2012-2013; e ancora che nel complesso e con riferimento a circa 2/3 della popolazione nazionale, la spesa per investimenti in infrastrutture idriche fosse passata da 961 milioni di euro nel 2012 a 1,49 miliardi di euro nel 2015, con un incremento complessivo del 55% tra le due annualità considerate⁸.

Sulla base dei dati comunicati dai soggetti competenti per 148 gestori (che erogano il servizio a 50.626.331 abitanti) nell'ambito delle proposte tariffarie per il secondo periodo regolatorio, l'Autorità ha condotto specifici approfondimenti volti ad accertare l'effettiva realizzazione degli investimenti previsti per gli anni 2014 e 2015.

Le verifiche compiute con riferimento ai costi delle immobilizzazioni computati in tariffa hanno evidenziato uno scostamento tra la spesa effettiva per investimenti e il fabbisogno pianificato, portando a quantificare il tasso di realizzazione degli interventi programmati nell'81,9% per il 2014 e nel 77,6% per il 2015 (tenuto conto che parte della spesa sostenuta è stata destinata al completamento delle opere classificate come "lavori in corso").

Per quanto concerne le analisi sulle previsioni di investimento nel settore idrico come riportate nel seguito si precisa che, con riferimento alle annualità 2018 e 2019, esse non tengono ancora conto degli effetti conseguenti all'aggiornamento della pianificazione

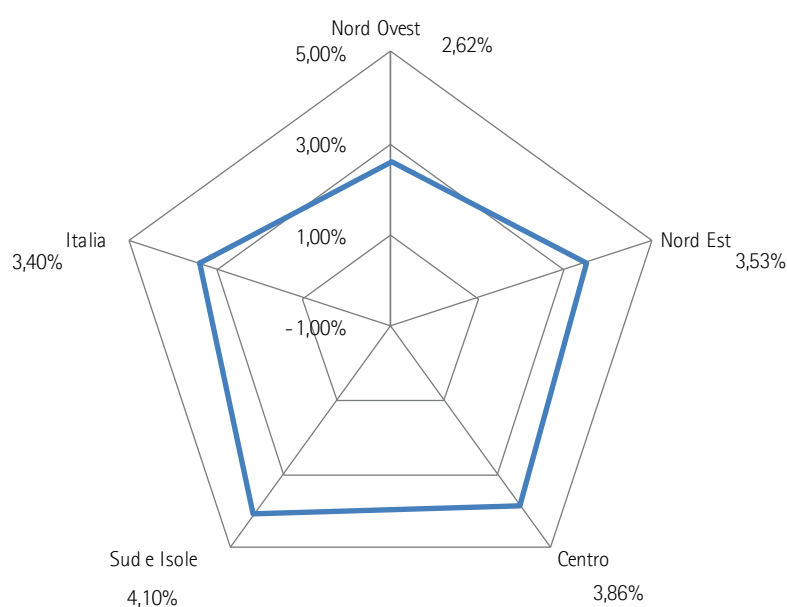


FIG. 5.9

Variazione media per macroarea dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2017
Euro

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

⁸ Per gli anni 2013 e 2014 la spesa per investimenti pianificata risultava, rispettivamente, pari 0,93 miliardi di euro e 1,20 miliardi di euro.

degli interventi (attualmente in corso) che i soggetti competenti sono tenuti ad adottare per recepire, nei pertinenti schemi regolatori, gli obiettivi di qualità tecnica (distinti tra standard specifici, standard generali e prerequisiti) di cui alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, con la quale l'Autorità ha anche introdotto a decorrere dal 2018 obblighi tesi:

- al contenimento delle perdite di rete, con efficace presidio dell'infrastruttura acquedottistica;
- al mantenimento della continuità del servizio, anche attraverso una idonea configurazione delle fonti di approvvigionamento;
- a un'adeguata qualità dell'acqua destinata al consumo umano;
- alla minimizzazione dell'impatto ambientale derivante dal convogliamento delle acque reflue;
- alla minimizzazione dell'impatto ambientale collegato al trattamento dei reflui (linea fanghi e linea acque).

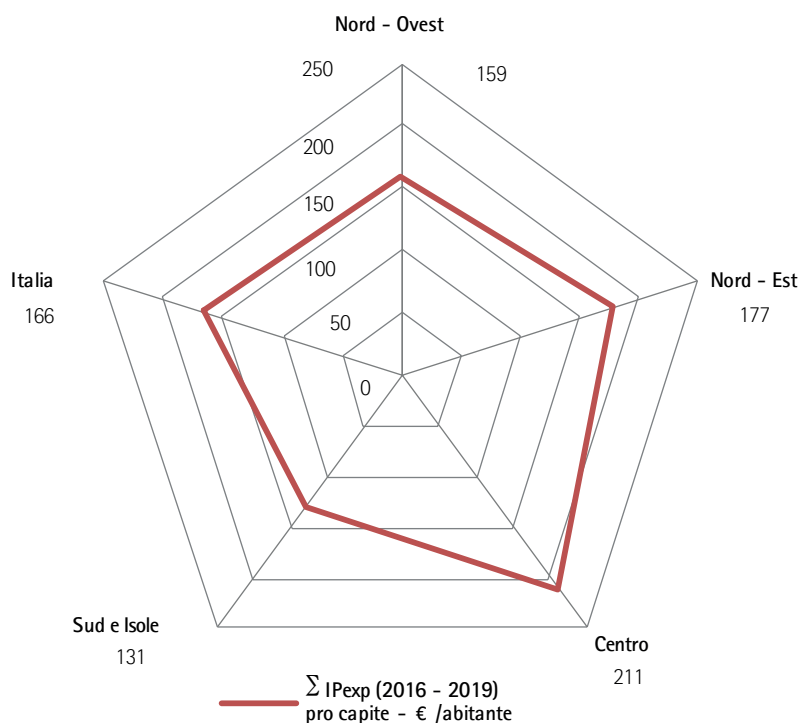
I programmi degli interventi trasmessi all'Autorità ai sensi della delibera 664/2015/R/idr⁹ portano a quantificare, per il quadriennio

2016-2019, una spesa per investimenti da finanziare attraverso tariffa pari a 8,4 miliardi di euro, ciò che equivale a 166 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a 41,5 euro/abitante/anno), con valori pari a 211 euro/abitante nel Centro, a 177 nel Nord-Est, a 159 nel Nord-Ovest. Si confermano, invece, più contenute le risorse destinate dalla tariffa agli interventi infrastrutturali nel Sud e nelle Isole, aree in cui, nel quadriennio considerato, sono stati programmati investimenti pari a 131 euro/abitante. In più occasioni, tuttavia, si è sottolineato come in una serie di realtà analizzate con riferimento a queste aree del Paese, si sia riscontrata una apprezzabile disponibilità di fondi pubblici da destinare alle infrastrutture idriche, ma anche come non sia stato ancora possibile verificare puntualmente l'efficacia di simili previsioni (Fig. 5.10).

Con riferimento allo stesso novero di gestori, che servono 50.626.331 abitanti, e considerando anche disponibilità previsionali di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche per 2,7 miliardi di euro per l'intero periodo, gli investimenti programmati per il quadriennio

FIG. 5.10

Investimenti pro capite netti per macroarea pianificati per il quadriennio 2016-2019



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

⁹ Si considera il campione dei 148 gestori (che erogano il servizio a 50.626.331 abitanti) per i quali la proposta tariffaria è stata trasmessa all'Autorità, ancorché, per taluni di questi, non si sia ancora completato il relativo procedimento istruttorio.

2016-2019 risultano, in termini *pro capite*, pari a 218 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a una spesa annuale per investimenti di 54,5 euro/abitante), con un valore più elevato nel Sud e Isole, pari a 257 euro/abitante per l'intero quadriennio (Fig. 5.11).

Tenuto conto delle previsioni di disponibilità di fondi pubblici, la spesa per investimenti ammonta complessivamente a 11,1 miliardi di euro per il quadriennio, passando da 2,2 miliardi di euro nel 2016 a 2,8 miliardi di euro nel 2017 e a circa 3 miliardi di euro in ciascuna delle annualità 2018 e 2019 (Fig. 5.12).

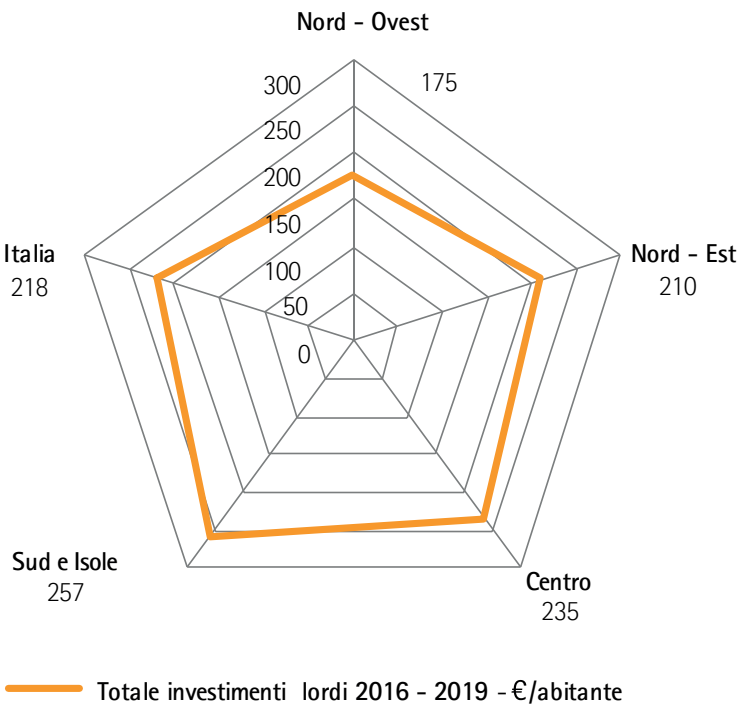


FIG. 5.11

Investimenti pro capite lordi per macroarea pianificati per il quadriennio 2016-2019

Euro

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

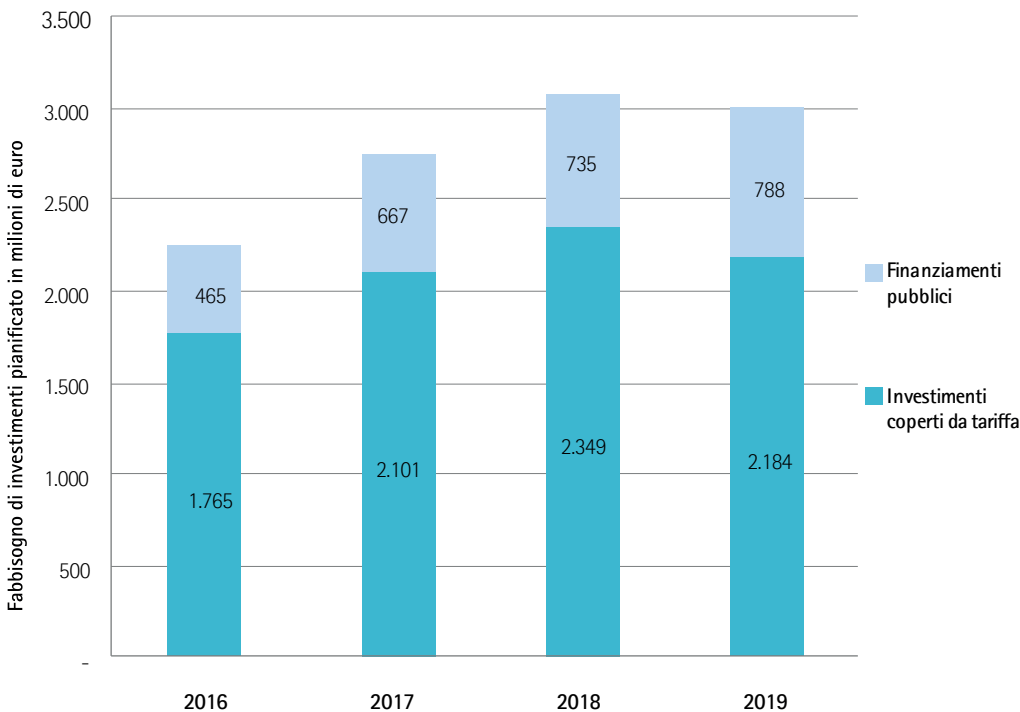


FIG. 5.12

Investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2016-2019

Fabbisogno di investimenti pianificato in milioni di €

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Estendendo l'analisi sulla base della popolazione residente nel Paese, il fabbisogno di investimenti per il comparto idrico nel periodo 2016-2019 è stimabile pari a 12,7 miliardi di euro (corrispondenti a circa 3,2 miliardi di euro in ciascuna annualità del quadriennio).

Alla luce delle richiamate previsioni di investimento – sulla cui effettiva realizzazione l'Autorità effettuerà le necessarie verifiche ai sensi del comma 11.1 dell'Allegato A della delibera 664/2015/R/idr – è possibile condurre una valutazione della RAB del settore idrico comprendente sia quella dei gestori sia quella dichiarata dai cosiddetti proprietari. La figura 5.13 mostra il trend di crescita del valore delle infrastrutture idriche nel periodo 2016-2019: si rileva

un valore di 16,4 miliardi di euro nel 2016 e un valore di 19,2 miliardi di euro nel 2019, con un incremento del 17,5% a livello nazionale.

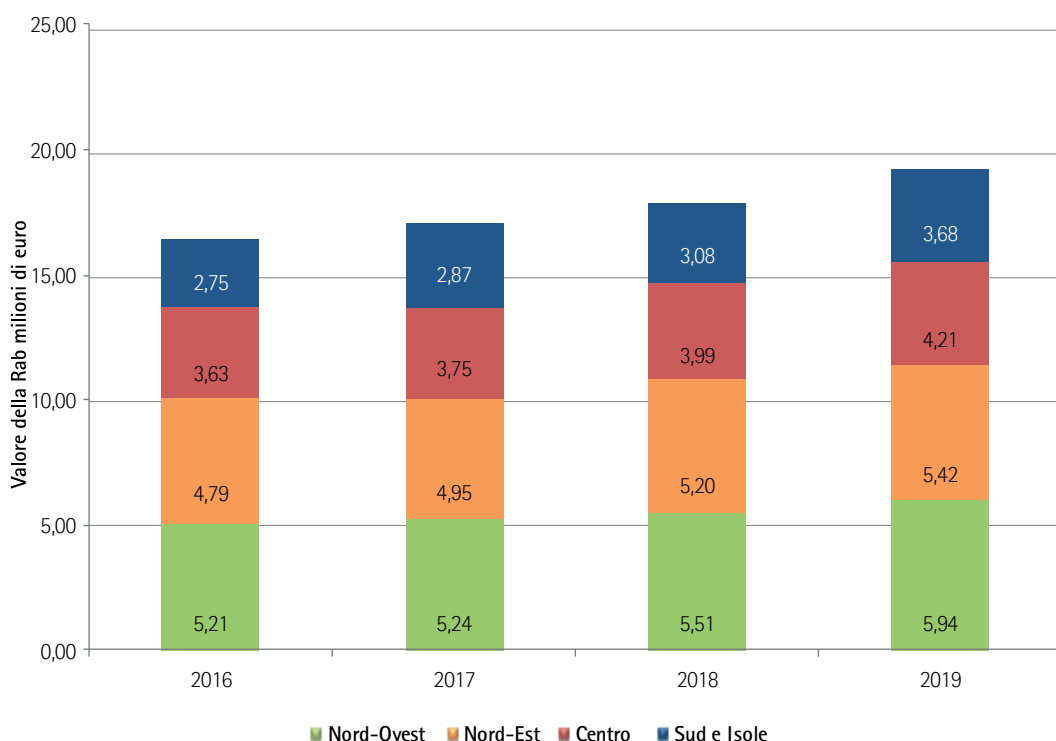
Articolazione dei corrispettivi e spesa media dell'utenza domestica per il servizio idrico integrato

Sulla base delle informazioni fornite ai fini della determinazione delle tariffe per il secondo periodo regolatorio, è possibile condurre un approfondimento sulle articolazioni tariffarie definite dagli Enti di governo dell'ambito per gli usi domestici (la percentuale più consistente, oltre il 70%, dei consumi idrici) e sulla spesa sostenuta dall'utenza domestica tipo per il servizio idrico integrato.

FIG. 5.13

Dinamica della RAB nel quadriennio 2016-2019

Miliardi di euro



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.4

Campione di riferimento per l'analisi dei corrispettivi e della spesa media dell'utenza domestica

Numero di bacini tariffari, abitanti e gestioni

AREA GEOGRAFICA	ATO/SUB ATO	POPOLAZIONE	GESTIONI
Nord-Ovest	19	10.387.681	41
Nord-Est	13	8.335.802	31
Centro	13	10.603.327	20
Sud e Isole	14	9.907.962	17
TOTALE	59	39.234.772	109

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

L'analisi condotta sulle strutture dei corrispettivi per l'anno 2017, riferita a un campione di 109 gestioni (considerando per ciascun operatore il bacino tariffario in cui ricade il maggior numero di residenti) riguardanti circa 39 milioni di abitanti (Tav. 5.4) evidenzia una forte eterogeneità dei corrispettivi nel comparto idrico.

Nella generalità dei casi, fino al 2017 – ossia prima dell'entrata in vigore della riforma dei criteri di articolazione tariffaria varata dall'Autorità con delibera 665/2017/R/idr, recante il *Testo integrato corrispettivi servizi idrici* (TICSI) – i corrispettivi praticati alle utenze domestiche residenti sono stati articolati nelle seguenti componenti:

- un corrispettivo fisso, composto dalle quote fisse dei servizi di acquedotto, fognatura e depurazione, indipendente dal consumo ed espresso in euro l'anno;
- un corrispettivo variabile, proporzionale al consumo misurato in metri cubi, e configurato come segue:
 - quota variabile delle tariffe del servizio di acquedotto, articolata in scaglioni di consumo ai quali applicare tariffe unitarie crescenti;

- quota variabile delle tariffe del servizio di fognatura, proporzionale al consumo e non modulata per scaglioni;
- quota variabile delle tariffe del servizio di depurazione, proporzionale al consumo e non modulata per scaglioni.

Per la componente variabile del servizio di acquedotto, la tavola 5.5 evidenzia la differenziazione tra i criteri di articolazione adottati nel determinare le fasce di consumo per l'annualità 2017: in media, la soglia di consumo massimo fatta rientrare nel primo scaglione è pari a 72 m³ (valore compreso tra un minimo di 20 m³ e un massimo di 150 m³), mentre la soglia inferiore di consumo relativa all'ultimo scaglione è pari a 313 m³ (compresa tra un valore minimo di 145 m³ e un valore massimo di 553 m³).

Nella tavola 5.6 sono riportati i valori medi delle tariffe per i singoli scaglioni, che passano da 0,46 euro/m³ per la prima fascia di consumo (variando tra un minimo di 0 euro/m³ e un massimo di 1,22 euro/m³) a 3,3 euro/m³ per l'ultimo scaglione.

TAV. 5.5

Volumi degli scaglioni tariffari del servizio di acquedotto nel 2017

Classi di consumo in m³

	I SCAGLIONE		II SCAGLIONE		III SCAGLIONE		IV SCAGLIONE		V SCAGLIONE
	CLASSE DI CONSUMO		CLASSE DI CONSUMO		CLASSE DI CONSUMO		CLASSE DI CONSUMO		CLASSE DI CONSUMO
	DA	A	DA	A	DA	A	DA	A	DA
Media ponderata della popolazione	0	72	73	146	147	213	214	312	313
Max	0	150	151	300	301	368	369	552	553
Min	0	20	21	48	49	96	97	144	145
Popolazione residente	39.234.772		39.096.185		37.847.442		32.428.917		21.512.744

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.6

Tariffe unitarie degli scaglioni del servizio di acquedotto nel 2017

Tariffa unitaria in €/m³

	I SCAGLIONE	II SCAGLIONE	III SCAGLIONE	IV SCAGLIONE	V SCAGLIONE
Media ponderata della popolazione	0,455	0,929	1,534	2,394	3,309
Max	1,216	1,726	3,207	5,596	6,360
Min	0,000	0,217	0,318	0,386	0,386
Popolazione residente	39.234.772	39.096.185	37.847.442	32.428.917	21.512.744

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Come sopra anticipato, alle tariffe dei servizi di fognatura e depurazione (Tav. 5.7), in genere, non risultano applicati degli scaglioni di consumo. Le tariffe per il servizio di fognatura nel panel selezionato variano da un minimo di 0,11 euro/m³ a un massimo di 1,02 euro/m³, con una tariffa media di 0,26 euro/m³. Nel servizio di depurazione il valore medio della tariffa applicata si attesta a 0,59 euro/m³, compreso tra un minimo di 0,31 euro/m³ e un massimo di 0,92 euro/m³.

L'eterogeneità dei corrispettivi emerge anche in relazione alla quantificazione della parte fissa (considerando, nel loro insieme, le quote fisse applicate per servizio). Come mostra la tavola 5.8, la parte fissa del corrispettivo praticato alle utenze domestiche per il servizio idrico integrato si caratterizza per una elevata variabilità tra i bacini tariffari considerati, presentando, a fronte di un valore medio di 29,66 euro/anno, un valore minimo di 3,10 euro/anno e un valore massimo di 99,55 euro/anno.

La spesa che un'utenza domestica residente tipo (famiglia di 3 persone, con consumo annuo pari a 150 m³) ha sostenuto nel 2017 può essere ricavata moltiplicando le quote fisse e variabili dell'articolazione tariffaria riferita al 2015 per il moltiplicatore tariffario θ

riferito al 2017, che l'Autorità approva in applicazione del Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2).

Considerando il campione di riferimento rappresentato nella precedente tavola 5.4¹⁰, si rileva (Tav. 5.9) che per il 2017 la spesa media annua (comprensiva di IVA al 10%) a livello nazionale risulta pari a 303 euro/anno (ossia 2,02 euro per metro cubo consumato), con un valore più contenuto nel Nord-Ovest (247 euro/anno) e più elevato nel Centro (364 euro/anno). Anche i dati registrati per il 2017 confermano che l'esborso più consistente per l'utenza domestica tipo è rinvenibile proprio nella macroarea del Paese in cui, come illustrato nella precedente figura 5.10, i soggetti competenti hanno programmato, per il periodo 2016-2019, una maggiore spesa pro capite per investimenti da finanziare attraverso tariffa

Come rappresentato anche nella figura 5.14, la bolletta dell'utenza domestica presenta un'elevata variabilità anche nell'ambito della medesima area geografica, riflettendo la già discussa eterogeneità dei costi unitari del servizio evidenziata nella precedente figura 5.8. 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 247 euro/anno, valore compreso tra un minimo di 113 euro/anno e un massimo di 500 euro/anno

TAV. 5.7

Valori dello scaglione tariffario unico di fognatura e depurazione nel 2017
€/m³

	QUOTA VARIABILE FOGNATURA	QUOTA VARIABILE DEPURAZIONE
Media ponderata della popolazione	0,259	0,590
Max	1,019	0,923
Min	0,108	0,309
Popolazione residente	39.234.772	

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

TAV. 5.8

Valori della parte fissa del corrispettivo nel servizio idrico integrato nel 2017
€/anno

	CORRISPETTIVO FISSO SII
Media ponderata della popolazione	29,658
Max	99,550
Min	3,103
Popolazione residente	39.234.772

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

¹⁰ Si tenga conto che per 12 gestioni del campione, che servono una popolazione di 5,5 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.

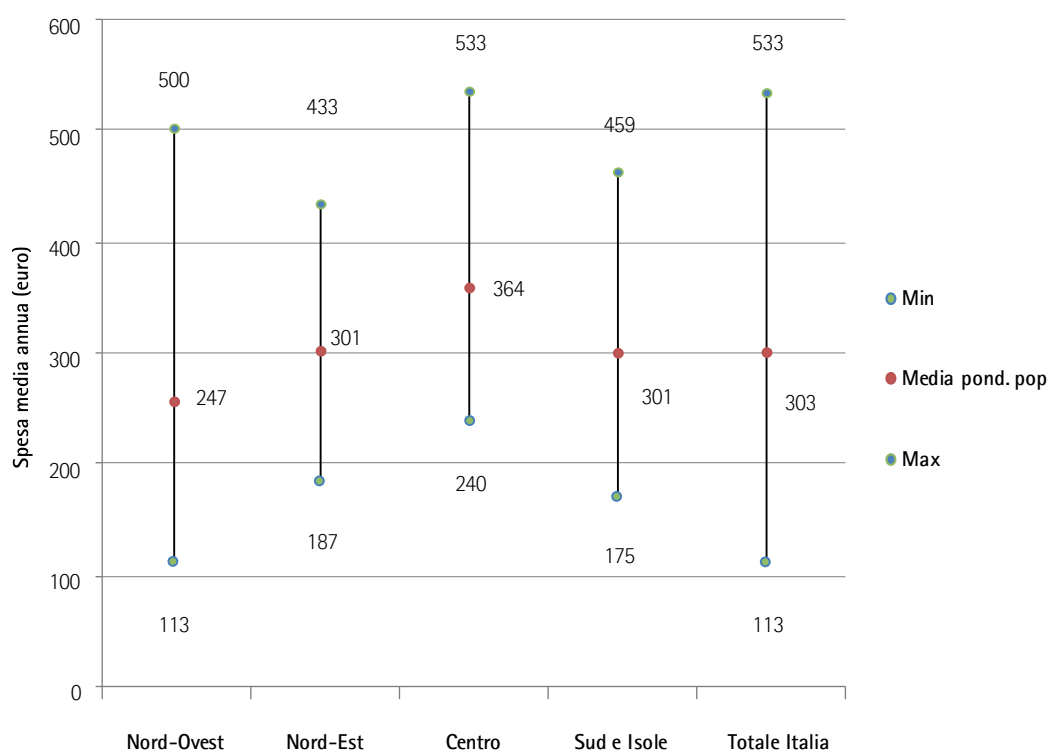
TAV. 5.9

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA	SPESA UNITARIA
Nord-Ovest	Media ponderata della popolazione	246,6	1,64
	Max	499,8	3,33
	Min	112,8	0,75
Nord-Est	Media ponderata della popolazione	300,5	2,00
	Max	433,1	2,89
	Min	187,4	1,25
Centro	Media ponderata della popolazione	363,8	2,43
	Max	533,2	3,55
	Min	240,2	1,60
Sud e Isole	Media ponderata della popolazione	301,1	2,01
	Max	459,3	3,06
	Min	175,2	1,17
Totale	Media ponderata della popolazione	303,5	2,02
	Max	533,2	3,55
	Min	112,8	0,75

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti domestici per consumi annui di 150 m³ (Tav. 5.10), si osserva come il 39% della bolletta idrica sia imputabile al servizio di acquedotto, per il quale si spendono a livello nazionale 119 euro/anno.

La spesa media nazionale per i servizi di fognatura e depurazione ammonta invece e rispettivamente a 39 euro/anno (il 13% del totale) e a 88 euro/anno (con una incidenza del 29%)



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 5.14

Variabilità della spesa media annua nel 2017
€ per consumi annuali di 150 m³

Al fine di tutelare il diritto all'accesso universale all'acqua ribadito dalla normativa primaria¹¹, l'Autorità (come dettagliato nel Volume II, di questa stessa Relazione) ha varato due provvedimenti: la delibera per la riforma dei corrispettivi applicati agli utenti (TICSI)¹² e la delibera per la disciplina del bonus sociale idrico (TIBSI)¹³. Entrambi sono volti tra l'altro a riordinare i sistemi di agevolazione previgenti, anche alla luce delle direttive emanate con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 13 ottobre 2016.

Dal 2018, la tariffa agevolata da applicare alla fascia di consumo annuo agevolato (individuato in modo da tener conto della quantità essenziale di acqua di 50 litri/abitante/giorno) deve essere calcolata ai sensi del comma 5.1 del TICSI: detraendo dalla tariffa base¹⁴ l'agevolazione (espressa come percentuale della tariffa base medesima) che ciascun Ente di governo dell'ambito è chiamato a determinare in un intervallo di valori compreso tra il 20% e il 50% della tariffa base. Considerando il range di valori previsto ai fini dell'individuazione dell'agevolazione, si stima che per il 2018 la tariffa agevolata media per le utenze domestiche residenti possa essere compresa tra 0,476 euro/m³ e 0,762 euro/m³. Per rafforzare le tutele riferite alle utenze domestiche residenti in condizioni economico-sociali disagiate, con la delibera 897/2017/R/idr (TIBSI), l'Autorità ha previsto in base alla normativa vigente che ciascun gestore eroghi un bonus sociale idrico a decorrere dall'1

gennaio 2018, calcolato applicando al quantitativo essenziale di acqua (i già citati 50 litri/abitante/giorno, corrispondenti a 18,25 m³/abitante/anno) la tariffa agevolata di cui al citato comma 5.1 del TICSI, tenuto conto della numerosità familiare.

Al fine di identificare i possibili beneficiari del bonus sociale idrico, l'Autorità ha disposto che gli utenti domestici residenti, ovvero i nuclei familiari, in accertate condizioni di disagio economico sociale siano individuati, in coerenza con quanto previsto nei settori dei servizi energetici, nelle utenze domestiche residenti con ISEE fino a 8.107,5 euro, ovvero con ISEE non superiore a 20.000 euro nel caso di famiglie con più di tre figli a carico. È, inoltre, previsto il riconoscimento del bonus sociale idrico agli utenti economicamente disagiati già titolari di Carta Acquisti o ammessi al Reddito di Inclusione.

Per il 2017, il numero di utenze disagiate sul territorio nazionale è stimabile in 1.950.102¹⁵. A tali utenze, sulla base di un numero medio di componenti per utenza pari a 2,4, possono essere associati 4.687.074 abitanti. Dall'esperienza maturata negli altri settori regolati dall'Autorità, è ipotizzabile che il bonus venga richiesto da circa un terzo degli aventi diritto. A titolo esemplificativo, nel settore elettrico, le utenze che hanno fatto richiesta di bonus per l'anno 2017 ammontano a 650.034 (corrispondenti a 1.562.358 abitanti). Pertanto, supponendo che il bonus sociale idrico venga richiesto da un numero di utenze pari a quelle richiedenti l'agevolazione prevista

TAV. 5.10

Componenti della spesa
media nel 2017

Spesa in €/anno

	ACQUEDOTTO	FOGNATURA	DEPURAZIONE	QUOTA FISSA	IVA	TOTALE SII
Spesa per consumi di 150 m ³ /anno	119,0	38,9	88,4	29,7	27,6	303,5
Incidenza sulla spesa totale	39,2%	12,8%	29,1%	9,8%	9,1%	100%

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

¹¹ Cfr., da ultimo, l'art. 60 della legge 28 dicembre 2015, n. 221 (c.d. Collegato Ambientale), "assicurando agli utenti domestici del servizio idrico integrato in condizioni economico-sociali disagiate l'accesso, a condizioni agevolate, alla fornitura della quantità di acqua necessaria per il soddisfacimento dei bisogni fondamentali.

¹² Cfr. delibera dell'Autorità 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr, avente ad oggetto "Approvazione del testo integrato corrispettivi servizi idrici (TICSI), recante i criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti".

¹³ Cfr. delibera dell'Autorità 21 dicembre 2017, 897/2017/R/idr, recante "Testo integrato delle modalità applicative del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati (TIBSI)".

¹⁴ Il TICSI prevede che - nell'ambito delle articolazioni tariffarie rideterminate, a partire dal 2018, secondo i nuovi criteri dal medesimo introdotti - la tariffa base risulti dall'aggiornamento, mediante il moltiplicatore tariffario, del valore dalla stessa assunto nell'articolazione tariffaria previgente, fatta salva la possibilità di specifiche istanze. Ciò - sulla base dei dati sulle tariffe del SII richiamati nei precedenti paragrafi - porta a stimare, per l'annualità 2018, una tariffa base media pari a 0,929 euro/m³.

¹⁵ Fonte: Dati INPS, 2017..

per il settore elettrico (ossia 650.034, corrispondenti a 1.562.358 abitanti), si giungerebbe a stimare per l'anno 2018 un importo connesso all'erogazione del bonus sociale idrico compreso tra 13,6 milioni e 21,7 milioni di euro.

Si ritiene utile precisare che se si tenesse conto della complessiva platea di utenti in documentato stato di disagio economico sociale (1.950.102 utenze), l'importo connesso al riconoscimento del bonus risulterebbe compreso tra 40,8 milioni e 65,0 milioni di euro.

Qualità contrattuale del SII

Nel mese di maggio 2018 si è chiusa la seconda edizione della "Raccolta dati qualità contrattuale del SII"¹⁶. Essa ha permesso all'Autorità, nell'ambito delle funzioni di regolazione e controllo ad essa attribuite¹⁷, di effettuare un primo bilancio annuale¹⁸ dei livelli di qualità contrattuale garantiti all'utenza nel corso del 2017 in seguito alla determinazione dei livelli contrattuali minimi, omogenei sul territorio nazionale, effettuata con la delibera 655/2015/R/idr e il relativo Allegato RQSII (*Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato*).

La raccolta ha visto il coinvolgimento anche degli Enti di governo dell'ambito che, in diversi casi, hanno richiesto al gestore il rispetto di standard qualitativi migliorativi e/o aggiuntivi rispetto a quelli fissati dalla regolazione di settore e che, rispetto a tutte le gestioni di competenza, hanno proceduto a verificare i dati dichiarati dai gestori segnalando eventuali inesattezze e/o necessità di rettifiche all'Autorità.

Con tale raccolta sono state acquisite informazioni sulle prestazioni richieste dall'utenza ed eseguite dai gestori con riferimento agli standard fissati dall'RQSII e, laddove presenti, agli standard migliorativi e/o aggiuntivi, riconducibili alle fasi di avvio, gestione e cessazione del rapporto contrattuale.

I dati richiesti sono stati forniti in relazione alle singole Carte dei servizi e riferiti, quindi, nel caso di gestore operante in più ATO, alle singole coppie gestore-ATO, nel seguito definite "gestioni". I dati, inoltre, sono differenziati per le tipologie d'uso, individuate dall'RQ-SII¹⁹ in coerenza con il DPCM 29 aprile 1999:

- uso civile domestico;
- uso civile non domestico (inteso come consumi pubblici, e dunque scuole, ospedali, caserme, edifici pubblici, centri sportivi, mercati, stazioni ferroviarie, aeroporti, ecc.);
- altri usi (relativi ai settori commerciali artigianali e terziario in genere);
- usi industriali che scaricano in pubblica fognatura.

Ai sensi dell'RQSII, gli standard minimi di qualità contrattuale fissati dall'Autorità devono essere garantiti a tutti gli utenti sul territorio nazionale indipendentemente dalle dimensioni e dalla tipologia societaria del gestore; tuttavia l'obbligo di comunicazione dei dati è previsto per i soli gestori che servono più di 50.000 abitanti²⁰ e che hanno un contatto, diretto o indiretto, con l'utenza, ossia i gestori del servizio di acquedotto/distribuzione. Nel caso di gestione separata del SII gli standard di qualità devono essere garantiti sia dal gestore dell'acquedotto, che rappresenta il riferimento diretto

¹⁶ La raccolta ha consentito ai gestori del SII di ottemperare agli obblighi di comunicazione previsti dalla delibera 655/2015/R/idr.

¹⁷ Dal DPCM 20 luglio 2012.

¹⁸ Si evidenzia che nel corso dei mesi di marzo e aprile 2017 era stata effettuata la prima edizione della raccolta dati relativa alla qualità contrattuale del SII, introdotta dall'Autorità con la delibera 655/2015/R/idr ed entrata in vigore a partire dal 1 luglio 2016. Tale raccolta dati, i cui esiti sono stati illustrati nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, era relativa al secondo semestre del 2016.

¹⁹ Come specificato all'art. 2 dell'RQSII.

²⁰ Come indicato all'art. 1, comma 2 della delibera 655/2015/R/idr, i gestori di minore dimensione devono registrare tutti i dati e le informazioni rilevanti e possono essere sottoposti a controlli e ispezioni da parte dell'Autorità.

dell'utente per tutte le richieste inerenti il rapporto contrattuale, sia dai gestori del servizio di fognatura e/o depurazione, chiamati a eseguire interventi tecnici su richiesta dell'utente medesimo tramite il gestore del servizio di acquedotto. Sono quindi esentati dall'obbligo di comunicazione i soggetti che operano a monte della fase di distribuzione dell'acqua all'utenza (grossisti) e i gestori che servono fino a 50.000 abitanti. Questi ultimi, complessivamente, servono circa il 12,4% della popolazione residente italiana.

L'Autorità, inoltre, in considerazione dell'impossibilità per alcuni gestori di adempiere a tutte le prescrizioni di qualità contrattuale nei tempi richiesti dall'RQSII in presenza di processi di aggregazione delle gestioni – attuati al fine di ottemperare alla normativa nazionale in materia, attesa la necessità di pervenire all'individuazione del soggetto unico d'ambito superando al contempo le frammentazioni gestionali – ha previsto la possibilità per gli Enti di governo dell'ambito, d'intesa con il gestore, di presentare apposita istanza di deroga dall'applicazione dell'RQSII²¹, fino al 1 luglio 2017.

Come evidenziato nelle istanze pervenute, le deroghe consentono ai gestori di efficientare gli investimenti e gli adeguamenti infrastrutturali e organizzativi indispensabili per gestire e omogeneizzare standard qualitativi spesso molto differenziati tra i soggetti interessati alle aggregazioni, evitando duplicazioni di costo e soluzioni transitorie che verrebbero necessariamente superate al concludersi del percorso di aggregazione.

Nel corso del 2016 e nella prima parte del 2017, l'Autorità ha deliberato 18 deroghe per processi di aggregazione di gestori che complessivamente servono un territorio con popolazione residente superiore agli 8 milioni di abitanti, di cui quasi 5 milioni sono localizzati nell'area Nord-Ovest. Tali valori sembrerebbero confermare il percorso di aggregazione delle gestioni del servizio idrico finalizzato al superamento della frammentazione gestionale che ancora lo caratterizza. La maggior parte dei gestori che ha

ottenuto tale tipo di deroga ha partecipato a questa edizione della raccolta dati²² con riferimento al secondo semestre 2017, contribuendo alla formazione del panel per circa il 16% in termini di popolazione servita.

Si evidenzia infine che alla raccolta dati non hanno partecipato i gestori del SII la cui sede legale o operativa ricade nei comuni danneggiati dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi²³. Tali soggetti, che servono circa il 2,1% della popolazione residente italiana, sono stati derogati dall'applicazione dell'RQSII in ragione del grave danno economico connesso alla particolare situazione emergenziale e in coerenza con le misure adottate dall'Autorità in occasione dei precedenti eventi sismici.

L'analisi riportata nei paragrafi seguenti è stata dunque effettuata su un panel²⁴ composto da 116 gestori – corrispondenti a 145 gestioni – che coprono circa il 76,9% della popolazione residente italiana (circa 45,7 milioni di abitanti), e circa l'89,9% della popolazione servita da gestori tenuti alla comunicazione dei dati ai sensi dell'RQSII. Trattandosi del primo anno di piena applicazione dei nuovi standard di qualità introdotti dall'Autorità, si rileva una partecipazione significativa dei gestori, in crescita²⁵ rispetto al 2016, nel corso del quale l'applicazione della regolazione della qualità contrattuale è stata effettuata in via sperimentale, esclusivamente per il secondo semestre.

Analizzando la distribuzione percentuale del panel nelle diverse aree geografiche (Nord-Ovest, Nord-Est, Centro, Sud e Isole) si rileva (Fig. 5.15) che circa il 54% delle gestioni rispondenti opera nelle regioni del Nord, il 22% nelle regioni del Centro e il restante 24% nelle regioni del Sud e delle Isole. Rispetto alla composizione del panel relativo alla raccolta dati relativa all'anno 2016, descritto nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, si evidenzia una sostanziale stabilità della distribuzione territoriale dei rispondenti, con una ridotta partecipazione degli operatori localizzati al Sud e in modo particolare nelle Isole.

²¹ Ai sensi dell'art. 3.2 della delibera 655/2015/R/idr gli Enti di governo dell'ambito possono presentare per i gestori per i quali è in corso un processo di aggregazione apposita istanza di deroga dal rispetto degli obblighi di qualità contrattuale del SII.

²² I gestori con deroga ex art. 3.2 della delibera 655/2015/R/idr che hanno risposto alla raccolta dati erogano il servizio a circa il 12,4 % della popolazione.

²³ Secondo quanto previsto dall'art. 6 della delibera 810/2016/R/com in deroga alle scadenze fissate dall'art. 1.2 della delibera 655/2015/R/idr, i gestori del SII la cui sede legale o operativa ricada nei comuni danneggiati dagli eventi sismici sono tenuti all'applicazione del RQSII a partire dall'1 gennaio 2019.

²⁴ Complessivamente ha però risposto alla raccolta un insieme di 243 gestori. Tra questi infatti erano 117 gestori che hanno segnalato di essere esentati dalla comunicazione in quanto servono una popolazione inferiore ai 50.000 abitanti, 8 gestori che hanno segnalato di essere esentati dagli obblighi del RQSII in quanto aventi sede legale o operativa nel cratere del sisma del 24 agosto 2016 e successivi, 1 gestore grossista e 1 gestore della depurazione che hanno risposto alla raccolta senza inviare dati.

²⁵ Complessivamente ha risposto alla raccolta relativa al secondo semestre 2016 un insieme di 128 gestori, corrispondenti a 148 gestioni che coprono circa il 70% della popolazione residente italiana (circa 41,4 milioni di abitanti).

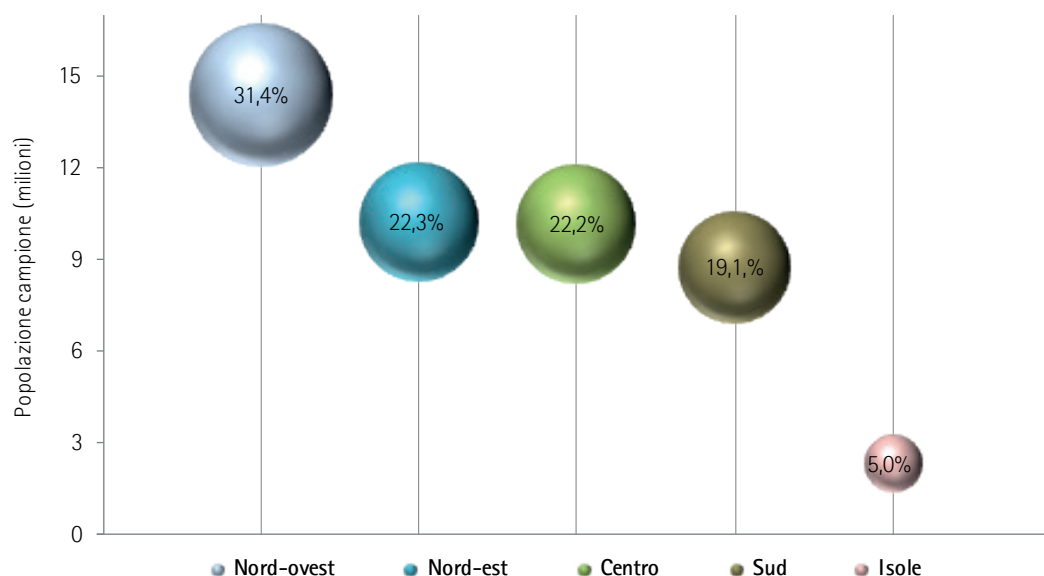


FIG. 5.15

Ripartizione geografica del panel 2017

Popolazione campione in milioni

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSI.

Dal confronto tra la distribuzione geografica della popolazione servita dal panel (Fig. 5.16) e la popolazione residente nelle diverse aree geografiche, si evince che le aree maggiormente rappresentate sono quelle del Nord-Ovest, per le quali la copertura è superiore

al 91% e del Nord-Est con una copertura pari all'89%, mentre il Centro arriva all'87,5%; risulta, invece, particolarmente bassa la popolazione servita dai gestori delle Isole²⁶ e del Sud. Tali dati confermano, da un lato, l'elevato livello di adempimento alle nuove

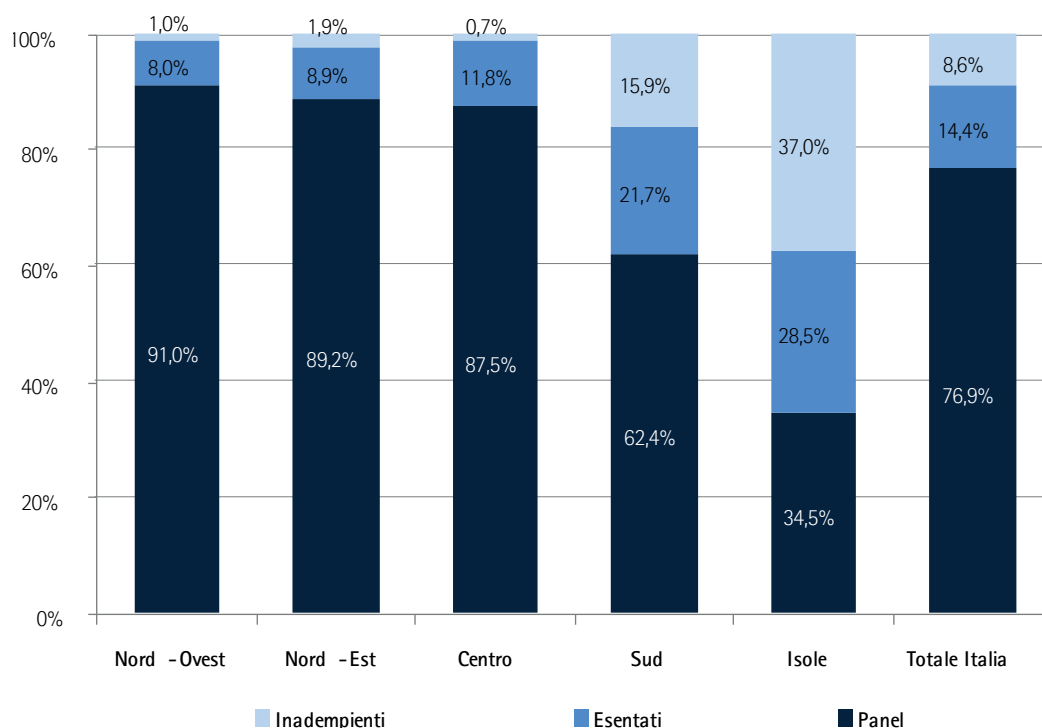


FIG. 5.16

Ripartizione per area geografica della popolazione servita dal panel nel 2017

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSI.

²⁶ Si segnala che tra i rispondenti non vi è il gestore unico della Sardegna.

prescrizioni dell'Autorità in materia di qualità contrattuale da parte degli operatori del Nord e del Centro e, dall'altro, la mancanza di risposte da parte degli operatori localizzati in alcune aree del Sud e nelle Isole. Tali differenze sono in parte riconducibili anche ai diversi livelli qualitativi di partenza nonché alle differenti caratteristiche organizzative e gestionali dei gestori coinvolti.

Carta dei Servizi

Con la seconda edizione della raccolta dati è stato richiesto ai gestori, e agli Enti di governo dell'ambito, di attestare l'avvenuto aggiornamento della Carta dei servizi sulla base degli standard minimi di qualità contrattuale disposti dalla delibera 655/2015/R/idr. Nella figura 5.17 viene fornita una rappresentazione, per l'Italia e per le singole aree, del livello di aggiornamento della Carta dei servizi, espresso in termini percentuali rispetto alla popolazione servita. L'analisi viene effettuata rispetto al panel dei rispondenti e rispetto alla popolazione residente totale. Dai dati dichiarati dai gestori si evince che circa il 96% della popolazione servita dalle gestioni del panel ha una Carta dei servizi aggiornata. Disaggregando il precedente dato relativo alla media italiana sulla base della ripartizione geografica delle gestioni, si rileva che l'aggiornamento è stato effettuato da tutti i gestori rispondenti del Nord Est e da quasi tutti i

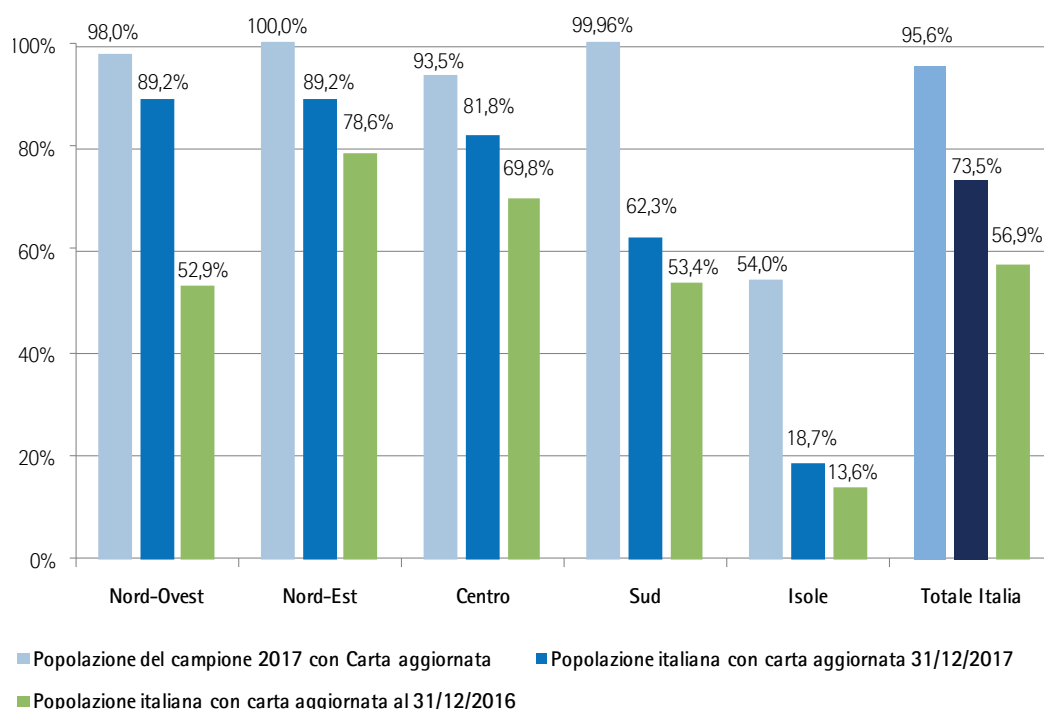
gestori del Sud, del Nord-Ovest e del Centro, mentre risulta essere ancora inadempiente circa il 46% delle gestioni delle Isole. Con riferimento alla popolazione residente totale, sulla base dei dati raccolti, risulta al 31/12/2017 che circa il 73,5% è servita da un gestore con Carta dei servizi aggiornata, dato in crescita rispetto all'anno precedente (56,9%); tale dato, risulta fortemente differenziato a livello territoriale, raggiungendo quasi il 90% al Nord e fermandosi appena al 18,7% con riferimento alle Isole. Tuttavia dai dati e dalle informazioni inviate all'Autorità si evince che in alcuni casi i gestori, pur non avendo concluso l'iter formale per l'aggiornamento della Carta, pubblicano sul proprio sito internet il riferimento all'RQSII garantendone l'applicazione agli utenti.

Nei paragrafi che seguono si illustra l'analisi dei livelli di qualità garantiti all'utenza, con riguardo al rispetto degli standard specifici e generali introdotti dall'Autorità a partire dal 1 luglio 2016 (29 standard specifici, 10 standard generali e 4 ulteriori standard generali, relativi ai servizi telefonici, introdotti a partire dall'1 gennaio 2017), aggregando, laddove non specificato, i dati di tutte le tipologie d'uso. Viene altresì analizzata la diffusione di eventuali standard migliorativi e/o aggiuntivi approvati dall'Ente di governo dell'Ambito territorialmente competente.

I livelli di rispetto degli standard vengono dapprima illustrati in maniera aggregata, distinguendo tra standard specifici e standard

FIG. 5.17

Ripartizione geografica della popolazione servita dal gestore con Carta dei servizi aggiornata



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

generali; successivamente, vengono analizzati più nel dettaglio alcuni standard di qualità relativi alle diverse fasi del rapporto contrattuale (avvio e cessazione, gestione del rapporto contrattuale, fatturazione, risposta a richieste scritte, punti di contatto con l'utenza), con riferimento ai quali i risultati del 2017 vengono confrontati con quelli della prima edizione della raccolta dati, già descritti nella *Relazione Annuale 2017*. Infine, viene analizzato l'impatto economico della regolazione della qualità contrattuale del SII.

Livelli specifici di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Le elaborazioni che seguono sono volte a verificare, relativamente all'anno 2017, il rispetto degli standard specifici di qualità previsti dall'RQSII ovvero riportati nella Carta dei servizi, qualora nella medesima Carta siano fissati standard migliorativi per le prestazioni da assicurare all'utenza. Nella figura 5.18 sono riportate, sia per l'aggregato nazionale che per le singole aree geografiche le percentuali

di rispetto degli standard specifici di qualità afferenti al complesso delle prestazioni²⁷ offerte all'utenza dalle gestioni del panel. I risultati conseguiti sono anche confrontati con quelli dichiarati dai gestori nella raccolta dati relativa all'anno precedente, tenendo conto che il secondo semestre 2016 costituisce il primo periodo di applicazione sperimentale della regolazione vigente in materia di qualità contrattuale.

I dati confermano un buon livello del servizio offerto, con una percentuale di mancato rispetto dello standard pari in media al 5,1%, in lieve contrazione rispetto allo scorso anno (-0,6% circa)

Il confronto tra i diversi livelli di rispetto degli standard specifici per area geografica permette di rilevare un miglior livello del servizio nelle aree del Nord, mentre appare meno soddisfacente il livello di qualità del servizio garantito dalle gestioni del Centro, del Sud e delle Isole. Il confronto con i dati dello scorso anno mostra tuttavia un incremento dei livelli qualitativi garantiti agli utenti delle Isole e un peggioramento del livello garantito agli utenti del Centro. Tale

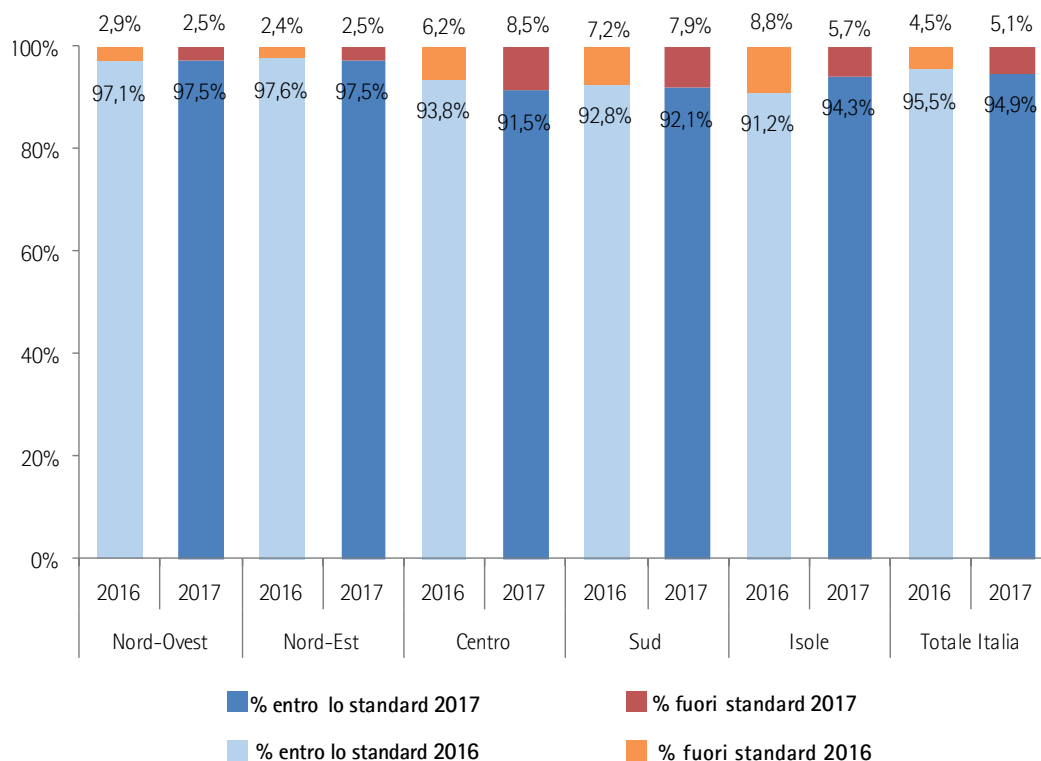


FIG. 5.18

Rispetto degli standard specifici per area

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

²⁷ Dall'analisi vengono esclusi gli standard "periodicità di fatturazione", cui è dedicato uno specifico focus, e "tempo per l'emissione della fattura" che, con circa il 96,5% delle prestazioni eseguite (oltre 51 milioni di prestazioni), influenza eccessivamente il risultato medio e non permette di fornire un'adeguata rappresentazione degli altri 27 indicatori.

peggioramento sembra riconducibile alla presenza di numerosi standard migliorativi offerti dai gestori operanti nelle regioni del Centro, che risultano in alcuni casi particolarmente sfidanti, facendo, conseguentemente, registrare livelli di mancato rispetto più elevati rispetto alla media nazionale.

La tavola 5.11 dà il dettaglio delle prestazioni eseguite relativamente a 28 standard specifici, escluso quello relativo alla periodicità di fatturazione²⁸, analizzato nel successivo focus dedicato alla gestione del rapporto contrattuale con l'utenza (standard relativi alla fatturazione). Relativamente ai diversi standard specifici di qualità, un più accurato confronto tra le prestazioni garantite nel corso del 2017 e quelle erogate nel corso del 2016 consente di evidenziare un miglioramento nel livello del servizio per le prestazioni tecniche, come quelle di sostituzione del misuratore malfunzionante, di verifiche sui misuratori e di comunicazione dell'esito delle verifiche,

controilanciato da un calo del livello qualitativo delle prestazioni legate alla gestione del rapporto contrattuale, quali le risposte ai reclami o alle richieste scritte di informazioni effettuate dagli utenti. Le prestazioni caratterizzate da percentuali di mancato rispetto più elevate sono evidenziate in azzurro nella tavola. Con riferimento ad esse si rileva, tuttavia che, dai dati dichiarati, il mancato rispetto dello standard minimo di qualità previsto dall'RQSII non sembra essere imputabile principalmente al gestore, ad eccezione delle prestazioni relative alla comunicazione dell'esito delle verifiche del misuratore eseguite in laboratorio.

In generale, si riscontrano livelli qualitativi elevati nelle prestazioni che afferiscono principalmente alla gestione del rapporto contrattuale, quali, ad esempio, la rettifica di fatturazione, la preventivazione che non necessita di sopralluogo, l'emissione della fattura, i tempi per l'esecuzione della voltura e della riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità.

TAV. 5.11

Prestazioni eseguite
relativamente agli standard
specifici

INDICATORE	TOTALE PRE- STAZIONI ESEGUITE 2017	% ENTRO LO STANDARD 2017	% FUORI STANDARD 2017 ^(A)	% FUORI STANDARD 2016	VARIAZIO- NE FUORI STANDARD TRA 2016 E 2017	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2017 ^(B)
Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	18.457	94,0%	6,0%	14,9%	-8,8%	48,8%
Tempo di esecuzione di lavori semplici	15.012	96,3%	3,7%	11,5%	-7,9%	80,5%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	2.580	81,8%	18,2%	25,6%	-7,5%	99,1%
Tempo di intervento per la verifica del misuratore	13.072	89,0%	11,0%	17,9%	-6,9%	54,3%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	25.074	90,7%	9,3%	12,9%	-3,6%	79,7%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	1.142	99,3%	0,7%	3,4%	-2,7%	75,0%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	690	94,5%	5,5%	7,6%	-2,1%	97,4%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	1.854	96,8%	3,2%	5,1%	-1,9%	86,7%
Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	2.233	97,4%	2,6%	3,8%	-1,2%	63,2%
Tempo di attivazione, della fornitura	113.752	90,6%	9,4%	10,4%	-1,0%	69,8%
Tempo di disattivazione della fornitura	192.070	93,0%	7,0%	7,8%	-0,9%	65,9%

²⁸ Lo standard specifico relativo alla periodicità di fatturazione consiste nel garantire un numero minimo di fatture annue che varia a seconda del consumo medio annuo dell'utente (2, 3, 4 o 6 fatture/anno). Nell'ambito della presente analisi - che si concentra sul rispetto dello standard a livello aggregato - risulta pertanto difficilmente rappresentabile.

Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	89.521	91,5%	8,5%	9,3%	-0,9%	68,4%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	1.721	95,8%	4,2%	4,8%	-0,6%	65,8%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	145.560	96,1%	3,9%	4,1%	-0,3%	76,2%
Tempo per l'emissione della fattura	51.052.557	98,6%	1,4%	1,4%	0,0%	51,9%
Tempo di esecuzione della voltura	420.369	98,4%	1,6%	1,5%	0,1%	65,7%
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità	58.233	97,2%	2,8%	2,4%	0,4%	91,0%
Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	363	98,1%	1,9%	1,3%	0,6%	71,4%
Tempo di rettifica di fatturazione	36.596	98,1%	1,9%	0,8%	1,1%	89,3%
Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	154	98,7%	1,3%	0,0%	1,3%	100,0%
Fascia di puntualità per gli appuntamenti	374.791	95,7%	4,3%	2,6%	1,7%	77,2%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	6.403	93,8%	6,2%	3,9%	2,3%	49,0%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	6.126	90,9%	9,1%	5,3%	3,8%	93,0%
Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	143.843	93,9%	6,1%	2,0%	4,0%	99,5%
Tempo per la risposta a reclami	103.569	90,7%	9,3%	4,9%	4,4%	97,0%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	15.503	90,5%	9,5%	4,2%	5,3%	49,2%
Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	24.261	84,8%	15,2%	6,6%	8,6%	26,3%
Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	249	80,3%	19,7%	0,0%	19,7%	10,2%

(A) Sono evidenziate in azzurro le prestazioni caratterizzate da percentuali di mancato rispetto più elevate.

(B) Percentuale rapportata al totale fuori standard

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Indennizzi automatici

In questo paragrafo è presentata un'analisi sugli indennizzi automatici che i gestori sono tenuti a erogare all'utenza qualora, per cause loro imputabili, la prestazione richiesta dall'utente non venga erogata nei tempi previsti.

Nella figura 5.19 è riportato l'ammontare totale indennizzato nel corso del 2017 per le prestazioni eseguite nel medesimo anno e per quelle eseguite nell'anno precedente (2016), per le quali la prima fattura

utile ai fini dell'erogazione dell'indennizzo è stata emessa nel corso del 2017. Nella stessa figura è anche riportato l'ammontare indennizzato nel primo e nel secondo semestre 2016, prima e dopo l'entrata in vigore dell'RQSII. L'analisi, effettuata per area geografica, consente di evidenziare come la regolazione della qualità contrattuale dell'Autorità, e in particolare la previsione relativa all'erogazione automatica dell'indennizzo in bolletta da parte del gestore, abbia rafforzato la tutela degli utenti in caso di disservizio, garantendo l'effettiva erogazione dell'indennizzo. Nel 2017 sono stati erogati complessivamente

oltre 5 milioni di euro a titolo di indennizzo automatico, cifra ben superiore rispetto a quanto erogato nel corso del 2016²⁹.

Il dato disaggregato per area, tuttavia, evidenzia come l'ammontare di indennizzi erogati risulti ancora molto contenuto nelle aree del Sud e delle isole, aspetto solo parzialmente riconducibile alla scarsa rappresentazione all'interno del panel dei gestori di queste aree.

Nella figura 5.20 viene approfondita l'analisi relativa agli indennizzi automatici per area geografica, concentrando l'attenzione sulla percentuale di indennizzi erogati e sul peso percentuale dei casi con diritto all'indennizzo (che individua il sottoinsieme delle prestazioni fuori standard imputabile al gestore) in rapporto al totale delle prestazioni eseguite. Anche in relazione alla percentuale di indennizzi erogati, il Sud e le Isole esprimono livelli particolarmente bassi soprattutto se raffrontati con quelli afferenti il mancato rispetto degli standard specifici per area geografica (Fig. 5.18). Al Sud, infatti, a fronte di un mancato rispetto degli standard specifici pari al 7,9%, superiore alla media italiana (5,1%), si registra una quota di casi con diritto all'indennizzo automatico in linea con la media italiana (circa

lo 0,9% dei casi) ma una percentuale di indennizzi erogati (0,04%) largamente inferiore a quest'ultima. Con riferimento alle Isole, invece, il peso dei casi con diritto all'indennizzo automatico risulta molto contenuto (0,1%), suggerendo la necessità di approfondire le cause di mancato rispetto dichiarate dai gestori dell'area. Per contro, al Centro, a fronte di livelli di mancato rispetto degli standard più elevati, corrispondono maggiori casi con diritto all'indennizzo automatico (1,21%) e una percentuale più elevata di indennizzi erogati.

Nella tavola 5.12 viene approfondita l'analisi sugli indennizzi, indagando su eventuali differenze per tipologia di utenza.

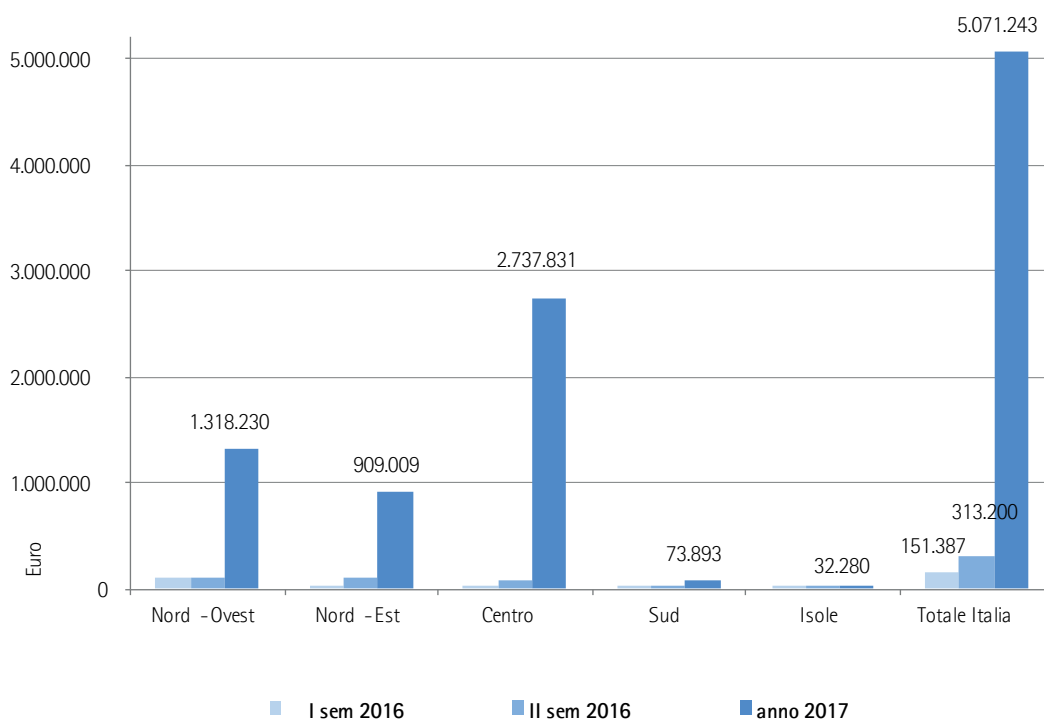
I dati riportati mostrano come l'ammontare medio indennizzato (calcolato sul totale delle utenze del panel) sia più contenuto per l'uso civile domestico, coerentemente con il dato relativo al numero di casi con diritto all'indennizzo automatico per utenza.

In aggregato, inoltre, è possibile notare come il numero di indennizzi erogati nell'anno 2017 sia principalmente riconducibile alle prestazioni eseguite nel 2016, mentre il numero di indennizzi erogati su prestazioni eseguite nel 2017 risulti molto più contenuto rispetto al numero di casi con diritto

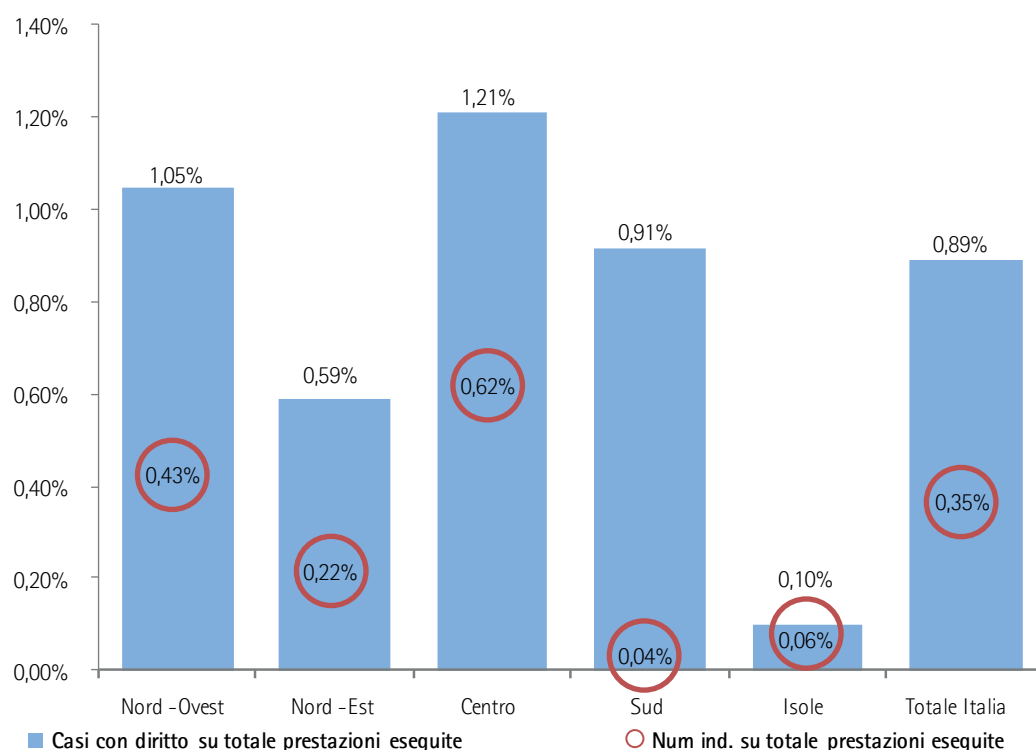
FIG. 5.19

5.19 Totale indennizzato nel 2016 e nel 2017

Euro



²⁹ Nel primo semestre del 2016, a fronte di una apposita richiesta scritta da parte dell'utente, sono stati complessivamente erogati 151.387 euro a titolo di indennizzo. Nel secondo semestre 2016, l'ammontare totale indennizzato automaticamente in bolletta (senza apposita richiesta scritta dell'utente che ha subito un disservizio) successivamente all'entrata in vigore dell'RQSI, pur essendo raddoppiato (313.200 euro), è stato abbastanza contenuto, presumibilmente a causa del lag temporale tra il diritto a ricevere l'indennizzo e l'effettiva corresponsione in bolletta dell'indennizzo medesimo.



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

FIG. 5.20

Casi con diritto all'indennizzo e indennizzi automatici medi per area

TIPOLOGIA D'UTENZA	ANNO 2017					II SEMESTRE 2016		I SEMESTRE 2016
	CASI CON DIRITTO ALL' INDENNIZZO	CASI CON DIRITTO ALL' INDENNIZZO/ UTENZA	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2017	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2016	TOTALE INDENNIZZATO NEL 2017	TOTALE INDENNIZZATO/ UTENZA	TOTALE INDENNIZZATO - II SEM 2016	TOTALE INDENNIZZATO - I SEM 2016
Uso Civile Domestico	337.140	0,026	34.277	109.240	4.048.310	0,31	258.240	125.506
Uso Civile Non Domestico	57.982	0,102	2.213	12.472	385.203	0,68	10.170	11.741
Altri Usi	59.835	0,043	8.877	12.158	571.580	0,41	44.640	14.140
Usi industriali che scaricano in pubblica fognatura	4.759	0,080	1.424	1.662	66.150	1,11	150	
Totale complessivo	459.716	0,030	46.791	135.532	5.071.243	0,34	313.200	151.387

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

all'indennizzo automatico. Si evidenzia quindi un ritardo nell'erogazione degli indennizzi, solo in parte riconducibile alle modalità di accredito dell'indennizzo medesimo (che avviene generalmente con la prima bolletta utile).

Livelli 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 – appare meno soddisfacente

in confronto a quanto emerso relativamente agli standard specifici. Ciò risulta dalla tavola 5.13, nella quale viene fornito il dettaglio delle prestazioni complessivamente eseguite fuori standard dai gestori del panel.

In particolare, solo la metà degli standard analizzati presenta un livello di rispetto pari ad almeno il 90%. Le principali criticità si riscontrano in relazione al tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento, che presenta una percentuale di fuori standard

TAV. 5.12

Indennizzi automatici per tipologia d'utenza

Numero di casi; indennizzi in €

pari a circa il 15%, e ai tempi di esecuzione degli allacci complessi, con percentuali di mancato rispetto superiori in media al 12%. Per quanto riguarda poi il tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione, si vede che anche se la percentuale di fuori standard per il 2017 è inferiore al 10% (8% circa), esso risulta comunque in aumento rispetto al 2016. Con riferimento al medesimo standard, emerge anche come la percentuale di fuori standard per cause imputabili al gestore si attesti significativamente intorno all'85%.

Resta comunque il fatto che la percentuale di fuori standard per il 2017 risulta generalmente in calo rispetto al 2016. I dati mostrano pertanto un miglioramento nel livello del servizio offerto all'utenza specie per quanto concerne alcune tipologie di prestazioni. In particolare, con riferimento all'indicatore relativo al preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato, si rileva che, sebbene

lo standard ad esso associato mostri una percentuale di rispetto inferiore al 90%, la percentuale di fuori standard risulta ridotta di circa la metà rispetto al 2016 (-11,6%). Si rileva altresì che il mancato rispetto dello standard possa essere imputato al gestore solo in minima parte

Nella figura 5.21, sono riportati i dati relativi alle quote di gestioni che rispettano i singoli standard generali previsti dall'Autorità e/o il livello migliorativo garantito in Carta dei servizi. Suddividendo il panel tra adempienti e inadempienti, si rileva che la quota di gestioni che non raggiungono i livelli garantiti in Carta dei servizi risulta per tutti gli standard superiore al 10%, con picchi del 53% di gestioni inadempienti rispetto ai tempi di preavviso in caso di disdetta dell'appuntamento concordato e del 43% rispetto ai tempi per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione.

TAV. 5.13

Prestazioni eseguite fuori standard relativamente agli standard generali

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DAL RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2017	% ENTRO LO STANDARD 2017	% FUORI STANDARD 2017 ^(A)	% FUORI STANDARD 2016	VARIAZIONE FUORI STANDARD TRA 2016 E 2017	% FUORI STD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STD NEL 2017 ^(B)
Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	95%	15.770	88,8%	11,2%	22,8%	-11,6%	35,0%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	90%	9.942	88,0%	12,0%	17,9%	-5,9%	64,7%
Tempo di esecuzione di lavori complessi	90%	7.854	90,6%	9,4%	14,3%	-4,9%	85,0%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	90%	34.091	86,8%	13,2%	17,4%	-4,3%	97,9%
Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	90%	273.783	89,6%	10,4%	11,5%	-1,2%	99,8%
Tempo massimo per l'appuntamento concordato	90%	332.401	92,2%	7,8%	8,6%	-0,8%	84,7%
Tempo massimo di attesa agli sportelli	95%	3.350.554	94,9%	5,1%	5,3%	-0,2%	90,2%
Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	95%	53.091	92,9%	7,1%	5,7%	1,3%	84,9%
Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	90%	64.558	92,3%	7,7%	3,2%	4,6%	86,1%
Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	90%	4.683.764	85,3%	14,7%	-	-	86,4%
Tempo medio di attesa agli sportelli	20 minuti	1.527.641	12,26 minuti		12,17 minuti		

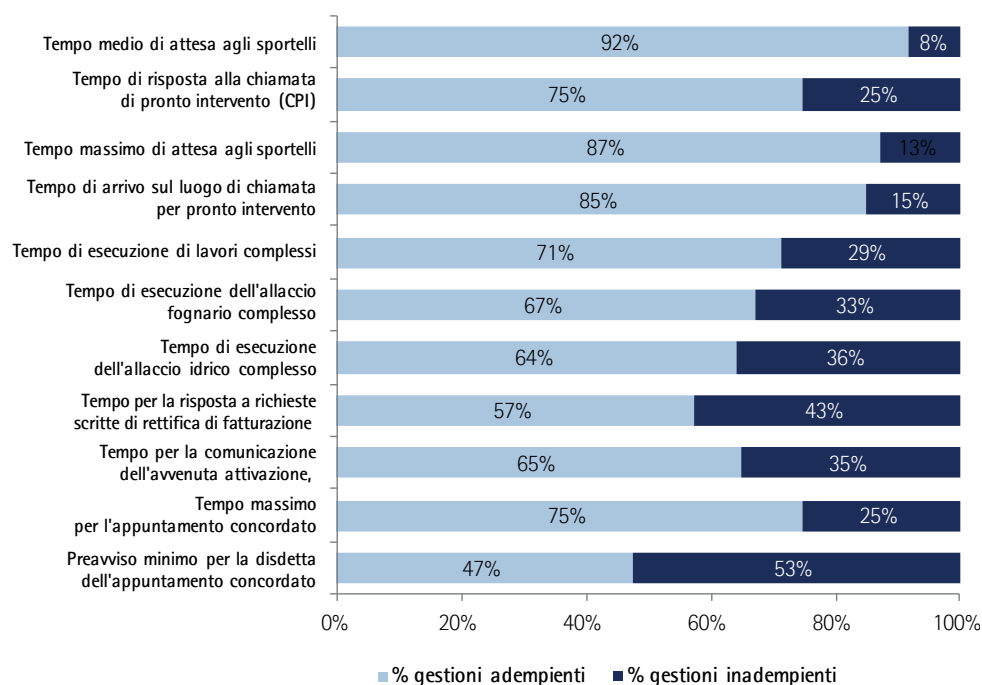
(A) Sono evidenziate in azzurro le prestazioni che non raggiungono lo standard.

(B) Percentuale rapportata al totale fuori standard

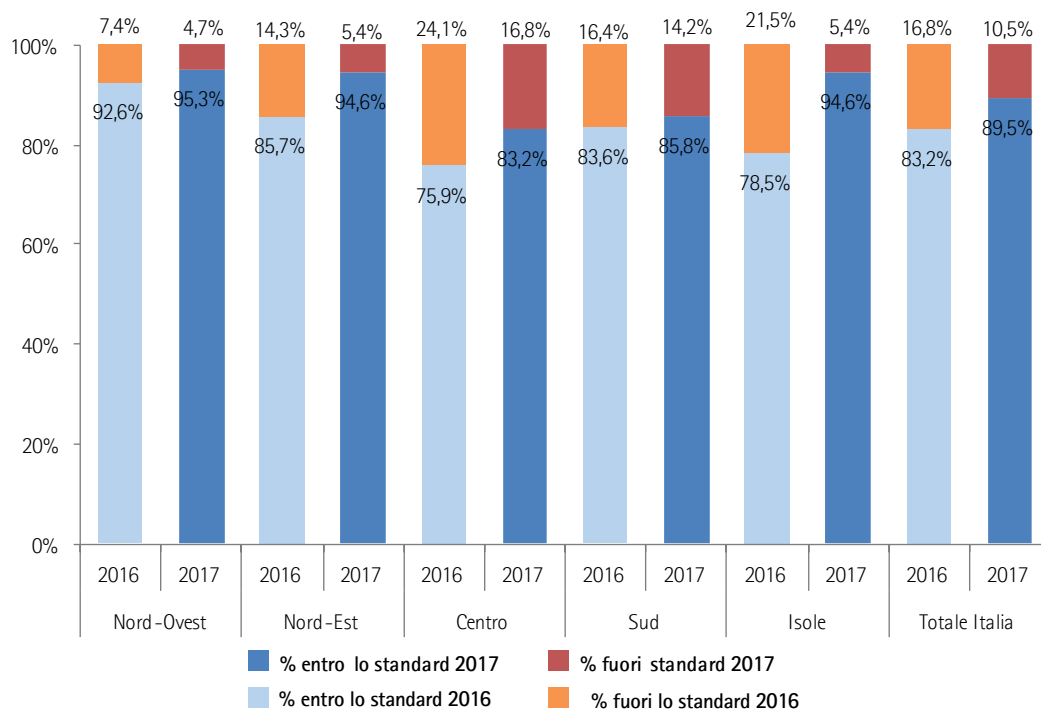
Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Analizzando congiuntamente tale dato con quello della precedente tavola 5.13, è anche emerso che le gestioni di maggiori dimensioni fanno registrare livelli di rispetto degli standard molto più elevati rispetto alle gestioni di minori dimensioni, determinando un incremento della media nazionale.

Nella figura 5.22 vengono riportati i livelli di rispetto degli standard generali, calcolati sul complesso delle prestazioni eseguite con riferimento ai medesimi standard da parte di tutte le gestioni del panel, ripartiti per area geografica. L'analisi viene inoltre effettuata ponendo a confronto i dati della seconda edizione della raccolta con quelli relativi al secondo semestre 2016.



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Analogamente a quanto rilevato in relazione agli standard specifici, emerge un miglior livello del servizio nelle aree del Nord, e in particolare del Nord-Ovest, e un più basso livello di qualità del servizio garantito dalle gestioni del Sud. In questo caso, però, il livello peggiore si registra al Centro, con quasi il 17% delle prestazioni eseguite fuori standard, sebbene in miglioramento rispetto al dato relativo al 2016. Emerge inoltre un buon livello del servizio anche con riferimento alle gestioni delle Isole, dove la percentuale di fuori standard per il 2017 (-5,4%, identica a quella fatta registrare dalle gestioni del Nord-Est) risulta in netto miglioramento rispetto al dato 2016 (21,5% delle prestazioni eseguite fuori standard).

Standard migliorativi e standard aggiuntivi offerti all'utenza

Di seguito si analizzano 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.

Per quanto attiene all'offerta di standard migliorativi, dall'analisi dei dati si evince che 31 gestioni hanno offerto all'utenza standard specifici e/o generali migliorativi. Nella figura 5.23 si riportano,

suddivise per area geografica, le percentuali di popolazione residente servita da almeno uno standard migliorativo.

Si rileva che, complessivamente, al 27,5% della popolazione italiana è stato offerto almeno uno standard di qualità migliorativo rispetto a quelli fissati dall'Autorità e che le gestioni che offrono tali incrementi nel livello del servizio sono localizzate prevalentemente nell'area del Centro, dove al 73% circa della popolazione residente è garantito almeno uno standard migliorativo.

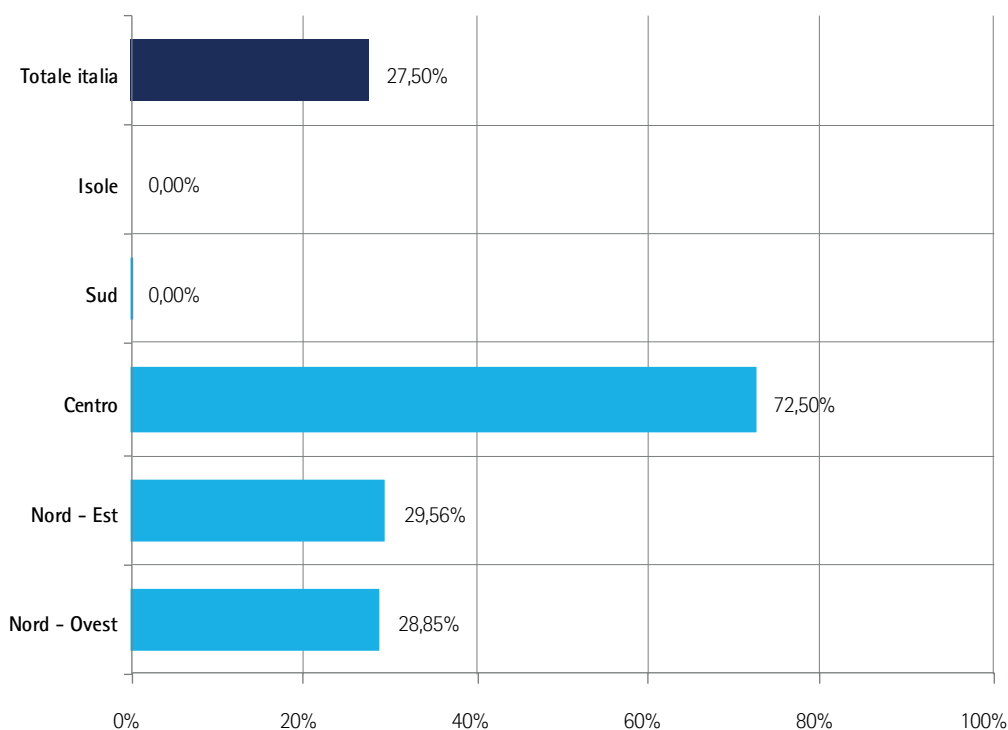
In totale sono stati proposti all'utenza 237 standard migliorativi, sostanzialmente riconducibili alla riduzione dei tempi nell'esecuzione di una determinata tipologia di prestazione; in particolare, è stata garantita in 18 casi (circa il 7,6%) una riduzione del tempo di risposta al reclamo, in 16 casi (circa il 7%) una riduzione del tempo di risposta scritta alla richiesta di informazioni e in 12 casi (circa il 5%) una riduzione del tempo medio di attesa agli sportelli.

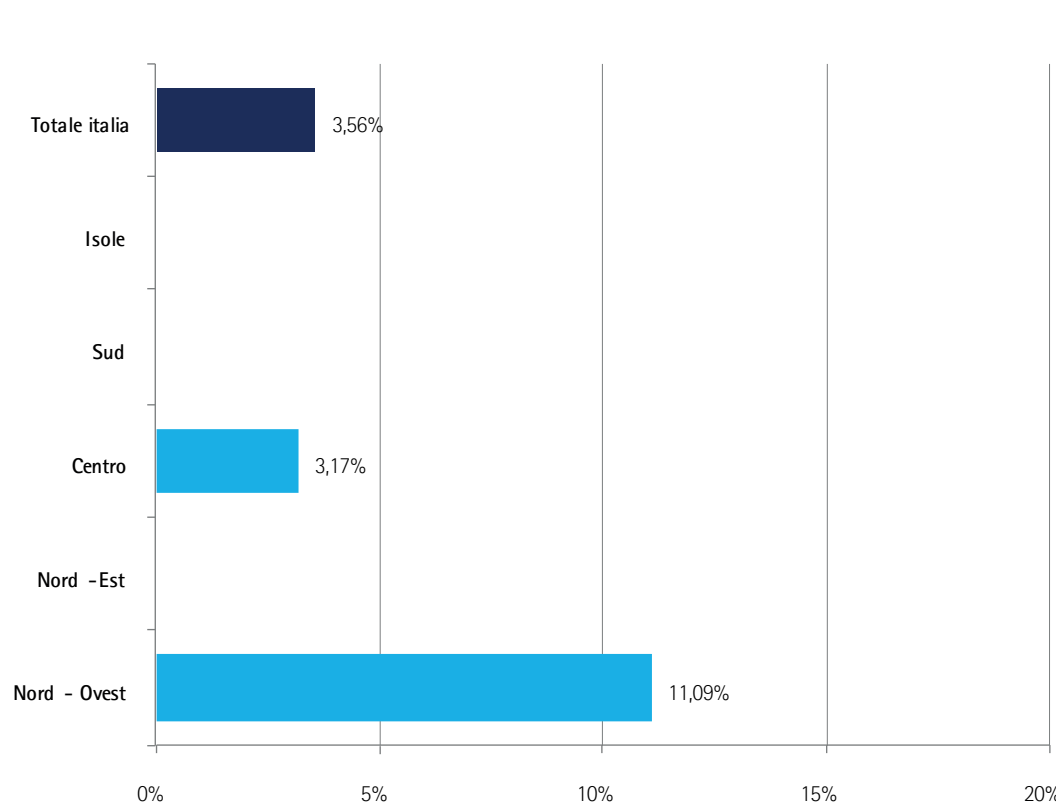
In media le 31 gestioni del panel analizzato hanno garantito all'utenza circa 8 standard migliorativi.

Nella figura 5.24 si riportano le percentuali di popolazione residente italiana, suddivise per area, servita da almeno uno standard aggiuntivo. Esse fanno emergere che gli operatori del Sud e delle Isole, analogamente a quelli localizzati nel Nord-Est, non offrono

FIG. 5.23

Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area





Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

FIG. 5.24

Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area

standard aggiuntivi, mentre a circa l'11% della popolazione del Nord-Ovest è offerto almeno uno standard aggiuntivo. In particolare, sono stati fissati standard di qualità per i casi di errata chiusura dell'utenza per morosità, per quelli relativi alla durata di interruzione programmata della fornitura nonché per eventuali mancate letture del misuratore imputabili al gestore.

Complessivamente, meno del 4% della popolazione italiana beneficia di almeno uno standard aggiuntivo di qualità, contro il 12% circa risultante dall'analisi dei dati relativi alla precedente edizione della raccolta (secondo semestre 2016). Il livello più elevato del 2016 era tuttavia dovuto al fatto che alcuni gestori operanti nel Nord-Est e al Centro avevano anticipato al secondo semestre 2016 l'applicazione degli standard di qualità previsti dall'Autorità in tema di servizi telefonici³⁰.

Avvio e cessazione del rapporto contrattuale

Di rilievo sono i risultati di un'analisi condotta sui livelli di rispetto degli standard previsti in tema di avvio e cessazione del rapporto contrattuale, suddivisi tra standard inerenti la preventivazione

degli allacci, standard inerenti i lavori necessari alla loro successiva realizzazione e standard più propriamente afferenti al contratto di fornitura. L'analisi è stata effettuata aggregando i risultati ottenuti complessivamente da tutti i gestori del panel relativamente ai tempi di esecuzione delle prestazioni e offre un raffronto con i livelli raggiunti nel secondo semestre 2016.

Con riferimento ai tempi di preventivazione, questi ultimi sono stati distinti dall'RQSII tra allacciamento idrico e allacciamento fognario e ulteriormente distinti sulla base della necessità di effettuare o meno un sopralluogo. Vengono considerati ai fini della presente disamina anche i livelli registrati per i tempi di preventivazione di lavori diversi dagli allacciamenti, parimenti distinti sulla base della necessità di effettuare o meno un sopralluogo. Prima di descrivere i risultati dell'analisi, riportati nella seguente figura 5.25, si ricorda che i livelli previsti dall'RQSII sono:

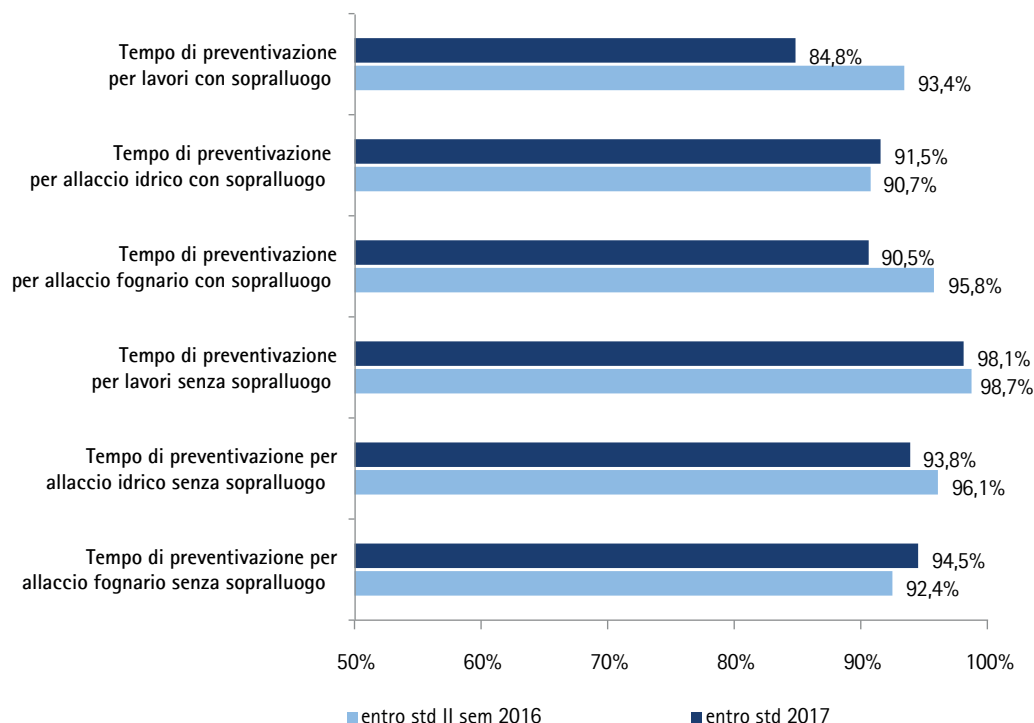
- 10 giorni lavorativi per tutti i preventivi senza sopralluogo;
- 20 giorni lavorativi per tutti i preventivi con sopralluogo.

Per gli indicatori relativi alla preventivazione, si rileva un generalizzato decremento dei livelli di rispetto degli standard tra il secondo

³⁰ Secondo le disposizioni recate dalla delibera 655/2015/R/Ildr, gli standard minimi di qualità in materia di servizi telefonici si applicano a partire dall'1 gennaio 2017.

FIG. 5.25

Rispetto degli standard su preventivazione di lavori e allacci nel 2016 e nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

semestre 2016 e l'anno 2017; fanno tuttavia eccezione gli standard relativi ai tempi di preventivazione dell'allacciamento idrico con sopralluogo e dell'allacciamento fognario senza sopralluogo.

Approfondendo le motivazioni legate ai due decrementi principali, registrati per il tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo (-8,6%) e per il tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo (-5,3%), emerge che tali decrementi conseguono dal mancato raggiungimento dello standard da parte di alcune gestioni del Centro, che hanno fissato uno standard migliorativo eccessivamente sfidante (15 giorni in luogo di 20), e di alcuni gestori delle Isole non presenti nel panel dello scorso anno. Tuttavia, per tali indicatori il ritardo nell'esecuzione del preventivo non risulterebbe, nella maggioranza dei casi e sulla base di quanto dichiarato, imputabile al gestore.

La fase di avvio del rapporto contrattuale prosegue con l'esecuzione degli allacci, che l'RQSII ha distinto tra allacciamento idrico e allacciamento fognario in considerazione della sostanziale diversità dell'intervento da effettuare, nonché sulla base della complessità del

lavoro, individuandone due tipologie: il lavoro semplice e il lavoro complesso, definiti puntualmente dal medesimo RQSII³¹. Come per la fase di preventivazione, vengono considerati ai fini della presente analisi anche i livelli registrati per i tempi di esecuzione di lavori diversi dagli allacciamenti, sulla base della necessità di effettuare un lavoro semplice o complesso. I livelli previsti dal RQSII per gli standard descritti in figura 5.26, espressi in giorni lavorativi, sono:

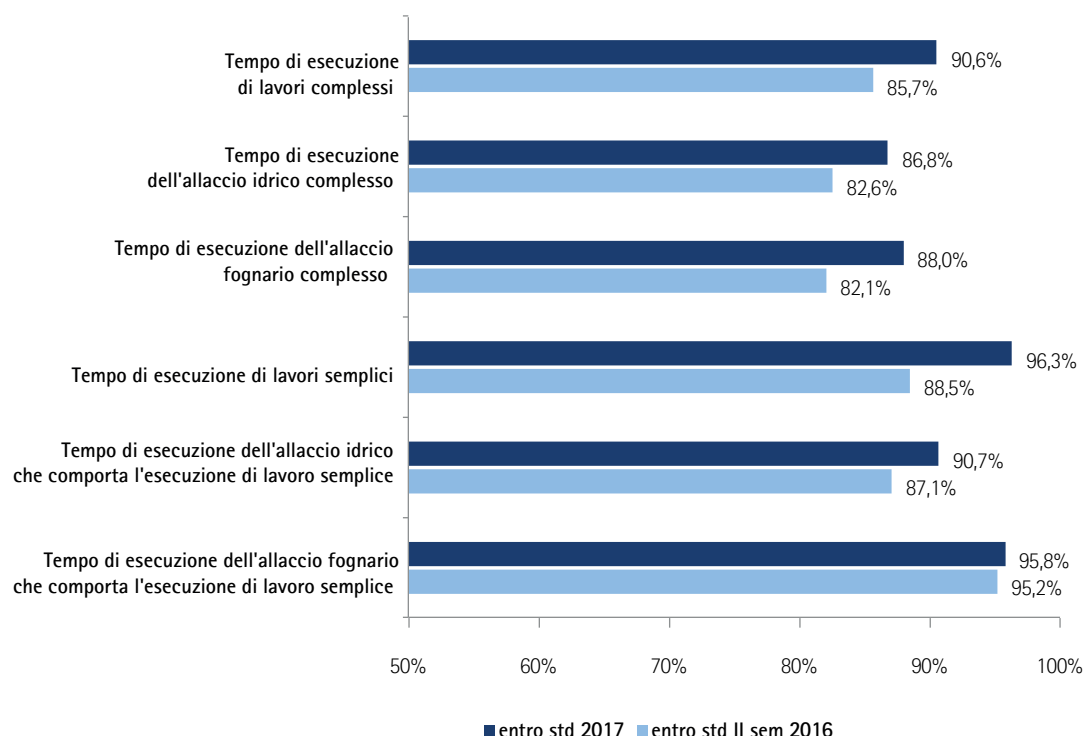
- 10 giorni per l'esecuzione di lavori semplici, 15 giorni per gli allacci idrici semplici e 20 giorni per gli allacci fognari semplici (cui sono legati standard specifici);
- 30 giorni per tutti gli allacci e lavori complessi (cui sono legati standard generali – livello minimo di rispetto delle tempistiche pari al 90%).

I livelli di rispetto degli standard relativi agli allacciamenti e ai lavori semplici sono più elevati rispetto a quelli degli allacciamenti e dei lavori complessi. Tra questi ultimi, in particolare, solo l'indicatore tempo di esecuzione di lavori complessi supera in media il livello previsto dal RQSII (90%).

³¹ Si ricorda che all'art. 1 dell'RQSII il lavoro semplice viene 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"; il lavoro complesso viene in via residuale definito come "la prestazione di lavori, da eseguire su richiesta dell'utente finale, non riconducibile alla tipologia di lavoro semplice".

FIG. 5.26

Rispetto degli standard sull'esecuzione di lavori e allacci nel 2016 e nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

Confrontando i dati tra i due periodi presi in considerazione (secondo semestre 2016 e 2017), contrariamente a quanto evidenziato dagli indicatori relativi alla preventivazione, per la fase di esecuzione si registra un sostanziale miglioramento della *performance* in termini di rispetto degli standard tra il 2016 e il 2017; tale miglioramento è mediamente pari a circa il 5%.

Concentrando ora l'attenzione sulle fasi di avvio effettivo del rapporto contrattuale e della successiva cessazione, nella figura 5.27 vengono descritti, con riferimento al secondo semestre 2016 e al 2017, i livelli di rispetto degli standard specifici relativi alle tempistiche massime previste dal RQSII per tali fasi, pari a:

- 5 giorni lavorativi per il tempo di attivazione della fornitura, per il tempo di esecuzione della voltura e per il tempo di riattivazione o subentro senza modifiche alla portata del misuratore;
- 10 giorni lavorativi per il tempo di riattivazione o subentro con modifiche alla portata del misuratore;
- 2 giorni feriali per il tempo di riattivazione in seguito a disattivazione per morosità;
- 7 giorni lavorativi per il tempo di disattivazione della fornitura.

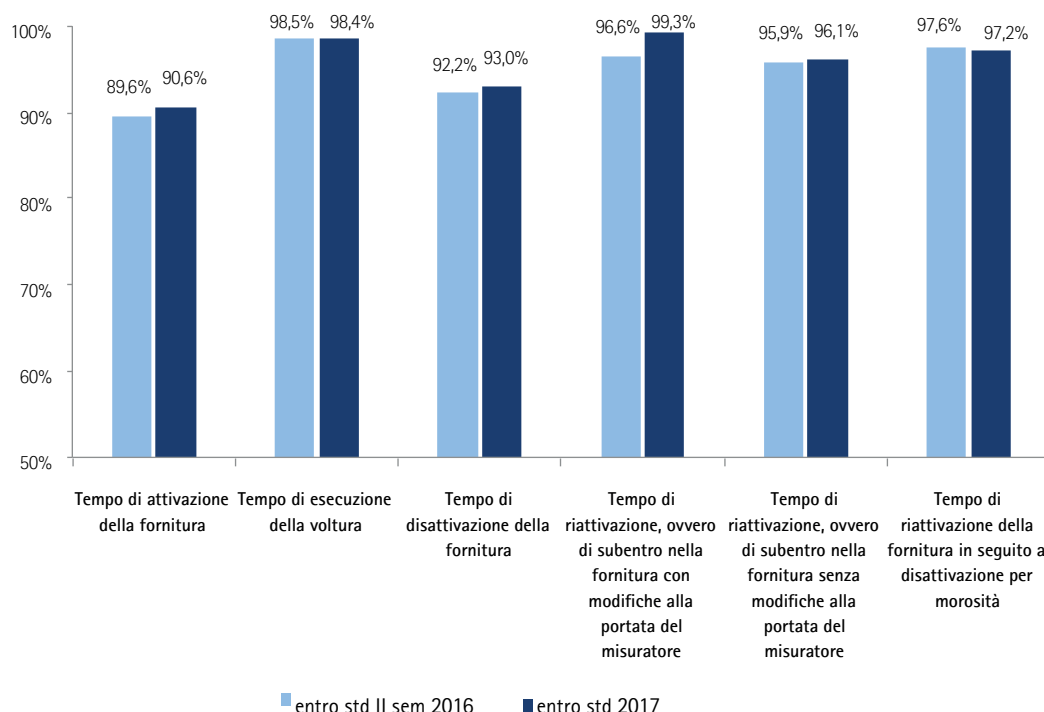
L'avvio del rapporto contrattuale può perfezionarsi tramite l'attivazione di una nuova fornitura (in seguito all'esecuzione di un nuovo allacciamento), tramite il cambio di intestazione di un punto di consegna attivo (voltura) o mediante la riattivazione o il subentro di un punto di consegna esistente ma in precedenza disattivato. Come evidenziato dalla figura 5.27, per gli standard relativi alla fase di avvio del rapporto contrattuale si registrano livelli di rispetto molto elevati (compresi tra il 96,1% e il 99,3%), fatta eccezione per il tempo di attivazione della fornitura, che nel 2017 è avvenuta fuori standard nel 9,4% dei casi.

Per quanto attiene alla chiusura del rapporto contrattuale, e più precisamente con riferimento allo standard relativo al tempo di disattivazione della fornitura, si rilevano margini di miglioramento, dato che il livello di rispetto dello standard raggiunge nel 2017 il 93%.

Il confronto con i livelli registrati nel secondo semestre 2016 permette di evidenziare ancora un generale miglioramento dei livelli di rispetto degli standard riguardanti l'avvio e la chiusura del rapporto contrattuale nel corso del 2017, fatta eccezione per il tempo di riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità, che invece mostra una lieve flessione (-0,4%).

FIG. 5.27

Rispetto degli standard su avvio e cessazione del rapporto contrattuale nel 2016 e nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

Gestione del rapporto contrattuale – Standard relativi alla fatturazione

Con l'RQSII l'Autorità ha introdotto obblighi di servizio e standard di qualità volti a incrementare la regolarità degli importi mediamente fatturati e la consapevolezza dell'utenza circa gli stessi; in particolare sono stati introdotti i seguenti standard minimi:

- periodicità minima di fatturazione (nel senso di numero minimo di bollette nell'anno, proporzionato ai consumi medi);
- periodo di riferimento della fattura (coerente con la periodicità di fatturazione);
- tempo per l'emissione della fattura (tempo intercorrente tra la fine del periodo di riferimento e il giorno di emissione).

Incrementando la frequenza (periodicità) al crescere dei consumi, infatti, e assicurando la regolarità del periodo di riferimento e la vicinanza dello stesso (tempo per l'emissione) al momento in cui l'utente riceve la bolletta, si permette una più agevole gestione delle somme dovute, contenendo il rischio morosità.

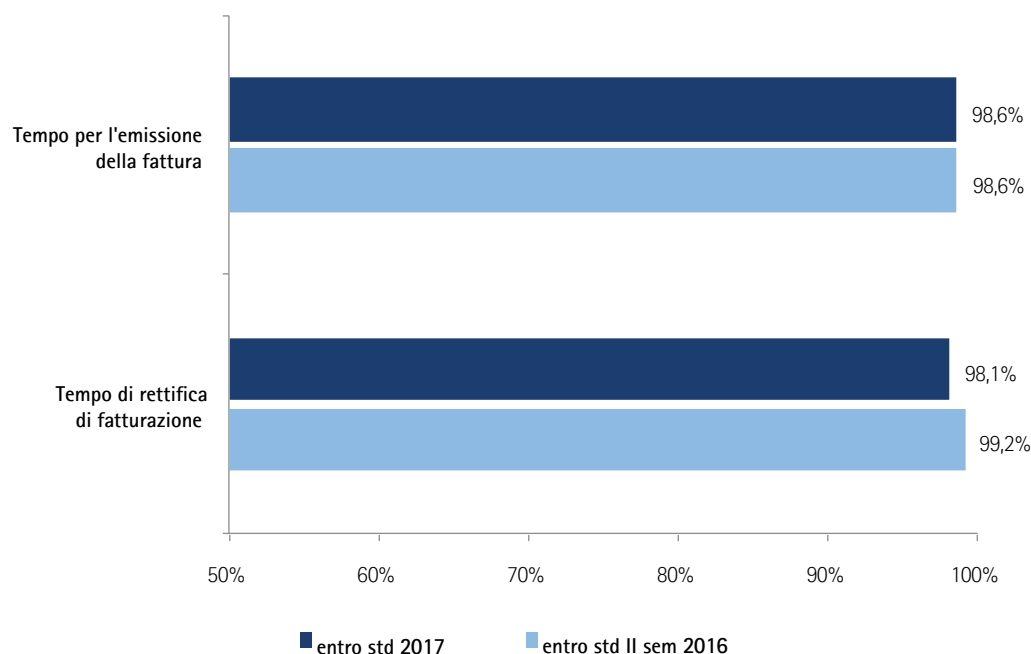
L'Autorità ha inoltre fissato due standard relativi alla rettifica di fatturazione volti a garantire chiarezza e tempestività nei casi in cui l'utente riscontri errori negli importi addebitati: 30 giorni per inviare

una comunicazione scritta all'utente, con gli esiti delle verifiche effettuate, e 60 giorni per riaccreditare le somme non dovute. Dei due, in questo paragrafo, viene analizzato il tempo per la rettifica, mentre il tempo per l'invio della risposta alla richiesta di rettifica viene trattato nel successivo paragrafo dedicato, per l'appunto, alle risposte scritte alle richieste dell'utente.

Nella figura 5.28 viene descritto il livello di rispetto degli indicatori del tempo per l'emissione della fattura (da emettere entro il quarantacinquesimo giorno successivo al termine del periodo di riferimento della fattura) e del tempo per la rettifica di fatturazione. Per entrambi gli indicatori si evidenzia un elevato livello di rispetto dello standard garantito all'utenza. Il tempo per l'emissione della fattura è stabile tra il secondo semestre 2016 e l'anno 2017 (98,6%) mentre il tempo di rettifica di fatturazione mostra una lieve flessione pari all'1,1%, con il 98,1% delle rettifiche effettuate nel 2017 entro il sessantesimo giorno.

Di particolare interesse risulta l'andamento dell'indicatore della periodicità di fatturazione, che l'Autorità ha differenziato per fasce di consumo medio annuo, prevedendo una periodicità minima:

- semestrale per consumi medi fino a 100 m³/anno;

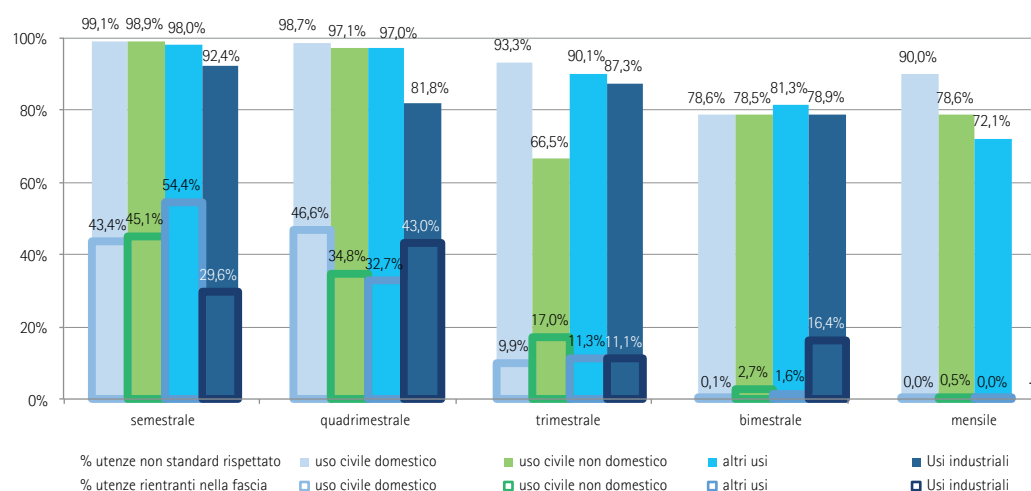


Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

- quadrimestrale per consumi medi compresi tra 101 e 1000 m³/anno;
- trimestrale per consumi medi compresi tra 1001 e 3000 m³/anno;
- bimestrale per consumi medi superiori a 3000 m³/anno.

Nella figura 5.29 vengono presentati i livelli di rispetto dello standard associato al menzionato Indicatore, differenziandoli per

tipologia d'uso. In ciascun istogramma, riferito al livello di rispetto per una data periodicità garantita e una data tipologia d'uso, viene rappresentata anche la quota di utenze che, sulla base dei consumi medi, ha diritto alla data periodicità minima di fatturazione. Nella stessa figura 5.29 è rappresentato anche il livello di rispetto della periodicità mensile, che un solo gestore prevede quale standard migliorativo per i consumi medi superiori a 3000 m³/anno.



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

Per tutte le tipologie di utenza si evidenzia un andamento decrescente dei livelli di rispetto dello standard al crescere della periodicità di fatturazione garantita.

Gli usi civili domestici mostrano livelli di rispetto dello standard più elevati per tutte le frequenze di fatturazione, fatta eccezione per la fascia bimestrale, nella quale però rientra solo lo 0,1% di tali utenze; il 90% delle utenze civili domestiche, infatti, ha diritto a una periodicità minima semestrale o quadrimestrale (rispettivamente 43,4% e 46,6%), che viene rispettata nella quasi totalità dei casi. Si registrano, per contro, bassi livelli di rispetto per la fascia bimestrale, per la quale tutte le tipologie di utenza, ad eccezione degli "altri usi", non raggiungono l'80%.

Gestione del rapporto contrattuale – Appuntamenti, misuratori e pronto intervento

Nella gestione del rapporto contrattuale, l'utente può avere la necessità di fissare un appuntamento con il gestore per effettuare verifiche sugli impianti, ad esempio sul misuratore, o ricevere preventivi per eventuali lavori. L'Autorità ha individuato con l'RQSII tre differenti indicatori relativi agli appuntamenti, cui sono legati i seguenti livelli minimi di qualità:

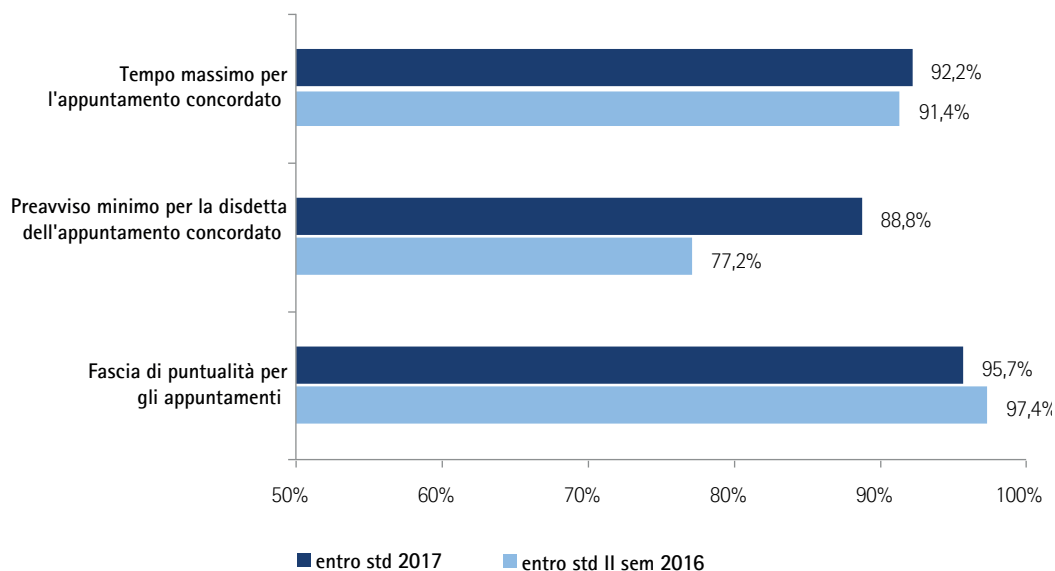
- tempo massimo per l'appuntamento concordato pari a 7 giorni, da rispettare in almeno il 90% dei casi;
- preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato non inferiore a 24 ore, da rispettare in almeno il 95% dei casi;
- fascia di puntualità per gli appuntamenti, non superiore a 3 ore.

I livelli di rispetto degli standard associati a tali indicatori, registrati nel secondo semestre 2016 e nel 2017, sono esposti nella figura 5.30. La fascia di puntualità per gli appuntamenti mostra livelli di rispetto dello standard elevati, pari al 95,7%, pur mostrando una leggera flessione rispetto al secondo semestre 2016 (97,4%). Per contro, si registrano livelli non soddisfacenti per il preavviso minimo di disdetta dell'appuntamento concordato, che nell'11,2% dei casi è stato comunicato nelle ultime 24 ore antecedenti l'appuntamento (contro il 5% massimo previsto dallo standard generale, oltre il quale lo stesso è considerato non rispettato). Tuttavia, per tale indicatore, si registra un notevole miglioramento rispetto al secondo semestre 2016, quando il preavviso all'utenza era stato comunicato nelle ultime 24 ore nel 22,8% dei casi.

Ponendo l'attenzione alle problematiche tecniche che si possono verificare per insufficienza di pressione o malfunzionamenti del

FIG. 5.30

Rispetto degli standard sugli appuntamenti nel 2016 e 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

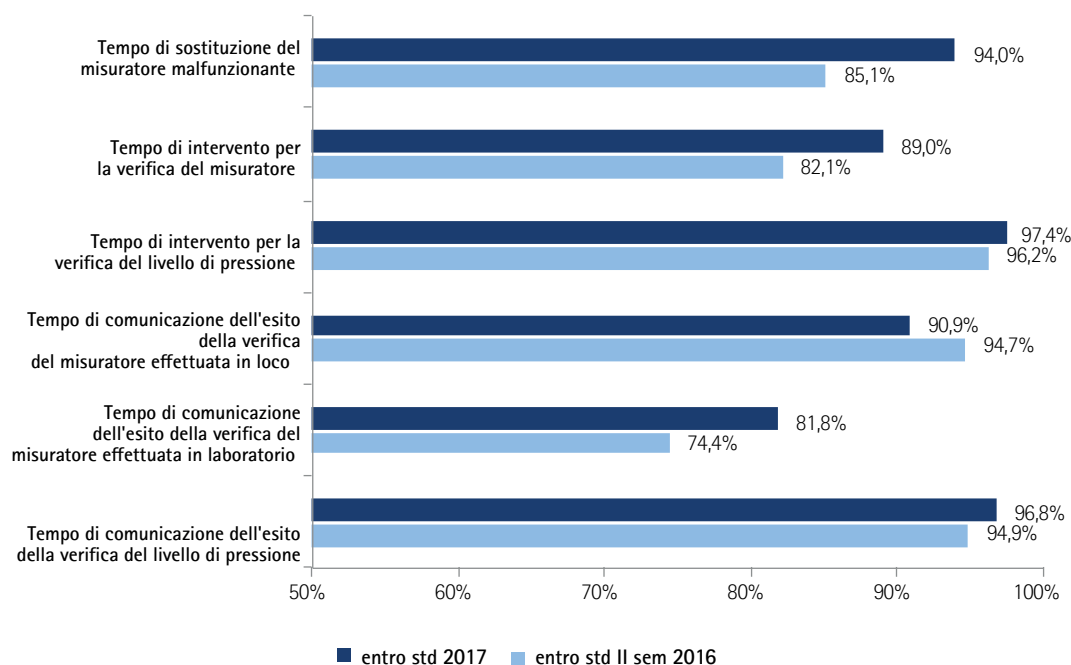


FIG. 5.31

Rispetto degli standard su misuratori e livello di pressione nel 2016 e nel 2017

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

misuratore, si ricorda che l'RQSII ha previsto livelli minimi che i gestori devono garantire all'utenza per le tempistiche sia di intervento sia di comunicazione, e precisamente:

- 10 giorni lavorativi per intervenire in caso di richiesta di verifica del misuratore o del livello di pressione;
- 10 giorni lavorativi per comunicare l'esito delle suddette verifiche (30 in caso di verifica del misuratore in laboratorio);
- 10 giorni lavorativi per la sostituzione del misuratore non funzionante.

Anche con riferimento a tali indicatori si è rilevato un generale incremento della *performance* in termini di rispetto degli standard garantiti tra il secondo semestre 2016 e il 2017 (Fig. 5.31). Fa eccezione il livello medio espresso per l'indicatore del tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco, con un decremento pari al 3,8% (dal 94,7% al 90,9%). Con riferimento all'indicatore previsto per la comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio, si registra un livello elevato di mancato rispetto, che supera il 18% nel 2017. Tuttavia tale indicatore mostra anche un miglioramento sostanziale rispetto al secondo semestre 2016, periodo nel quale il mancato rispetto dello standard superava il 25%.

Si evidenzia, per contro, un elevato grado di rispetto degli standard previsti per la verifica del livello di pressione, sia per quanto riguarda i tempi di intervento per la verifica (97,4%), sia per quanto riguarda i tempi di comunicazione dell'esito della stessa (96,8%).

L'RQSII ha previsto due ulteriori standard generali in relazione al pronto intervento, in particolare:

- "tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento in caso di pericolo" ³² (3 ore per almeno il 90% dei casi);
- "tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento" (120 secondi per almeno il 90% delle chiamate).

Nella figura 5.32 vengono descritti i livelli raggiunti nel 2017 dai citati standard. Il raffronto con il dato relativo al secondo semestre 2016 è stato effettuato solo per il tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento, poiché lo standard relativo al servizio telefonico di pronto intervento è entrato in vigore a partire dall'1 gennaio 2017. Quest'ultimo mediamente mostra un livello di rispetto inferiore a quello previsto dallo standard, visto che quasi il 15% delle chiamate ha ricevuto risposta dall'operatore oltre il centoventesimo secondo.

Anche l'indicatore relativo al tempo medio di arrivo sul luogo di chiamata non riesce a raggiungere lo standard del 90% (ma solo per lo

³² Come previsto dall'art. 33 dell'RQSII, lo standard sul tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento trova applicazione solo per le seguenti casistiche: a) fuoriuscite di acqua copiose, ovvero anche lievi con pericolo di gelo; b) alterazione delle caratteristiche di potabilità dell'acqua distribuita; c) guasto o occlusione di condotta o canalizzazione fognaria; d) avvio di interventi di pulizia e spurgo a seguito di esondazioni e rigurgiti. Per gli altri casi non di pericolo, molte Carte dei servizi prevedono tempistiche garantite ma meno stringenti.

0,4%) e mostra inoltre un lieve miglioramento rispetto al livello registrato nel secondo semestre 2016 (+1,1%).

Punti di contatto - Sportello fisico e telefonico

Al fine di favorire la comunicazione tra utente e gestore, l'Autorità ha previsto con l'RQSII precisi obblighi relativamente alla diffusione minima e agli orari di apertura degli sportelli fisici, nonché appositi standard di qualità per i tempi di attesa. In particolare, sono stati previsti i seguenti standard di tipo generale:

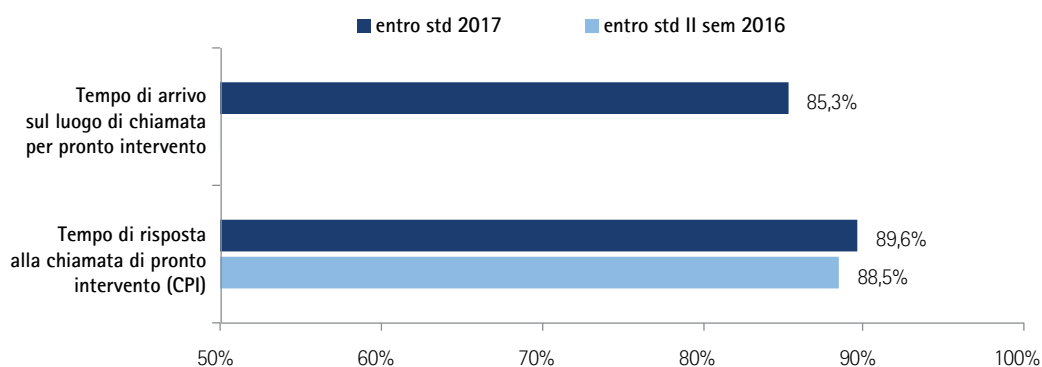
- tempo medio di attesa pari a 20 minuti;

- tempo massimo di attesa pari a 60 minuti (nel 95% dei casi).

Nel secondo semestre 2016 e nel 2017, entrambi gli standard mostrano livelli stabili (Fig. 5.33). In più, il tempo medio di attesa risulta essere abbondantemente al di sotto del livello massimo consentito (è infatti pari a circa 12,2 minuti con riferimento alle annualità considerate), mentre poco più del 5% degli utenti è stato accolto allo sportello dopo aver atteso oltre sessanta minuti. La stabilità dei livelli di questi due standard sembrerebbe indicare anche la stabilità degli accessi agli sportelli fisici e quindi del grado di preferenza per questo canale di contatto.

FIG. 5.32

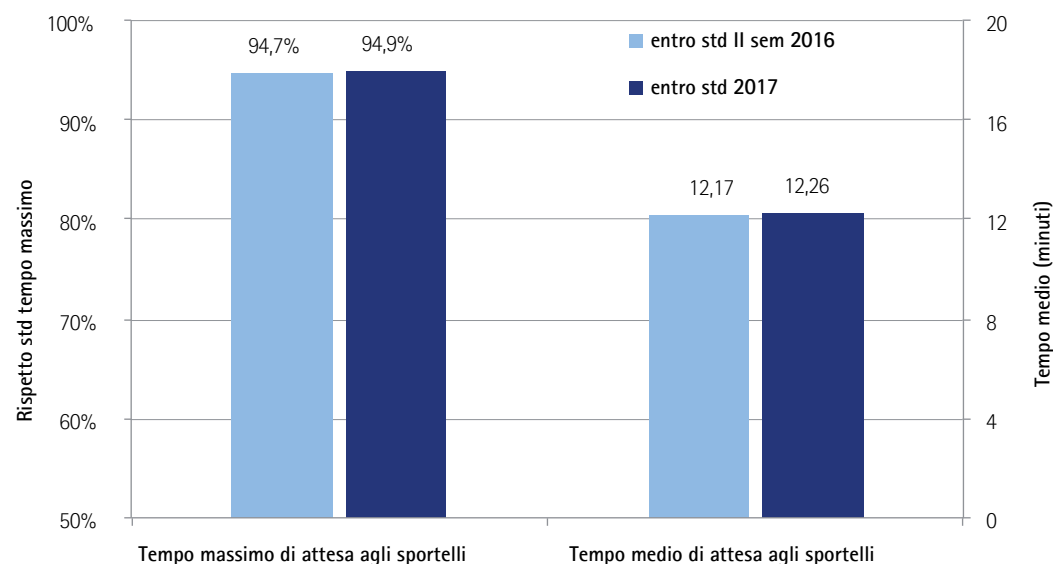
Rispetto degli standard sul pronto intervento nel 2016 e nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

FIG. 5.33

Rispetto degli standard sui tempi di attesa agli sportelli nel 2016 e nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

In coerenza con i settori dell'energia elettrica e del gas, con l'RQ-SII sono stati introdotti obblighi riguardanti il servizio telefonico di assistenza all'utenza, prevedendo che esso sia organizzato come call center in grado di registrare le *performance* riguardanti i tre standard di qualità contrattuale previsti:

- accessibilità al servizio telefonico (AS), pari al rapporto tra il tempo in cui almeno una linea è libera e il tempo complessivo di apertura del call center con operatore. L'indicatore AS deve essere pari o superiore al 90%;
- tempo medio di attesa (TMA), pari al tempo intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata con 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. L'indicatore TMA deve essere al massimo pari a 240 secondi;
- livello del servizio telefonico (LS), pari al rapporto tra il numero di chiamate degli utenti che hanno parlato con un operatore e il numero di chiamate degli utenti che hanno richiesto di parlare con operatore o che sono state reindirizzate dai sistemi automatici a un operatore. L'indicatore LS deve essere pari o superiore all'80%.

Ciascuno dei tre standard è verificato mensilmente e si considera rispettato se la verifica è superata per almeno 10 mesi su 12³³.

Nella figura 5.34 sono riportati gli esiti dell'analisi sui livelli di rispetto degli standard dei servizi telefonici, effettuata per area geografica. In particolare, viene riportata con istogrammi più larghi la percentuale di popolazione servita dai gestori del panel che hanno rispettato lo standard e, con istogrammi più sottili, la percentuale di gestioni che ha rispettato lo standard.

L'analisi permette di evidenziare che:

- la percentuale di gestioni del campione è stabilmente inferiore rispetto alla quota di popolazione del campione, evidenziando che le gestioni che mostrano *performance* migliori sono quelle di più grandi dimensioni, verosimilmente attrezzate con call center migliori;
- lo standard più difficile da rispettare risulta essere quello del livello del servizio telefonico, dato che in media il 75% circa della popolazione del panel è servita da un gestore che riesce a rispettarlo; per contro lo standard del tempo medio di attesa risulta più facilmente raggiungibile, dato che risulta rispettato per quasi il 90% della popolazione del panel;

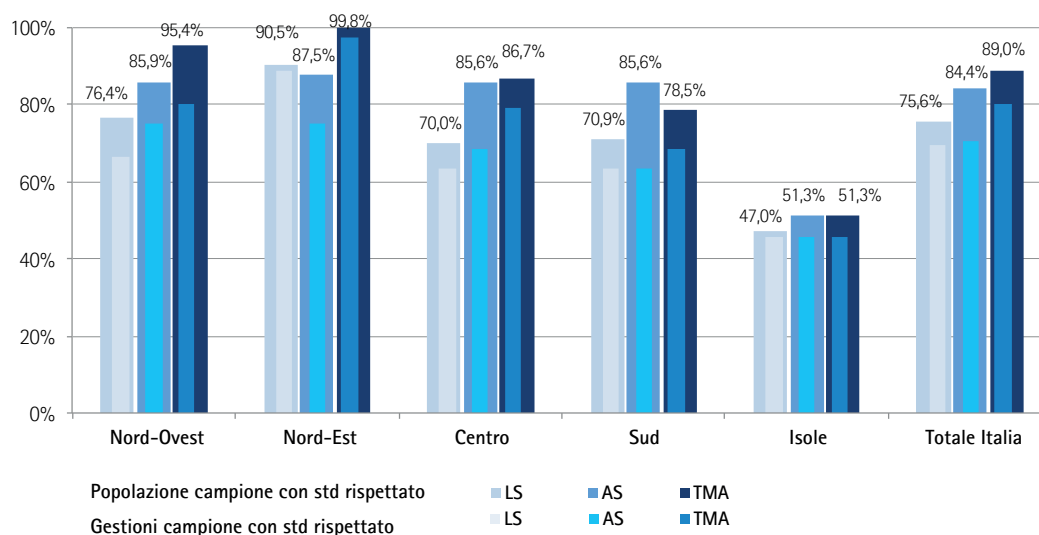


FIG. 5.34

Rispetto dello standard sul Call center nel 2016 e nel 2017

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSI

³³ Con riferimento ai gestori che, avendo ottenuto ai sensi dell'art. 3.2 della delibera 655/2015/R/idr la deroga dall'applicazione delle disposizioni in materia di qualità contrattuale, hanno applicato l'RQSI a partire dal 1 luglio 2017, lo standard è stato considerato rispettato se la verifica è stata superata per almeno 5 mesi su 6.

- con riferimento alla distribuzione geografica, i gestori delle Isole mostrano livelli poco soddisfacenti di rispetto degli standard (appena il 50% circa) mentre al Nord-est si registrano i livelli più elevati; al riguardo, si evidenzia che il Nord-Est è l'unica area nella quale lo standard del livello del servizio telefonico mostra un buon grado di rispetto (90,5% della popolazione è servita da un gestore che rispetta lo standard) e dove lo standard del tempo medio di attesa risulta rispettato nella quasi totalità dei casi.

Risposte alle richieste scritte

Con riferimento alle risposte alle richieste scritte dell'utenza, con l'RQSII sono stati confermati i livelli minimi previsti dal DPCM 29 aprile 1999, prevedendo per i reclami e le richieste scritte di informazioni uno standard specifico pari a 30 giorni; è stato inoltre introdotto uno standard di tipo generale per il tempo di risposta alla rettifica di fatturazione, da inviare all'utenza entro 30 giorni in almeno il 90% dei casi.

I tre indicatori considerati mostrano una contrazione dei livelli di rispetto nell'arco temporale considerato (Fig. 5.35). Nel 2017, infatti,

il 90,7% dei reclami ha trovato risposta entro il trentesimo giorno (contro il 95,1% di casi di rispetto del secondo semestre 2016), mentre le richieste scritte di informazioni cui è stata data risposta entro il trentesimo giorno risultano pari al 93,9% del totale nel 2017 (contro il 98% nel secondo semestre 2016). Solo il tempo di risposta alle richieste scritte di rettifica di fatturazione mostra una contrazione più contenuta, passando dal 94,3% di rispetto del 2016 al 92,9% del 2017.

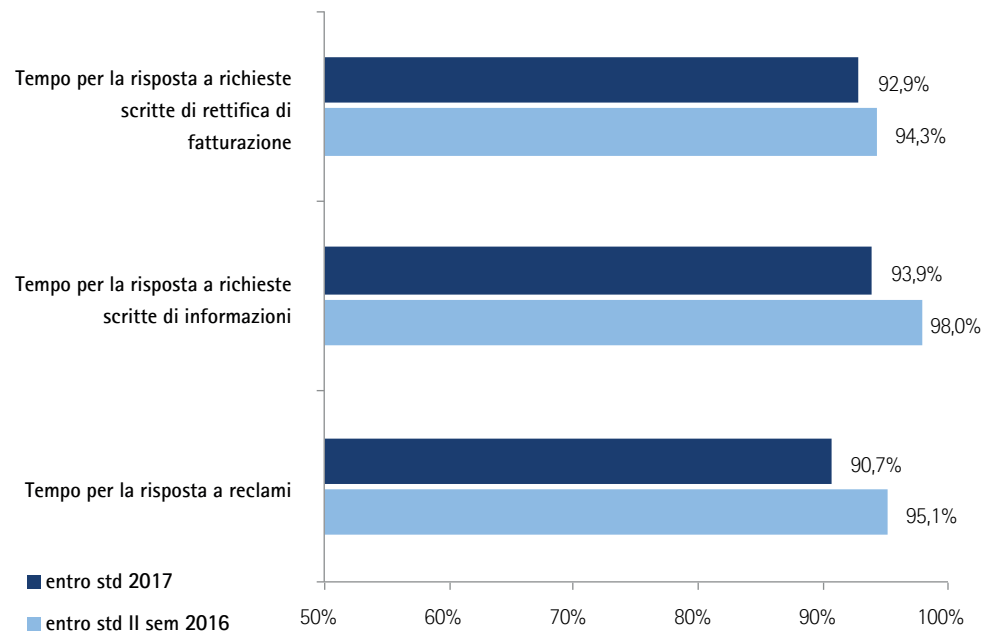
Il conseguente approfondimento dell'analisi ha puntato sulla disaggregazione per area geografica dei livelli di rispetto dei singoli indicatori.

Con riferimento al tempo di risposta ai reclami (Fig. 5.36) emerge che, in un quadro piuttosto differenziato, il Sud si distingue per un peggioramento della *performance* molto accentuato, dal 99,2% del 2016 al 71,8% nel 2017, che pesa molto nella riduzione del livello di rispetto dell'intero campione³⁴.

Anche con riferimento al tempo di risposta alle richieste scritte di informazioni (Fig. 5.37), emerge un quadro differenziato tra le diverse aree geografiche. Per tale indicatore, la media nazionale è abbassata dal peggioramento della *performance* del Centro³⁵.

FIG. 5.35

Rispetto degli standard sulle risposte scritte nel 2016 e nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

³⁴ In particolare uno dei principali gestori del Sud ha evidenziato un notevole calo della *performance* in relazione ai reclami scritti.

³⁵ Il risultato del Centro è fortemente influenzato dalla *performance* negativa nel 2017 di alcune gestioni di dimensioni rilevanti, un paio delle quali aveva fissato uno standard migliorativo, evidentemente eccessivamente sfidante, come già riscontrato per gli standard relativi alla preventivazione di lavori e allacci.

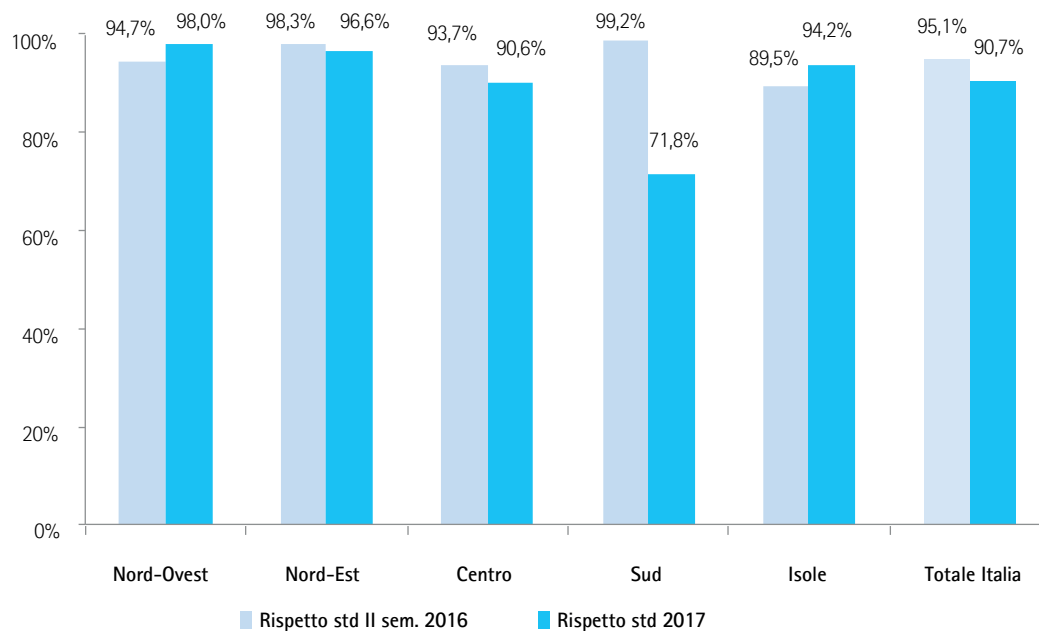


FIG. 5.36

Rispetto dello standard sulla risposta ai reclami per area nel 2016 e nel 2017

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

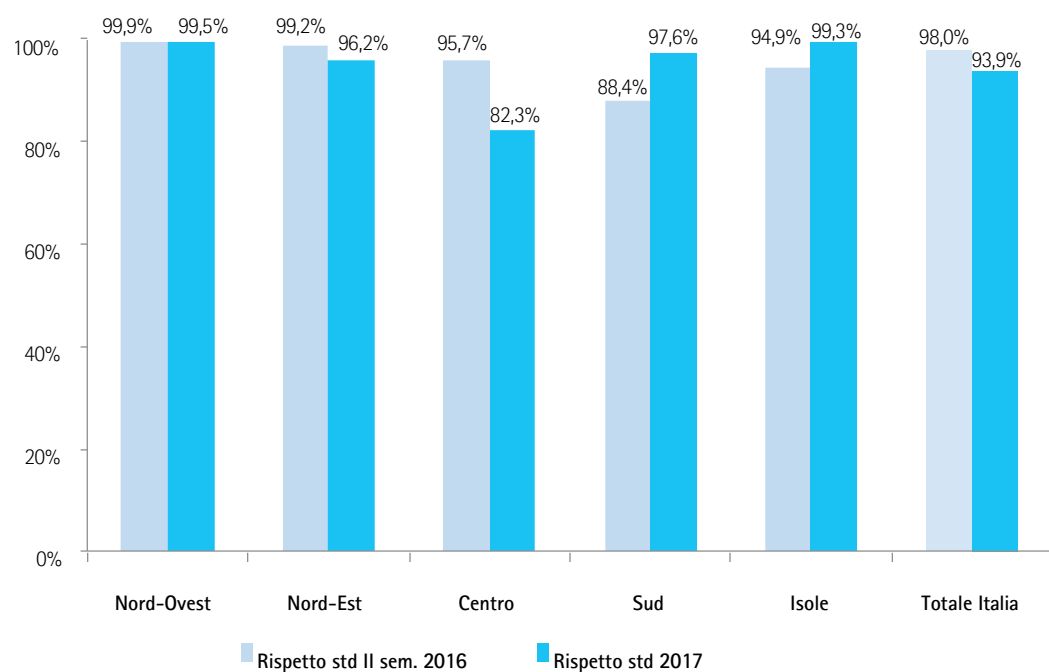


FIG. 5.37

Rispetto dello standard sulla risposta a richieste scritte di informazioni per area nel 2016 e nel 2017

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

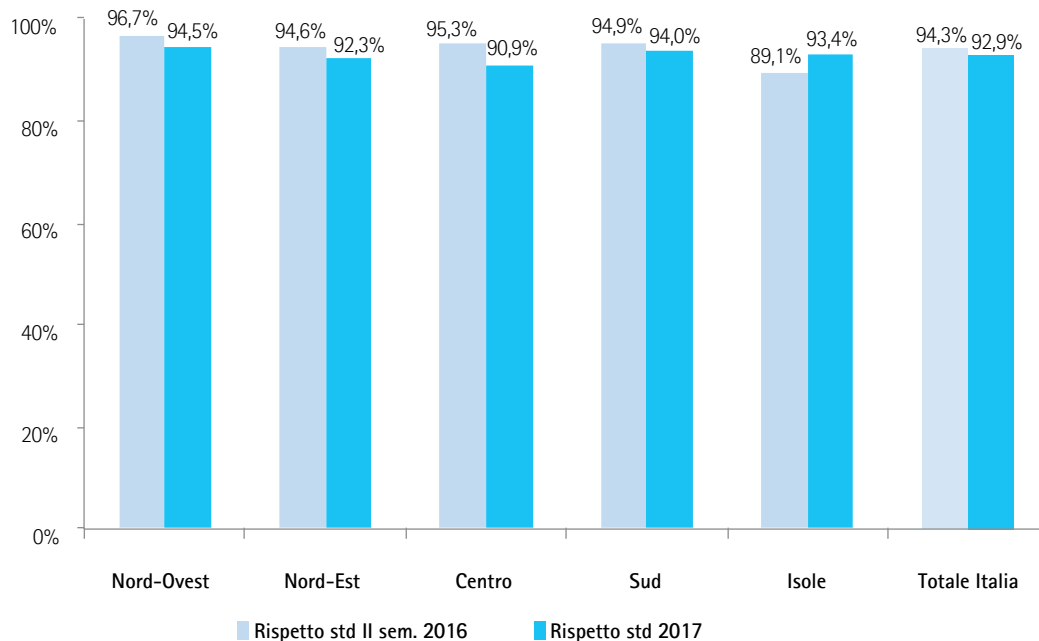
Infine, con riferimento al tempo di risposta alle richieste scritte di rettifica di fatturazione (Fig. 5.38), la contrazione dei livelli di rispetto dello standard è contenuta e rinvenibile in tutte le aree, ad eccezione delle Isole.

Impatto economico della regolazione della qualità

L'approvazione dell'RQSII, con l'introduzione di standard minimi di qualità omogenei sul territorio nazionale per tutte le prestazioni da

FIG. 5.38

Rispetto dello standard sulla risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione per area nel 2016 e nel 2017



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

assicurare all'utenza, ha comportato rilevanti modifiche organizzative e gestionali per la maggior parte dei gestori del SII, tenuti fino a quel momento a garantire livelli di qualità definiti autonomamente, in coerenza con lo schema previsto dal DPCM 29 aprile 1999.

In considerazione delle differenze esistenti tra gli operatori e delle necessarie modifiche organizzative e gestionali, al fine di garantire l'applicazione dell'RQSII, l'Autorità ha previsto, con l'MTI- 2, il riconoscimento di costi aggiuntivi $Opex_{qc}$ ³⁶ (connessi all'adeguamento agli standard di qualità del servizio previsti dalla delibera 655/2015/R/idr laddove le previgenti Carte del servizio prevedessero livelli inferiori) e, su richiesta dell'Ente di governo dell'ambito, il riconoscimento di premi per il raggiungimento di standard ulteriori e migliorativi considerati prioritari dal medesimo Ente, tenuto conto delle specificità territoriali rilevate. Ad oggi l'Autorità ha accolto solo 3 istanze per il riconoscimento dei menzionati premi.

I costi riconosciuti ai gestori per l'adeguamento agli standard di qualità previsti dall'Autorità e per garantire gli eventuali standard migliorativi introdotti, pari in media a 1 euro/anno per abitante, risultano essere abbastanza contenuti.

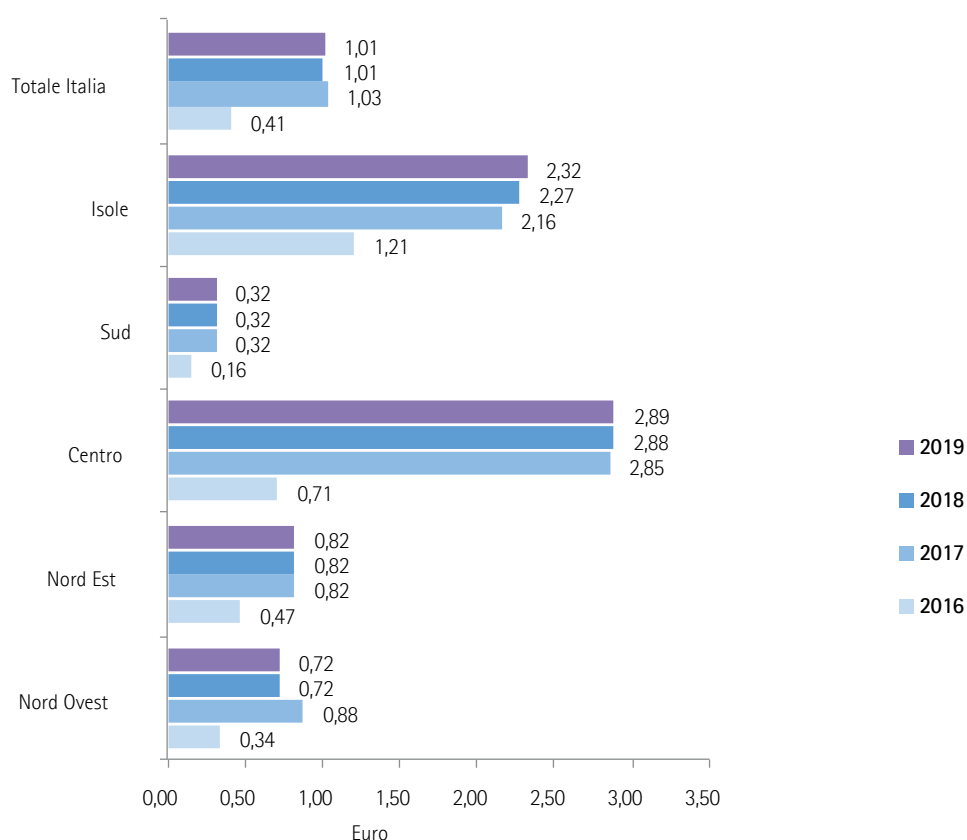
La figura 5.39 riporta la distribuzione per area geografica di tali costi. Da essa si vede che i maggiori oneri sono sostenuti dagli abitanti

del Centro (circa 2,8 euro/anno per abitante), seguiti da quelli delle Isole (circa 2,2 euro/anno per abitante). Emerge, infatti, tenuto conto delle approvazioni tariffarie intervenute nel corso degli ultimi mesi del 2017, che sono stati riconosciuti in tariffa costi aggiuntivi per la qualità contrattuale anche ai gestori delle Isole dove peraltro gli operatori non offrono standard aggiuntivi e/o migliorativi, ma che partivano pur sempre da livelli di qualità molto distanti rispetto a quelli definiti con l'RQSII.

Risultano per contro contenuti i costi sostenuti dagli abitanti del Nord (pari a circa 0,7-0,8 euro per abitante), dove ben 18 gestioni hanno offerto standard migliorativi all'utenza.

Dall'analisi dei dati riportati nella tavola 5.14 emerge che alla data del 30 maggio 2018 l'Autorità ha approvato il riconoscimento di $Opex_{qc}$ a 40 gestioni per un ammontare complessivo di circa 44,7 milioni di euro per l'intero quadriennio 2016-2019, a fronte di un incremento richiesto di costi totali pari a circa 50,7 milioni (ritenendo non ammissibile un importo complessivamente pari a circa 6 milioni di euro). La maggior parte delle gestioni è concentrata nelle aree del Nord (29 gestioni con $Opex_{qc}$ approvati a fronte di 31 gestioni richiedenti), per un ammontare complessivo di circa 17 milioni di euro.

³⁶ La componente tariffaria $Opex_{qc}$ è stata prevista dalla delibera 664/2015/R/idr a copertura dei costi operativi necessari per l'adeguamento agli standard minimi di qualità previsti dall'RQSII e non già ricompresi nella Carta dei servizi del singolo gestore.



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII

FIG. 5.39

Opex_{qc} approvati nel quadriennio 2016-2019 pro capite, per area

AREA	GESTIONI CON Opex _{qc} RICHIESTI	GESTIONI CON Opex _{qc} APPROVATI	AMMONTARE RICHIESTO NEL QUADRIENNIO	AMMONTARE APPROVATO NEL QUADRIENNIO	AMMONTARE NON APPROVATO NEL QUADRIENNIO	Δ AMMONTARE
Nord Ovest	14	14	9.049.997	6.661.132	2.388.865	-26%
Nord Est	17	15	13.098.721	10.351.310	2.747.410	-21%
Centro	9	7	18.706.793	17.889.793	817.000	-4%
Sud	2	2	4.776.424	4.776.424	-	-
Isole	2	2	5.038.557	5.038.557	-	-
TOTALE ITALIA	44	40	50.670.492	44.717.217	5.953.275	-12%

Fonte: Elaborazioni ARERA su dati comunicati dai gestori.

TAV. 5.14

Opex_{qc} richiesti e Opex_{qc} approvati per il quadriennio 2016-2019

Numero di gestioni; valori in euro

Rispetto alle risultanze dell'analisi svolta in occasione della *Relazione Annuale 2017*, sono state approvate³⁷ predisposizioni tariffarie recanti istanze di Opex_{qc} per sei gestioni, localizzate nelle aree del Centro (3), del Sud (1) e delle Isole (2). Con riferimento alle menzionate gestioni, l'Autorità ha approvato un ammontare complessivo di Opex_{qc} pari a circa 15 milioni di euro per l'intero

quadriennio 2016-2019, a fronte di un ammontare richiesto di pari entità. Non sono pertanto intervenute rettifiche o rideterminazioni nell'ammontare riconosciuto rispetto ai valori richiesti di Opex_{qc} per le sopra citate gestioni. In particolare, sono stati approvati per i gestori del Sud e delle Isole Opex_{qc} per un ammontare complessivo pari a circa 10 milioni di euro per il quadriennio 2016-2019.

³⁷ Le approvazioni sono state effettuate tra giugno 2017 e febbraio 2018.

Qualità tecnica del SII

L'introduzione della regolazione della qualità tecnica, strettamente legata all'aggiornamento tariffario per gli anni 2018-2019, ha indotto Enti di governo dell'ambito e gestori a monitorare più finemente lo stato delle infrastrutture e i risultati della gestione, facendo talora emergere una necessità di revisione o di accelerazione degli investimenti e degli sforzi gestionali.

Dal momento che il processo è ancora in corso per numerose gestioni, ci si concentra, in primo luogo, su un aggiornamento delle

analisi sugli investimenti pianificati nei Programmi degli Interventi (Pdl) e, in secondo luogo, sullo stato dei servizi che emerge con riferimento ai singoli indicatori di qualità tecnica e sulle prospettive di miglioramento derivanti dall'introduzione della specifica regolazione in materia. Si evidenzia come l'introduzione della qualità tecnica abbia, tra gli altri effetti, anche quello di incrementare selettivamente l'ammontare degli investimenti dedicati alla risoluzione delle effettive criticità riscontrate.

Investimenti pianificati nei Programmi degli Interventi

Parallelamente all'attività di istruttoria condotta ai fini dell'approvazione delle predisposizioni tariffarie per il secondo periodo regolatorio ai sensi del MTI-2, l'Autorità ha proseguito nel corso del 2017 e nella prima metà del 2018 l'analisi e la sistematizzazione delle informazioni concernenti il fabbisogno di investimenti del servizio idrico integrato, oggetto dei Programmi degli Interventi (Pdl) trasmessi dagli Enti di governo dell'ambito per gli anni 2016-2019, coerentemente con le indicazioni di cui alla determina 30

marzo 2016, 2/2016-DSID. Le evidenze rappresentate in questa sezione sono espressione di un campione (Tav. 5.15) che include tutte le gestioni con Pdl rientranti in schemi regolatori approvati dall'Autorità ai sensi del MTI-2 al momento della stesura della presente *Relazione Annuale*, e anche gli operatori con schemi regolatori non ancora approvati ma per i quali l'Autorità ha riscontrato una sostanziale coerenza tra investimenti contenuti nei Pdl e i piani tariffari validati e trasmessi dagli EGA competenti.

TAV. 5.15

Campione di analisi in tema di investimenti pianificati

AREA GEOGRAFICA	POPOLAZIONE SERVITA 2014	COPERTURA	GESTIONI
Nord-Ovest	14.177.846	89,85%	56
Nord-Est	10.264.134	100%	41
Centro	10.843.690	93,60%	25
Sud & Isole	11.967.867	58,03%	21
TOTALE	47.253.537	81,12%	143

Fonte: ARERA.

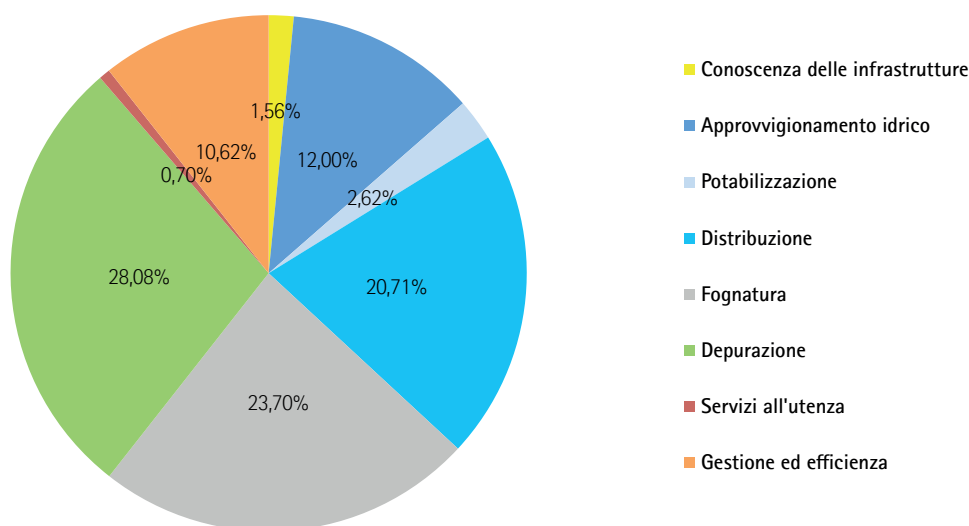
La distribuzione del fabbisogno di investimenti pianificati, al lordo dei contributi e per area di criticità, restituisce un quadro (Fig. 5.40) sostanzialmente invariato rispetto alle valutazioni condotte nella precedente *Relazione Annuale*: l'ammodernamento dell'infrastruttura di depurazione e il superamento delle infrazioni comunitarie ad essa collegate restano le priorità per la pianificazione. In generale il fabbisogno destinato alle tre attività del SII copre l'87% del totale, mentre la restante quota è finalizzata a interventi di carattere trasversale di miglioramento della conoscenza e dell'efficienza, per

lo più energetica, delle infrastrutture e al miglioramento dei servizi all'utenza.

In particolare e alla luce dell'estensione del campione, è emerso il peso degli investimenti previsti nelle aree dell'approvvigionamento idrico e della distribuzione (evidenziato soprattutto dagli operatori dell'Italia Centro-Meridionale), nelle quali rispettivamente il 14% e il 13% degli investimenti è finalizzato alla risoluzione delle criticità a monte della filiera idrica, inclusa la scarsità della risorsa idrica alla fonte.

FIG. 5.40

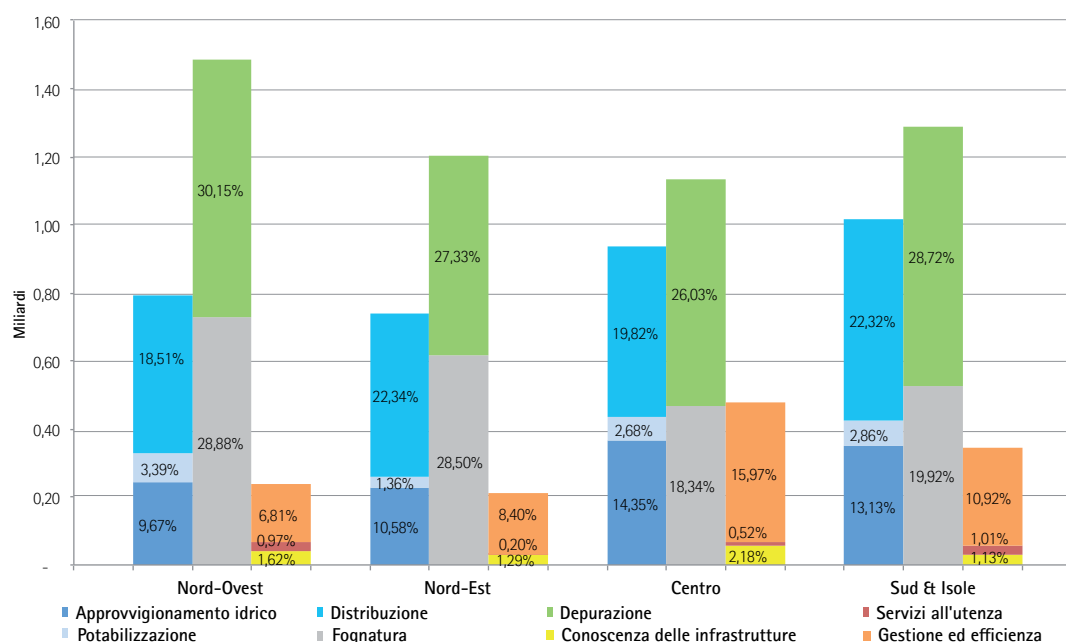
Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2016-2019



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati EGA

FIG. 5.41

Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2016-2019 per area geografica



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati EGA.

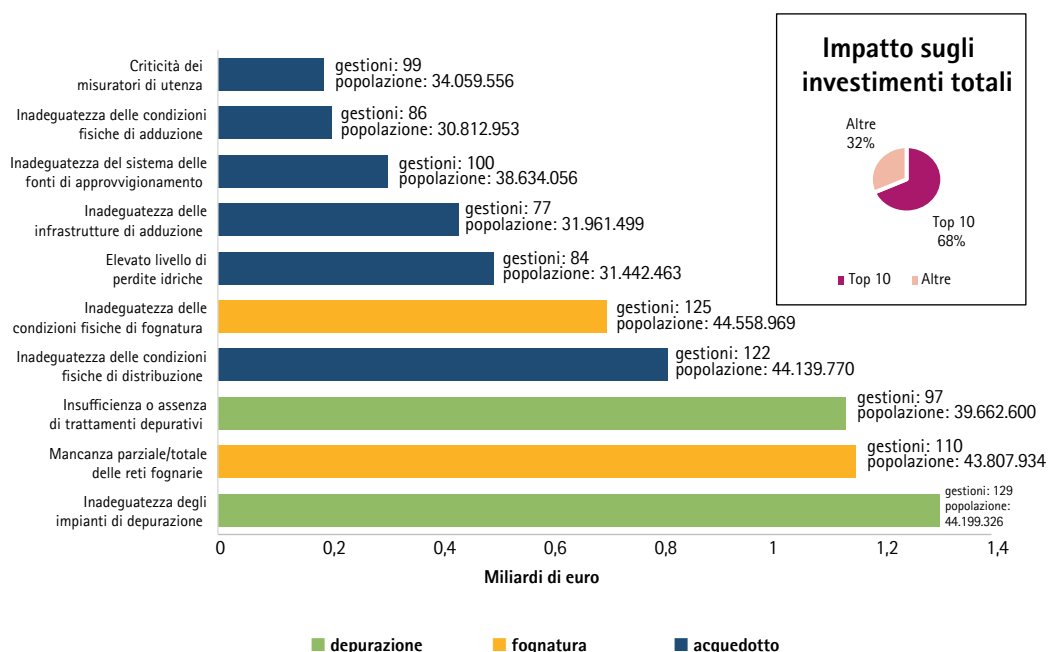
Distinguendo per area geografica e tra investimenti pianificati nelle fasi di prelievo e fornitura della risorsa (approvvigionamento, potabilizzazione e distribuzione), e nelle fasi di raccolta e trattamento dei reflui (fognatura e depurazione) i dati rilevati dall'Autorità (Fig. 5.41) mostrano una maggiore differenza tra le due fasi nel fabbisogno del Nord Italia (a livello aggregato fognatura e depurazione pesano per circa il 59% nel Nord-Ovest e il 56% nel Nord-Est, con le altre aree al di sotto del 50%), mentre nel Centro e Sud Italia tale differenza si attenua (in particolare nel Centro la distanza tra il peso del fabbisogno del servizio di acquedotto e quello dei servizi di fognatura e depurazione è di 8 punti percentuali).

Esaminando nel dettaglio gli investimenti lordi programmati per le principali criticità del servizio idrico integrato individuate dall'Autorità³⁸ emerge che:

- le prime dieci criticità (Fig. 5.42), in termini di investimenti programmati per il loro superamento coprono da sole oltre il 68% del totale del fabbisogno di investimenti esplicitato nei Pdl, e afferiscono a depurazione (36% dell'incidenza sul totale), fognatura (28%), distribuzione (22%) e approvvigionamento (14%);
- per l'attività di depurazione le criticità maggiormente rappresentate sono l'assenza del servizio in alcune aree del territorio gestito, l'inadeguatezza in termini di obsolescenza impiantistica e incompletezza dei trattamenti (ove presenti) per garantire il rispetto dei limiti di scarico previsti dalle norme vigenti; in particolare l'inadeguatezza delle infrastrutture è la criticità che assorbe il maggior numero di investimenti in depurazione in tutte le aree geografiche, mentre l'insufficienza o l'assenza di trattamenti depurativi, seppur rilevata, è meno rappresentata nell'area del Nord-Est;
- gli interventi per assicurare il servizio di fognatura al totale della popolazione, insieme a quelli per sopperire alla vetustà e all'inadeguatezza fisica dell'infrastruttura, assorbono oltre il 79% del fabbisogno totale di investimenti fognari;
- per quanto riguarda le attività di distribuzione, l'incremento della base conoscitiva a disposizione dell'Autorità ha reso più evidente il peso del fabbisogno di investimenti per abbattere le perdite idriche, intervenire sull'inadeguatezza di reti e impianti (dovuta principalmente a vetustà) e sulla non completa copertura e il cattivo funzionamento dei misuratori di utenza; si evidenzia che le perdite idriche rientrano tra le cinque maggiori criticità richiedenti investimenti nel Sud e nelle Isole,

FIG. 5.42

Criticità che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati EGA.

³⁸ L'analisi fa riferimento alle cosiddette "sotto-aree", definite all'Allegato 1 alla determina 30 marzo 2016, 2/2016-DSID.

mentre l'inadeguatezza delle infrastrutture di distribuzione è un problema particolarmente avvertito nel Nord-Est;

- altre problematiche di rilievo sono, infine, l'inadeguatezza delle infrastrutture di adduzione (in particolar modo nel Meridione) e l'insufficienza del sistema delle fonti di approvvigionamento.

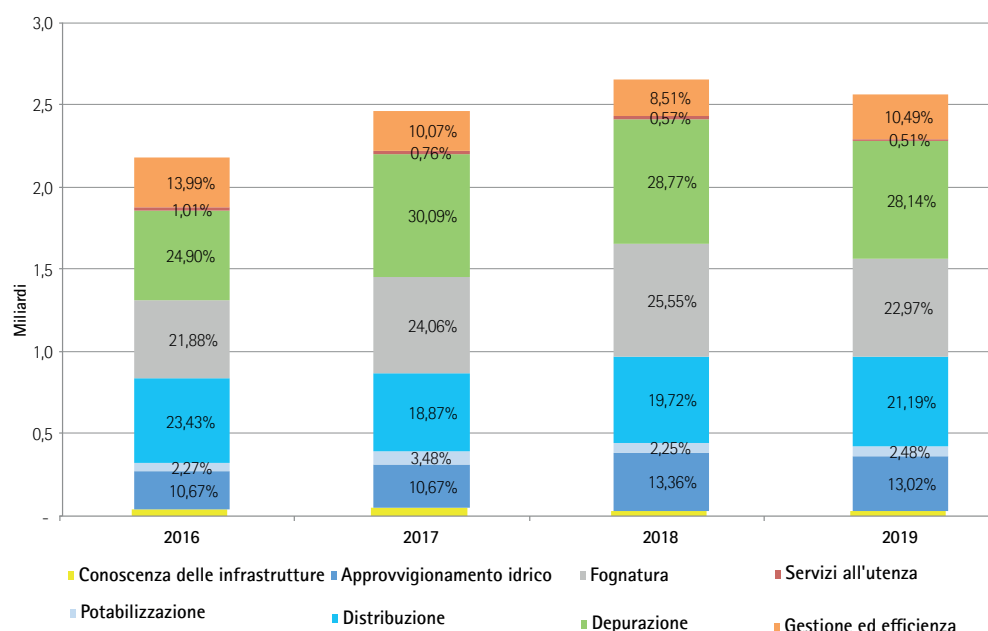
Prendendo in considerazione il trend annuale del fabbisogno di investimenti per il periodo 2016-2019 (Fig. 5.43), l'analisi condotta dall'Autorità evidenzia una crescita fino al 2018, sostenuta in particolare dalla spinta degli interventi pianificati nelle aree della fognatura e dell'acquedotto (approvvigionamento e distribuzione), e

un relativo rallentamento nel 2019, determinato dal calo degli investimenti in fognatura (l'area con l'andamento più discontinuo nel quadriennio).

A livello aggregato, l'andamento è reso ancora più evidente dalla figura 5.44, che dà conto del fabbisogno di investimento annuo pro capite. Fognatura e depurazione riflettono il medesimo trend degli investimenti totali, raggiungendo il picco massimo di investimento per abitante nel 2018, rispettivamente pari a 14,37 e 16,18 euro. Gli investimenti pianificati per il servizio di acquedotto mostrano un andamento in costante crescita (seppure a un tasso inferiore nell'ultimo anno) fino a raggiungere il valore pro capite di 19,90 euro nel 2019, mentre il fabbisogno

FIG. 5.43

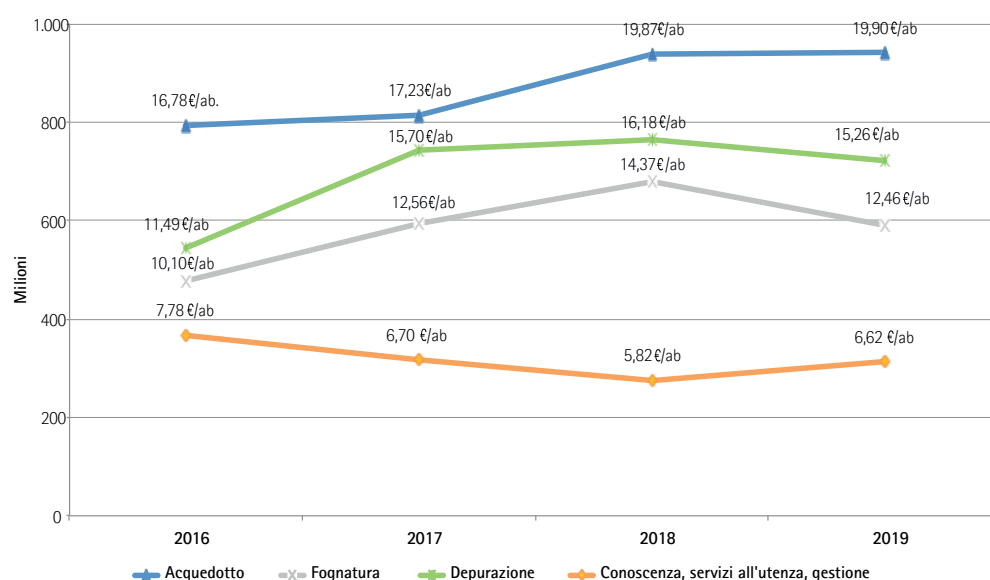
Andamento investimenti previsti nel periodo 2016-2019



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati EGA

FIG. 5.44

Andamento investimenti totali e pro-capite previsti nel periodo 2016-2019



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati EGA.

delle aree trasversali si pone in controtendenza rispetto al trend generale, a partire dal valore massimo di 7,78 euro del 2016.

L'evidenza del peso dei contributi previsti sul fabbisogno di ciascuna area (raggruppata per servizio del SII) è data dalla figura 5.45. Va precisato che per poter rappresentare l'impatto dei contributi pubblici sul totale si è provveduto, mediante simulazione, a escludere dalla valutazione i contributi di

allacciamento, presenti nelle attività di distribuzione e fognatura. L'analisi mostra il maggior impatto dei contributi pubblici nel servizio di depurazione rispetto alle altre aree individuate, con una forbice molto ampia, che varia dal 9,40% del Nord-Ovest al 64,39% di Sud e Isole. Seguono i finanziamenti pubblici nei settori di fognatura e acquedotto (con punte rispettivamente del 49,78% e del 57,76% sempre nell'area meridionale).

Lo stato degli indicatori di qualità tecnica

Al fine di garantire la diffusione, la fruibilità e la qualità del servizio all'utenza in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, e anche di rafforzare gli incentivi al presidio dell'infrastruttura esistente, l'Autorità ha ritenuto necessario introdurre una specifica regolazione della qualità tecnica³⁹, i cui effetti cominceranno a dispiegarsi a partire dall'annualità 2018.

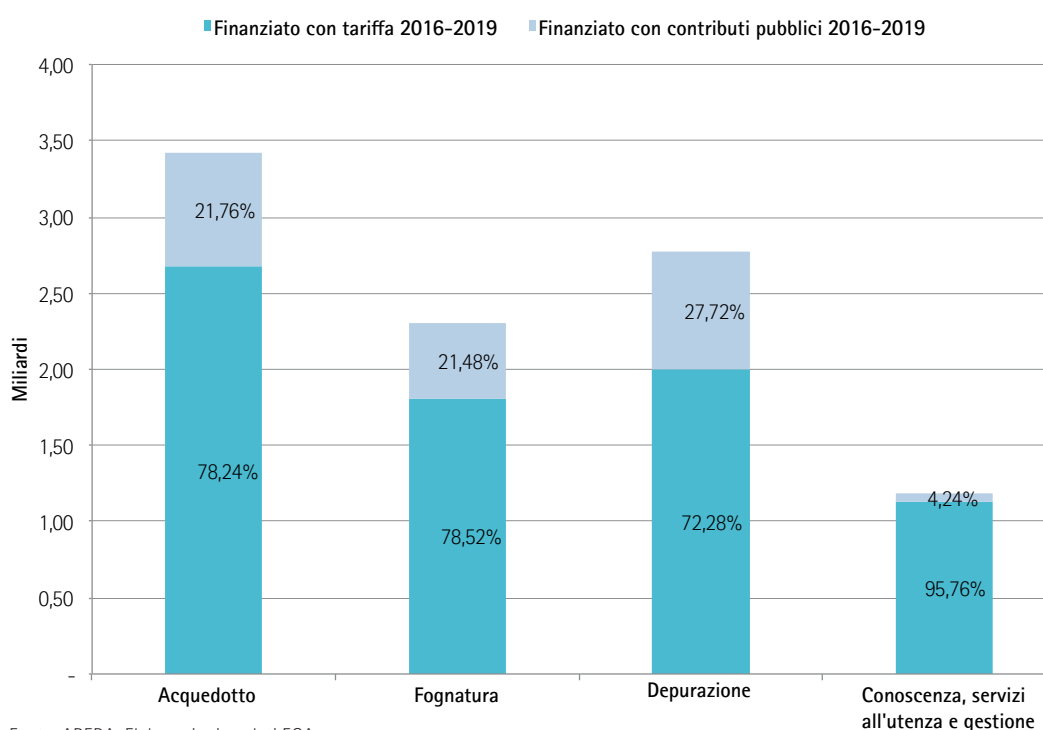
L'introduzione di livelli minimi di qualità tecnica consiste nella fissazione di obblighi di qualità per una serie di indicatori prestabiliti, che possono essere espressi in termini di:

- livelli o standard generali di qualità, ovvero riferiti al complesso delle prestazioni da garantire agli utenti finali;
- livelli o standard specifici di qualità, ovvero riferiti alla singola prestazione da garantire al singolo utente finale.

FIG. 5.45

Ripartizione degli investimenti per fonte di finanziamento nel periodo 2016-2019

Percentuale e fabbisogno di risorse espresso in miliardi di euro



³⁹ Delibera 917/2017/R/idr recante "Regolazione della qualità tecnica del Servizio Idrico Integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)".

L'identificazione degli indicatori tecnici su cui valutare la definizione di standard appropriati è un'attività complessa: richiede la conoscenza della situazione attuale e delle peculiarità territoriali, al fine di definire gli *output* più adatti a indurre miglioramenti generalizzati in tutte le aree del Paese, senza penalizzare eccessivamente i territori più svantaggiati e, al contempo, mantenendo gli incentivi all'aumento delle prestazioni nei territori più avanzati.

L'attività di acquisizione di informazioni è stata ampia e continua, comprendendo indagini conoscitive, raccolte dati, *focus group*, seminari tematici, riunioni con esperti del settore. Parallelamente, la costante azione in materia di istruttoria e di approvazione di schemi regolatori (contenenti i programmi degli interventi redatti secondo le indicazioni elaborate dall'Autorità) ha permesso di delineare un quadro ancora più compiuto delle condizioni attuali delle infrastrutture e delle esigenze di investimento approvate dagli Enti di governo dell'ambito.

In linea generale, è emersa una differenziazione significativa dei livelli prestazionali garantiti nelle Carte dei servizi e in quelli effettivamente erogati, nonché situazioni tecniche e infrastrutturali difficilmente comparabili.

Più nello specifico, nell'ambito del servizio di acquedotto, con riferimento all'approvvigionamento idrico (captazione e adduzione), sono state rilevate criticità in relazione all'insufficienza sia quantitativa, sia qualitativa del sistema delle fonti, all'assenza delle reti di trasporto e all'inadeguatezza di impianti e reti esistenti.

Per quanto attiene alla potabilizzazione, è emersa la mancata conformità dell'acqua, in alcune aree del Paese, ai valori di parametro stabiliti dal decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31, che recepisce la direttiva 98/83/CE.

Con riguardo all'attività di distribuzione dell'acqua, le principali criticità sono individuabili nell'inadeguatezza delle reti e degli impianti, dovuta alla vetustà e allo scarso rinnovo, cui si ricollega l'elevato livello di perdite idriche.

Con riferimento al servizio di fognatura, sono stati evidenziati casi frequenti di vetustà e inadeguatezza fisica dell'infrastruttura fognaria, nonché di inadeguatezza alle normative vigenti degli scaricatori di piena.

In merito al servizio di depurazione, sono state segnalate criticità relative all'inadeguatezza degli impianti di trattamento (ove già esistenti) in termini di obsolescenza impiantistica e all'incompletezza dei processi volti a garantire il rispetto dei limiti di scarico previsti dalle normative vigenti, nonché all'inadeguatezza della fase di trattamento dei fanghi, che ne pregiudica il corretto recupero a valle. Per quanto concerne sia il servizio di fognatura che di depurazione, infine, una forte criticità riguarda la presenza di numerosi agglomerati oggetto delle procedure di infrazione promosse dalla Commissione europea nei confronti dello Stato italiano per mancato adempimento degli obblighi derivanti dalla direttiva 91/271/CEE in materia di collettamento e trattamento delle acque reflue.

Per quanto attiene specificamente agli indicatori di qualità tecnica, va evidenziato come la struttura della filiera idrica – composta da una fase in parte direttamente percepibile dall'utente finale, quella di acquedotto, e da due ulteriori attività, la fognatura e la depurazione, che hanno viceversa la finalità di mitigare l'impatto ambientale e, conseguentemente, sono destinate a generare benefici diffusi – non permette di identificare una struttura bilanciata tra standard specifici e generali. I primi risultano in numero ampiamente inferiore ai secondi, non essendo possibile ricondurre gli standard relativi alla fognatura e alla depurazione a prestazioni direttamente afferenti al singolo utente. Inoltre, la caratteristica di bene primario dell'acqua, intesa anche come sua restituzione all'ambiente in modalità sostenibile, ha reso necessario affiancare agli standard generali e specifici anche un'ulteriore categoria di indicatori, i cosiddetti prerequisiti, che identificano condizioni qualitative minime da raggiungere e, di conseguenza, indicano la priorità per le gestioni che ancora non li conseguono⁴⁰.

Con l'innovativa distinzione degli standard generali, classificati in indicatori semplici e macro-indicatori, l'Autorità ha delineato la convergenza delle realtà gestionali verso condizioni tecnicamente efficienti, articolando un percorso di miglioramento progressivo attraverso target evolutivi differenziati in funzione del livello di partenza di ciascun operatore. In particolare, l'Autorità, individuando i profili caratterizzanti di una gestione tecnicamente efficiente, ha definito i seguenti macro-indicatori:

⁴⁰ Per dettagli sulle modalità applicative, si veda la già citata Delibera 917/2017/R/idr e il suo Allegato A (RQTI).

- perdite idriche (macro-indicatore M1), che risponde all'obiettivo di contenimento delle dispersioni, con efficace presidio dell'infrastruttura acquedottistica;
- interruzioni del servizio (macro-indicatore M2), che risponde all'obiettivo di mantenimento della continuità del servizio, anche attraverso una idonea configurazione delle fonti di approvvigionamento;
- qualità dell'acqua erogata (macro-indicatore M3), che risponde all'obiettivo di fornire un'adeguata qualità della risorsa destinata al consumo umano;
- adeguatezza del sistema fognario (macro-indicatore M4), che risponde all'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale derivante dal convogliamento delle acque reflue;
- smaltimento fanghi in discarica (macro-indicatore M5), che risponde all'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale collegato al trattamento della linea fanghi dei reflui;
- qualità dell'acqua depurata (macro-indicatore M6), che risponde all'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale collegato alla linea acque in uscita dai depuratori.

Nei paragrafi che seguono vengono illustrate le principali caratteristiche dello stato dei servizi attualmente rilevato – con riferimento ai macro-indicatori individuati e tenendo conto delle necessarie cautele⁴¹ – delineando il percorso di miglioramento conseguente all'introduzione degli obiettivi di qualità tecnica.

Acquedotto – Perdite idriche

L'emergenza idrica, che a partire dalla primavera dello scorso anno ha interessato e in parte ancora interessa ampie aree del Paese, ha messo in luce l'elevata vulnerabilità dell'Italia al fenomeno dei cambiamenti climatici e, allo stesso tempo, le criticità del SII nazionale. In tale contesto un aspetto cruciale è senza dubbio rappresentato dalla necessità di conservazione delle risorse idriche,

che si inquadra tra gli obiettivi di efficientamento ispirati al principio di “*water conservation*” dettato dall'Unione europea⁴².

L'indicatore principale sulla conservazione della risorsa idrica nel servizio di acquedotto è rappresentato dal livello di perdite idriche: elevati livelli di perdite incidono negativamente sia sull'ambiente che sugli utenti del servizio idrico integrato, causando spreco di risorse e innalzamento dei costi di gestione, con ricadute anche in termini tariffari.

L'analisi dei dati relativi alle perdite idriche nelle reti acquedottistiche di distribuzione nell'anno 2015, forniti in risposta alla terza edizione della raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII⁴³, mostra come a livello nazionale il 41,9% dei volumi in ingresso in distribuzione vadano persi (Fig. 5.46). Nello specifico si riscontrano perdite reali (realmente attribuibili a guasti nei manufatti di rete) del 38,5%, mentre le perdite apparenti (attribuibili a errori di conteggio da parte degli strumenti di misura e a sottrazioni illecite di acqua dalle reti) si attestano al 3,4%⁴⁴.

Il contesto di partenza risulta molto eterogeneo tra le differenti gestioni e le diverse aree geografiche, con valori di perdite totali mediamente più contenuti nel Nord Ovest (in media pari al 31,3%) e nel Nord Est (38,3%) e più elevati nel Centro, nel Sud e nelle Isole (rispettivamente 48,9% e 50,5%).

Come anticipato, l'obiettivo di contenimento delle perdite idriche, con efficace presidio dell'infrastruttura acquedottistica, è associato, all'interno della recente regolazione della qualità tecnica nel servizio idrico integrato, al macro-indicatore M1, che nell'ottica di una regolazione *output based*, tiene congiuntamente conto sia delle perdite idriche lineari (individuate dall'indicatore M1a, come rapporto tra perdite idriche totali e lunghezza complessiva della rete di acquedotto), sia delle perdite percentuali (individuate dall'indicatore M1b, come rapporto tra perdite idriche totali e volume complessivo in ingresso nel sistema di acquedotto)⁴⁵. I due indicatori letti congiuntamente, infatti,

⁴¹ Cautele dovute all'assenza di obiettivi di qualità tecnica definiti dall'Autorità nell'anno considerato, e dunque anche della non perfetta uniformità delle modalità di rilevazione del dato. A quest'ultimo proposito, oltre a definire le modalità di rilevazione, la RQTI prevede espressamente 2 prerequisiti relativi alla disponibilità e affidabilità dei dati forniti.

⁴² In particolare si fa riferimento alla 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.

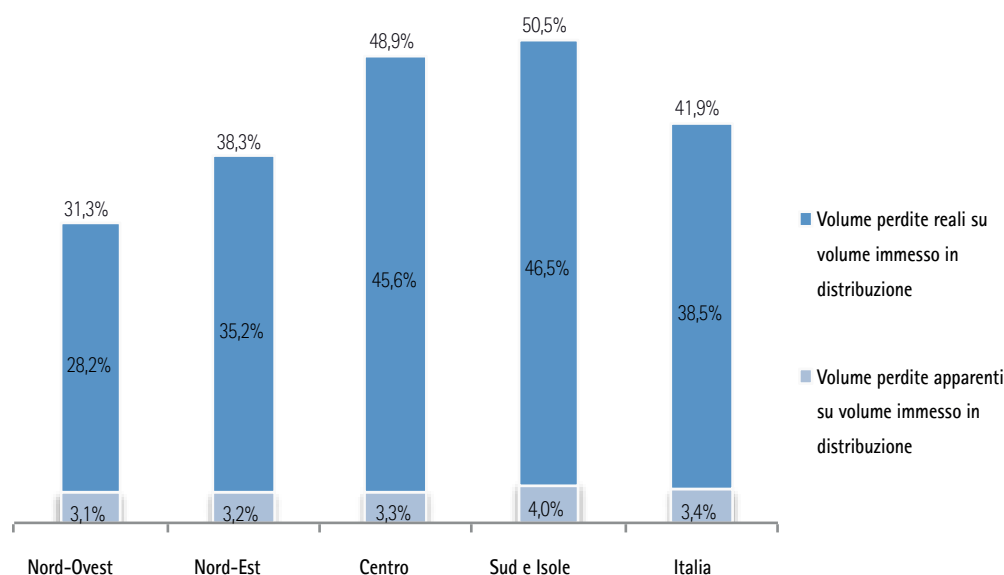
⁴³ Raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII, avviata dall'Autorità con determina 6 dicembre 2016, n. 5/2016- DSID.

⁴⁴ Analisi effettuata su un campione con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, pari all'82%. Nelle aree territoriali il campione è pari al 92% nel Nord-Ovest, 90% nel Nord-Est, 93% nel Centro; 65% nel Sud e Isole.

⁴⁵ Per maggiori dettagli sulle definizioni degli indicatori M1a e M1b si vedano rispettivamente l'art. 7 e l'art. 8 della RQTI, Allegato A alla delibera 917/2017/R/idr.

FIG. 5.46

Volume di perdite totali, reali e apparenti, rispetto al volume immesso in distribuzione



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

evidenziano più compiutamente lo stato dell'infrastruttura e lo spreco d'acqua associato, evitando di premiare/penalizzare determinate configurazioni di rete che risultano più adatte in alcuni contesti territoriali.

In funzione dei valori assunti dalla coppia di indicatori M1a e M1b, sono poi definite cinque possibili classi di appartenenza della gestione: dalle più virtuose (classe A) a quelle caratterizzate da perdite molto elevate (classe E)⁴⁶; a ogni classe sono poi associati obiettivi annuali di miglioramento, differenziati in base alle condizioni iniziali riscontrate e che vanno dal semplice mantenimento per le gestioni più virtuose a riduzioni delle perdite sempre più sfidanti quanto più ci si allontana dai livelli ottimali (fino a un obiettivo massimo di riduzione del 6% annuo).

La figura 5.47 mostra la simulazione, effettuata a partire dall'elaborazione dei dati relativi all'anno 2015⁴⁷, dei valori assunti dagli indicatori M1a (Perdite idriche lineari) e M1b (Perdite idriche percentuali) per il panel di gestioni analizzate⁴⁸. Si osserva una elevata dispersione dei valori per entrambi gli indicatori, che rimarca

situazioni di partenza molto diverse, e il collocamento dei gestori in tutto lo spettro di classi previste per il macro-indicatore M1.

Andando ad analizzare, per il medesimo campione di gestioni, la distribuzione della popolazione sottesa dai gestori che appartengono alle differenti classi previste per il macro-indicatore M1 (Fig. 5.48), si configura una situazione di partenza relativamente buona per il 23% della popolazione (6% in classe A e 17% in classe B), una condizione problematica o critica per circa metà del campione (30% in classe C e 23% in classe D) e una situazione decisamente critica per quasi un quarto della popolazione (24% in classe E).

Esaminando poi la distribuzione della popolazione sopra descritta nelle differenti aree territoriali (Fig. 5.49), si osserva una maggiore concentrazione di popolazione servita da gestori con situazione di partenza relativamente buona (classi A o B) nel Nord del Paese, a cui si contrappone una situazione di partenza diffusamente critica (classi D ed E) nel Centro e, ancor più, nel Sud e nelle Isole.

Partendo dai valori inizialmente assunti e dalle relative classi di appartenenza dei gestori, per il medesimo *panel* di gestioni

⁴⁶ Le classi di appartenenza per il macro-indicatore M1 sono definite dalla RQTI, Allegato A alla delibera 917/2017/R/idr. In particolare la classe di M1 è definita in base ai valori degli indicatori M1a e M1b come segue:

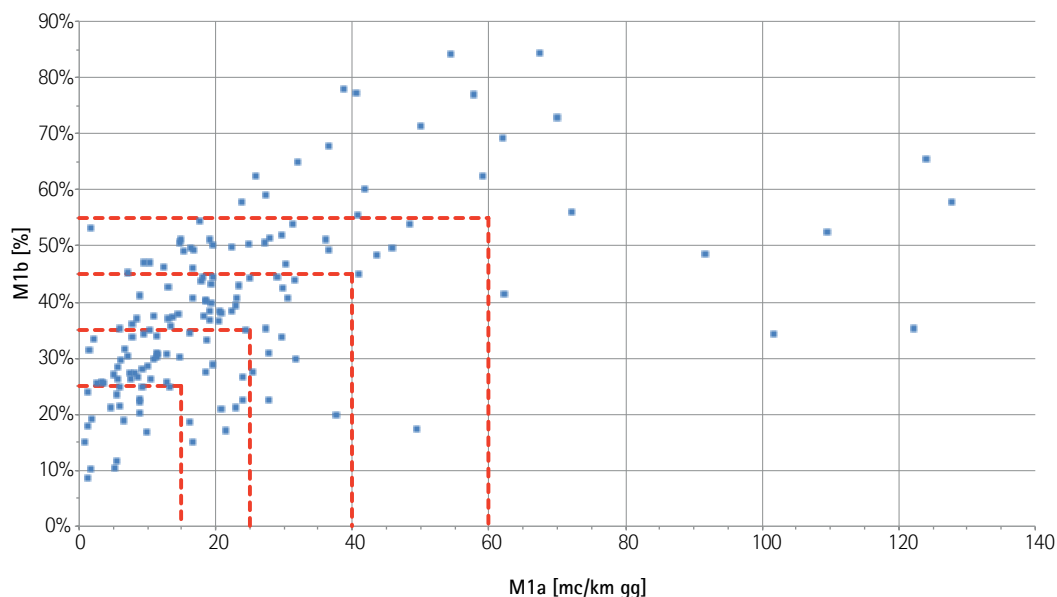
- classe A: $M1a < 15$ e $M1b < 25\%$;
- classe B: $15 \leq M1a < 25$ e $25\% \leq M1b < 35\%$;
- classe C: $25 \leq M1a < 40$ e $35\% \leq M1b < 45\%$;
- classe D: $40 \leq M1a < 60$ e $45\% \leq M1b < 55\%$;
- classe E: $M1a \geq 60$ e $M1b \geq 55\%$.

⁴⁷ Dati forniti in risposta alla raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII, avviata dall'Autorità con determina 6 dicembre 2016, n. 5/2016-DSID.

⁴⁸ Analisi effettuata su un panel di 152 gestioni che effettuano l'attività di distribuzione, con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, pari al 74%.

FIG. 5.47

Simulazione dei valori assunti dagli indicatori M1a e M1b per il panel di gestioni analizzate



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

precedentemente analizzato è stata effettuata una simulazione a cinque anni del percorso di convergenza del macro-indicatore M1, applicando gli obiettivi di mantenimento o di miglioramento annuali indicati dalla regolazione della qualità tecnica (Fig. 5.50), da cui si evidenzia la decisa diminuzione della percentuale di popolazione in aree critiche (da 47 a 23%) e il parallelo aumento della percentuale in aree virtuose (da 23 a 50%).

Nel complesso, l'applicazione degli obiettivi del macro-indicatore M1 consentirebbe, con riferimento al *panel* di operatori considerato, di ridurre il volume complessivamente perso nelle diverse fasi del servizio di acquedotto di circa il 9% in 2 anni e del 20% in 5 anni (Fig. 5.51).

Pur con le dovute cautele, legate al campione analizzato e alle ipotesi effettuate, l'analisi evidenzia l'impulso della regolazione tecnica all'avvio di un percorso virtuoso di contenimento delle perdite idriche; un percorso che nel medio-lungo periodo ricondurrebbe il fenomeno entro valori compatibili con una più moderna ed efficiente gestione del servizio.

Acquedotto – Interruzioni del servizio

Il tema della continuità del servizio è disciplinato dalla normativa nazionale⁴⁹ prevedendo, in particolare: "Il gestore fornisce un servizio continuo, regolare e senza interruzioni. La mancanza del servizio può essere imputabile solo a eventi di forza maggiore, a guasti o a manutenzioni necessarie per il corretto funzionamento degli impianti utilizzati e per la garanzia di qualità e di sicurezza del servizio, fornendo adeguate e tempestive informazioni all'utenza"⁵⁰.

L'obiettivo di mantenimento della continuità del servizio è stato dunque associato, all'interno della regolazione della qualità tecnica, agli standard specifici e al macro-indicatore M2.

Per quanto riguarda gli standard specifici, direttamente percepibili dall'utente⁵¹, alle previsioni della normativa vigente è stato associato l'obbligo di indennizzo automatico agli utenti finali in caso di mancato rispetto degli standard previsti. Al riguardo si evidenzia come, in considerazione della particolare criticità per l'utenza degli indicatori di continuità del servizio, gli indennizzi automatici sono previsti in

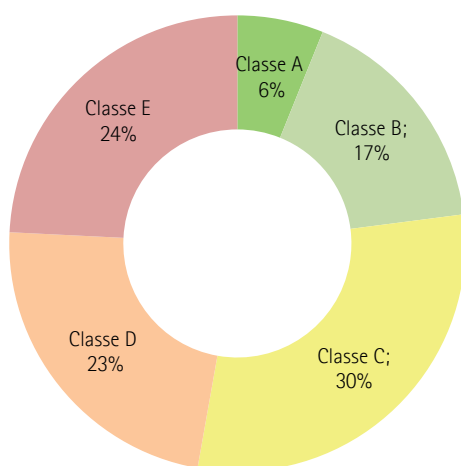
⁴⁹ In particolare, dal DCPM. 4 marzo 1996 e dal DCPM 29 aprile 1999 che ne riprende e ne integra, in parte, i contenuti.

⁵⁰ DCPM 29 aprile 1999.

⁵¹ Gli standard specifici previsti sono: S1 – Durata massima della singola sospensione programmata; S2 – Tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile; S3 – Tempo minimo di preavviso per interventi programmati che comportano una sospensione della fornitura. Per approfondimenti sugli standard specifici e sui meccanismi di indennizzo automatico si veda il titolo 2 – standard specifici della RQTI, Allegato A alla delibera 917/2017/R/idr.

FIG. 5.48

Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

FIG. 5.49

Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni e per aree geografiche per il macro-indicatore M1



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

misura più severa rispetto a quelli già introdotti per la qualità contrattuale (numero massimo di indennizzi annui percepibili più elevato, applicazione degli indennizzi anche all'utenza indiretta, in caso di utenze condominiali).

Al macro-indicatore M2, definito come somma delle durate delle interruzioni programmate e non programmate annue, moltiplicate per il numero di utenti finali serviti soggetti alla interruzione stessa, e rapportata al numero totale di utenti finali serviti dal gestore⁵², sono associate tre possibili classi di appartenenza della gestione

– dalla A alla C – e a ognuna sono associati obiettivi annuali crescenti di riduzione della durata delle interruzioni.

I valori dell'indicatore M2 registrati dai gestori nel corso dell'anno 2015 non sono direttamente desumibili dai dati disponibili, in quanto talune grandezze necessarie per la costruzione dell'indicatore non risultano ad oggi rilevate o stimate, e anche per tale ragione l'applicazione dei meccanismi di incentivazione previsti dalla RQTI per questo indicatore è rinviata all'anno 2020. Tuttavia, per ottenere una

⁵² Per maggiori dettagli sulla definizione del macro-indicatore M2 si veda l'art. 9 della RQTI, Allegato A alla delibera 917/2017/R/idr.

FIG. 5.50

Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1: confronto tra la situazione iniziale e la situazione a 5 anni

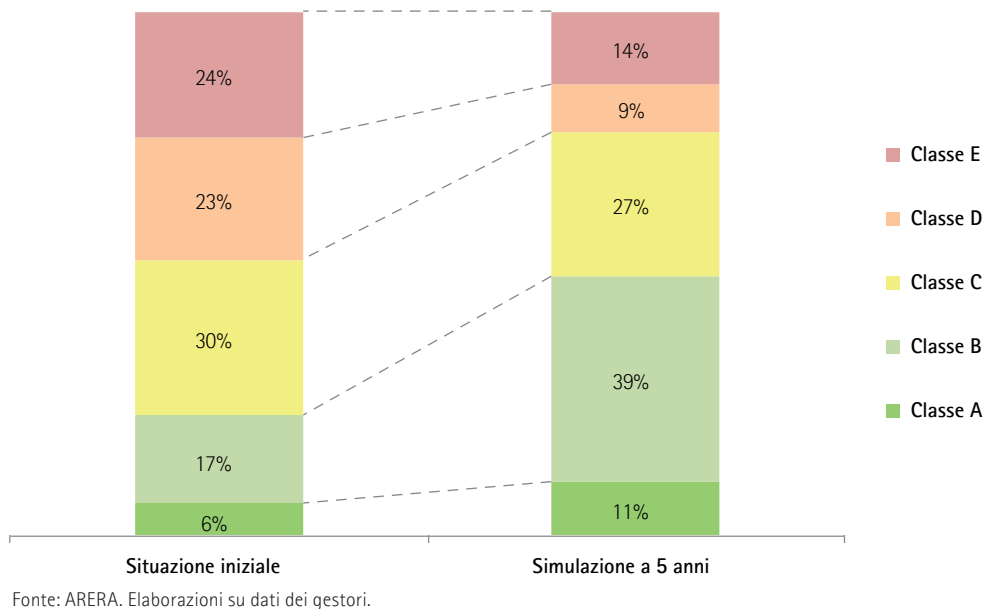
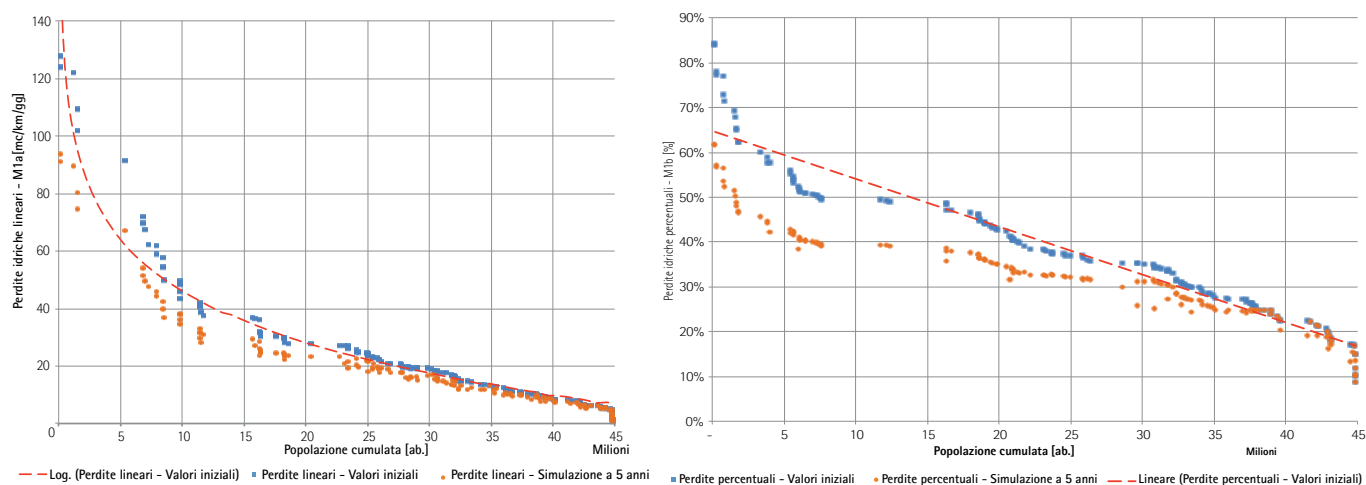


FIG. 5.51

Dinamica dei valori degli indicatori M1a e M1b: situazione attuale e simulazione a 5 anni



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

rappresentazione qualitativa delle *performance* dei gestori per la continuità del servizio, è possibile analizzare i dati, relativi al 2015⁵³, dei livelli effettivi medi raggiunti dai gestori, per gli indicatori: durata delle interruzioni programmate per interventi di manutenzione; durata delle interruzioni non programmate;

tempo di preavviso alle utenze dell'interruzione programmata per manutenzione.

I valori minimo, massimo e medio dichiarati dall'insieme dei gestori analizzati⁵⁴ per tali indicatori (Fig. 5.52) mostrano un'elevata dispersione, a conferma di un'applicazione molto divergente

⁵³ Dati forniti in risposta alla raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII, avviata dall'Autorità con determina 6 dicembre 2016, n. 5/2016-DSID.

⁵⁴ Analisi con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, pari a circa il 50%.

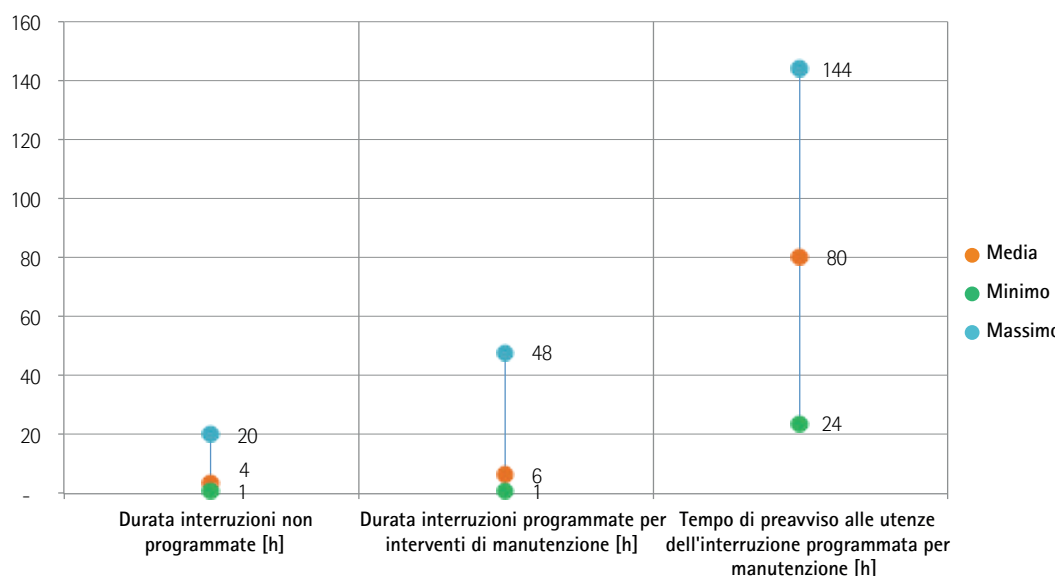


FIG. 5.52

Valori medi, massimi e minimi nazionali effettivi dichiarati dai gestori relativi alle interruzioni del servizio

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

del quadro comune di livelli minimi dei servizi definiti negli anni '90 dalla normativa statale prima richiamata. In particolare, accanto a gestioni con livelli di servizio ampiamente migliorativi rispetto agli standard, emergono casi di scarsa o mancata applicazione degli standard minimi previsti. Tale situazione ha evidenziato la necessità dell'intervento regolatorio dell'Autorità, volto a rafforzare il rispetto degli standard e a ricondurli al quadro complessivo della regolazione della qualità tecnica del SII.

Acquedotto – Qualità dell'acqua erogata

La qualità dell'acqua distribuita attraverso i sistemi di acquedotto rappresenta un aspetto rilevante ai fini della valutazione della gestione del servizio idrico: il manifestarsi di problematiche inerenti la qualità dell'acqua erogata costituisce un disagio immediatamente percepibile dall'utilizzatore finale. Alcuni esempi noti di cattiva qualità dell'acqua in uscita dal rubinetto, registrati nel recente passato, riguardano da un lato gli inquinanti di origine naturale, per i quali la normativa ha previsto un abbassamento dei limiti qualitativi e per i quali l'Italia ha registrato ritardi nell'implementazione di soluzioni volte al superamento delle criticità⁵⁵; e dall'altro lato gli inquinanti di origine naturale e antropica per i quali la normativa

nazionale non fissa limiti di valutazione, ma che sono stati rilevati in concentrazioni talmente significative da richiedere l'intervento degli organi di controllo⁵⁶.

L'Autorità ha pertanto ritenuto opportuno implementare, nella disciplina sulla qualità tecnica, due strumenti finalizzati ad accelerare il miglioramento della qualità dell'acqua erogata in quelle realtà in cui questo aspetto risulta carente. È stato introdotto, tra i prerequisiti, l'obbligo di attestazione dell'adempimento agli obblighi di verifica della qualità dell'acqua distribuita. È poi stato introdotto un macro-indicatore dedicato alla valutazione delle *performance* raggiunte dai gestori in materia di qualità dell'acqua distribuita alle utenze, con lo scopo di intercettare le situazioni di cattiva gestione degli acquedotti tali da ingenerare la non conformità ai valori parametrici fissati dalla normativa⁵⁷.

Il sopra citato macro-indicatore è denominato "qualità dell'acqua erogata (M3)", e si compone di tre indicatori semplici, sulla base dei quali sono valutati:

- In primo luogo, la presenza e la magnitudo delle ordinanze di non potabilità rilevate nell'anno (mediante l'indicatore M3a, espresso in termini di utenze coinvolte e durata di ciascuna ordinanza);
- in secondo luogo, il tasso di non conformità alla normativa in materia, espresso sia in termini di numero di campioni non

⁵⁵ Il caso specifico è relativo all'arsenico e al fluoruro

⁵⁶ Si fa riferimento in questo caso al rilevamento del tallio nelle acque di alcune zone della Toscana e di sostanze perfluoroalchiliche (c.d. PFAS) in alcune zone del Veneto

⁵⁷ In Italia, il riferimento normativo in materia di acque destinate al consumo umano è il d.lgs 31/2001 come successivamente modificato e integrato.

conformi sui campioni interni effettuati (attraverso l'indicatore M3b), sia in termini di numero di parametri non conformi rispetto ai parametri analizzati (con l'applicazione dell'indicatore M3c).

Seguendo l'approccio di tipo *output based*, caratteristico dell'impianto della RQTI, il macro-indicatore individuato si pone, inoltre, in accordo con la direzione tracciata dalla Unione europea con la recente proposta di revisione della direttiva 98/83/CE⁵⁸, secondo la quale uno degli obiettivi da perseguire è il rafforzamento della fiducia dei cittadini nell'acqua loro fornita, che comporterebbe un incremento dell'utilizzo di acqua del rubinetto. Questo dovrebbe contribuire, secondo la Commissione europea, alla riduzione dei rifiuti di plastica e delle emissioni di gas a effetto serra, e avere un impatto positivo sull'attenuazione dei cambiamenti climatici e sull'ambiente nel suo complesso.

Sulla base dei dati a disposizione dell'Autorità, relativi all'anno 2015⁵⁹, criticità significative inerenti alle ordinanze di non potabilità si sono registrate prevalentemente nelle Isole, dove mediamente si sono registrati 18,1 giorni/anno per abitante con assenza di disponibilità di acqua potabile, mentre nel resto del Paese non si superano gli 0,1 giorni/anno. In merito alla conformità delle acque alle prescrizioni normative nei campioni eseguiti dai gestori, nuovamente, sono state individuate problematiche specifiche a livello locale: in particolare a fronte di valori medi nazionali di non conformità pari all'1,4% dei campioni effettuati, nelle Isole si raggiunge una percentuale di non conformità molto più elevata (4,7%).

In funzione dei valori assunti dai citati indicatori M3a, M3b e M3c, in analogia con i macro-indicatori descritti in precedenza, nella RQTI sono delineate cinque classi che individuano il posizionamento di ciascuna gestione: la classe A rappresenta la posizione in cui si collocano le gestioni caratterizzate dalle *performance* più elevate, viceversa la classe E individua la posizione in cui si collocano le gestioni con le

peggiori performance. Ad ogni classe sono associati obiettivi annuali o biennali di miglioramento, differenziati in base alle condizioni iniziali riscontrate, passando dall'obiettivo di semplice mantenimento per le gestioni più virtuose a obiettivi di riduzione delle non conformità via via crescenti (fino a un obiettivo massimo di riduzione delle ordinanze di non potabilità pari al 100% per la classe E).

Nel seguito (Fig. 5.53) è rappresentata una fotografia della distribuzione delle gestioni nelle classi sopra descritte, prendendo come riferimento i dati relativi all'anno 2015⁶⁰. Dalla figura emerge che il 33% della popolazione nazionale è servita da gestioni caratterizzate da un buon livello di conformità ai requisiti di potabilità dell'acqua, dal momento che si collocano nelle classi A e B⁶¹, mentre il restante 67% della popolazione è servita da gestori per i quali sono richiesti sforzi di miglioramento crescenti al fine di migliorare il grado di conformità ai requisiti di potabilità. È da rilevare che gli obiettivi del macro-indicatore sono stati posti in maniera particolarmente accelerata, data la particolare rilevanza per la popolazione della qualità dell'acqua erogata e, conseguentemente, dell'obiettivo di portare rapidamente tutte le gestioni verso il livello di eccellenza

Fognatura

A valle della ricognizione condotta dall'Autorità sullo stato delle infrastrutture idriche e sulle pianificazioni degli interventi predisposte ai sensi del MTI-2, oggetto delle attività propedeutiche all'implementazione della regolazione della qualità tecnica⁶², la fognatura è risultata il servizio con riferimento al quale è stato riscontrato il maggiore livello di arretratezza. Tale condizione è culminata in alcuni casi con la presenza di aree non adeguatamente servite da reti di raccolta e collettamento dei reflui, secondo quanto previsto dalla direttiva 91/271/CEE, certificata da due procedure di infrazione a livello comunitario concluse con sentenza di condanna. A tale criticità si aggiungono una significativa vetustà di reti e impianti, l'inadeguatezza fisica e dimensionale dell'infrastruttura fognaria, l'elevata infiltrazione delle cosiddette "acque

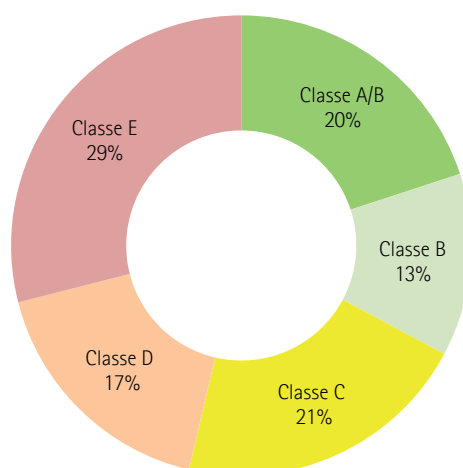
⁵⁸ Concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano e recepita in Italia dal d.lgs 31/2001 e s.m.i.

⁵⁹ Dati forniti in risposta alla determina n.5/2016 avente ad oggetto la raccolta dei dati di efficienza e qualità del servizio idrico integrato.

⁶⁰ Analisi con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, pari al 60%.

⁶¹ In questa prima analisi si è preferito adottare un criterio di suddivisione in classi leggermente più lasco di quanto prescritto in delibera, accorpando in un'unica classe, denominata "A/B", tutte le gestioni caratterizzate da assenza di ordinanze di potabilità e numerosità di campioni non conformi estremamente bassa, dal momento che i dati che concorrono alla determinazione dell'indicatore M3c per l'anno 2015 sono risultati non del tutto completi.

⁶² Cfr. in particolare i documenti di consultazione del 27 luglio 2017 (DCO 562/2017/R/idr) e del 10 novembre del 2017 (DCO 748/2017/R/idr).

**FIG. 5.53**

Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

parassite" e la frequenza degli allagamenti, con impatti negativi sia sull'ambiente in termini di inquinamento dei corpi idrici recettori, sia sull'utenza in termini di disagio e pericolo generati da fenomeni di allagamento e sversamento nelle aree urbanizzate.

Con l'obiettivo di dare ulteriore impulso al superamento delle problematiche di tutela ambientale e dell'utenza sopra descritte, l'Autorità, all'interno del proprio modello di regolazione della qualità tecnica, ha introdotto uno specifico prerequisito di accesso al meccanismo premiale, avente a oggetto la conformità delle gestioni alla normativa sulla gestione delle acque reflue⁶³ e finalizzato a identificare le criticità del sistema fognario-depurativo che devono essere risolte in un arco di tempo predeterminato, anche con interventi infrastrutturali. Successivamente e per minimizzare l'impatto associato al convogliamento delle acque reflue, l'Autorità ha individuato un indicatore integrato, riguardante l'adeguatezza del sistema fognario (M4). Tenendo conto dell'eterogeneità delle tipologie di fognatura esistenti nel territorio nazionale, esso intercetta da un lato il fenomeno degli allagamenti e degli sversamenti da fognatura e, dall'altro, rileva anche l'adeguatezza impiantistica e di funzionamento degli scaricatori di piena, al fine di prevenire i fenomeni di inquinamento della risorsa idrica, con questo ampliando la definizione normativa di adeguatezza e introducendo elementi riguardanti l'adeguatezza effettiva degli scaricatori ai fini del raggiungimento dell'obiettivo prefissato. L'indicatore così strutturato, a partire dal posizionamento

del gestore in una determinata classe, prevede il raggiungimento di obiettivi annuali di mantenimento o miglioramento in termini di:

- riduzione del numero di allagamenti e/o sversamenti da fognatura rilevati ogni 100 km di rete (indicatore M4a) ;
- riduzione percentuale del numero di scaricatori di piena non adeguati alla normativa vigente (indicatore M4b);
- riduzione percentuale del numero di scaricatori che all'anno "a" non sono stati oggetto di ispezione da parte del gestore o non sono dotati di sistemi di rilevamento automatico dell'attivazione (indicatore M4c).

Nella figura 5.54 è rappresentata la situazione a livello nazionale della distribuzione nelle varie classi con riferimento all'anno 2015⁶⁴. Da essa si evince che circa i due terzi della popolazione nazionale sono serviti da gestioni per le quali si configura la necessità di interventi per il miglioramento dell'adeguatezza del sistema fognario, la maggior parte delle quali si colloca in classe E, che richiede il maggiore sforzo di adeguamento. Solo un terzo della popolazione è servita invece da gestori che hanno conseguito uno stato di efficienza del proprio servizio di fognatura. È altresì interessante notare come, simulando l'effetto a 5 anni dell'applicazione degli obiettivi di qualità tecnica, gli utenti serviti da gestori in classe A per il macro-indicatore M4 aumenterebbero a poco meno del 50%.

⁶³ Si fa riferimento in particolare alla presenza di agglomerati oggetto delle condanne della Corte di Giustizia Europea – pronunciate il 19 luglio 2012 (causa C-565/10) e il 10 aprile 2014 (causa C-85/2013) o successive – e non dichiarati conformi alla direttiva 91/271/CE, alla data del 31 dicembre di ciascun anno (a-1) (Cfr. art. 22 RQTI).

⁶⁴ Trattasi di dati forniti in risposta alla determina n.5/2016 avente ad oggetto la raccolta dei dati di efficienza e qualità del servizio idrico integrato. Analisi con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, pari al 32%.

Depurazione

Anche per il settore della depurazione, in assenza di percezione diretta da parte dell'utenza, l'Autorità ha confermato l'approccio *output based* di natura prettamente ambientale, inteso in termini migliorativi rispetto alla puntuale verifica di conformità agli obblighi (stabiliti dalla direttiva 91/271/CEE) e come criterio guida per la selezione dei due macro-indicatori di regolazione della qualità tecnica: M5, smaltimento fanghi in discarica; M6, qualità dell'acqua depurata. La tutela dell'ambiente per il servizio di depurazione è infatti compiutamente rappresentata dall'impatto correlato ai due principali *output* del processo depurativo, in termini di qualità e gestione ottimale degli effluenti degli impianti e dei fanghi residui del processo di trattamento. Tra l'altro, con la comunicazione COM(2017)749, la Commissione europea, nel valutare positivamente il miglioramento graduale della qualità delle acque europee conseguito tramite l'attuazione della direttiva 91/271/CEE, ha evidenziato, tra le principali ulteriori sfide da promuovere, proprio:

- il conseguimento di un'adeguata qualità dell'acqua depurata, funzionale anche a incrementare il riutilizzo delle acque reflue in caso di scarsità idrica, attraverso il rinnovo e ammodernamento delle infrastrutture;

- il miglioramento della qualità e del recupero dei fanghi di depurazione (58% recupero, 27% incenerimento, a fronte dell'11% di smaltimento in discarica e altro).

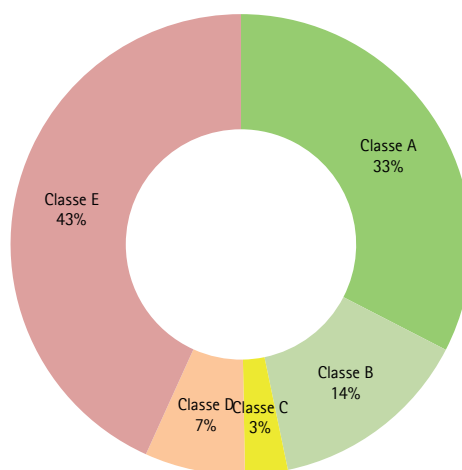
Analogamente all'approccio adottato per gli altri macro-indicatori, ai due macro-indicatori M5 e M6 sono associati gli obiettivi di miglioramento (o mantenimento) che i gestori devono conseguire annualmente, sulla base di *target* differenziati rispetto ai livelli di partenza. Questi ultimi sono individuati a partire dalle evidenze delle elaborazioni svolte dall'Autorità sulle grandezze tecniche comunicate dai gestori/Enti di governo dell'ambito nelle precedenti raccolte dei "Dati efficienza e qualità del SII", nonché dalla ricognizione sulle effettive criticità rilevate nel territorio di competenza alla base della predisposizione dei Programmi degli Interventi. Tutto questo assumendo che maggiori sforzi siano richiesti alle gestioni più arretrate, al fine di ricondurle a regime ai livelli di maturità ed efficienza delle esperienze più avanzate (cui sono applicati obiettivi di mantenimento), attenuando gradualmente le forti disparità territoriali.

Depurazione – Smaltimento fanghi in discarica

Per quanto riguarda i fanghi residui di depurazione, classificati come rifiuti speciali ai sensi dell'art. 184, comma 3, lett. g) del

FIG. 5.54

Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i, gli obiettivi associati al macro-indicatore M5⁶⁵, introdotti dalla RQTI, perseguono lo scopo di incoraggiare tutte le modalità alternative di recupero delle sostanze nutritive e/o del contenuto energetico dei fanghi. Tale sforzo di valorizzazione dei fanghi come risorsa è del tutto coerente con l'ordine di priorità tra le differenti opzioni per il trattamento dei rifiuti prefigurato dalla direttiva 2008/98/CE. Quest'ultima tende a scoraggiare il ricorso allo smaltimento in discarica (relegandolo a casi specifici e residuali) quanto più è elevato il contenuto di sostanza organica dei fanghi (con pernicioso produzione di biogas e di percolato), perseguendo contestualmente il raggiungimento del *target* 6.3 dell'Obiettivo 6 dell'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile.⁶⁶ Il percorso delineato dall'Autorità con l'introduzione del macro-indicatore M5, e degli obiettivi ad esso sottesi, si è rivelato fra l'altro del tutto in linea con la più recente definitiva approvazione da parte del Parlamento europeo (18 aprile 2018) delle quattro direttive costituenti il c.d. Pacchetto economia circolare, che prefigura un processo di graduale rinuncia dell'opzione di smaltimento in discarica.

L'articolazione delle classi per il macro-indicatore M5, e in particolare il valore soglia della classe di eccellenza, posta al 15%, è stata individuata, sulla base dei dati comunicati dai gestori⁶⁷, in modo da perseguire in cinque anni una riduzione a livello nazionale dello smaltimento in discarica dal valore medio attuale, riferito al 2015, di poco inferiore al 22% (Fig. 5.55) a un valore target maggiormente in linea con il valore medio europeo (11%). In realtà, dall'elaborazione dei dati raccolti dall'Autorità presso i gestori, risulta comunque che il 59% del campione rientrerebbe già nella classe di eccellenza (Fig. 5.56).

Tuttavia, dal momento che le attuali prestazioni dei gestori (Fig. 5.55) potrebbero riflettere anche variabili di contesto e riflettere scelte di programmazione lungimiranti adottate a

livello regionale e/o locale, già finalizzate a scoraggiare lo smaltimento in discarica, l'Autorità ha affinato i criteri d'osservazione. Rafforzando l'approccio *technologically neutral* della regolazione economica, ha stabilito che l'obiettivo di miglioramento non operi sul macro-indicatore medesimo (percentuale di smaltimento in discarica), bensì agisca in termini di riduzione della grandezza "massa del fango tal quale complessivamente smaltita in discarica" direttamente correlata al solo numeratore del macro-indicatore M5. Tale impostazione consente ai gestori di calibrare il raggiungimento dell'obiettivo potendo valutare una pluralità di strategie e interventi correlati, selezionando quelli effettivamente attuabili o maggiormente appropriati allo specifico contesto territoriale e di dotazione impiantistica. Basti pensare all'adozione di soluzioni tecnologiche per ridurre la quantità di fanghi prodotti, piuttosto che a modalità di gestione utili a massimizzare i livelli di riciclo/recupero delle sostanze nutritive.

Depurazione - Qualità dell'acqua depurata

Con riferimento al macro-indicatore M6⁶⁸, volto a orientare e valorizzare interventi per incrementare la qualità del refluo depurato e concorrere al miglioramento dello stato di qualità complessivo dei corpi idrici e dell'ambiente in generale, l'Autorità si è indirizzata verso la promozione di una sempre migliore qualità delle acque rilasciate all'ambiente, al di là degli specifici obblighi imposti dalla normativa in materia.

La conformità alla direttiva 91/271/CEE, infatti, è già pienamente colta dal prerequisito individuato nella RQTI, richiamato a proposito dell'adeguatezza del sistema fognario e relativo alla presenza di agglomerati - oggetto delle condanne della Corte di Giustizia Europea - pronunciate il 19 luglio 2012 (causa C-565/10) e il 10 aprile 2014 (causa C-85/13) in materia di raccolta, trattamento e

⁶⁵ M5 è definito come rapporto percentuale tra la quota di fanghi di depurazione misurata in sostanza secca complessivamente smaltita in discarica e la quantità di fanghi di depurazione misurata in sostanza secca complessivamente prodotta negli impianti di depurazione.

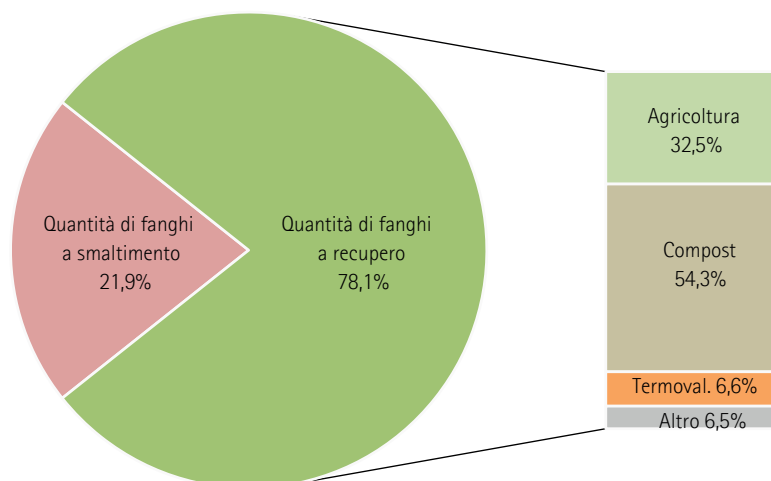
⁶⁶ L'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile è un programma d'azione sottoscritto nel settembre 2015 dai governi dei 193 Paesi membri dell'ONU, tra cui l'Italia, volto a conseguire, entro il 2030, 17 Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (*Sustainable Development Goals, SDGs*) e articolato in 169 target. Nello specifico, l'Obiettivo 6, prefiggendosi di "Garantire a tutti la disponibilità e la gestione sostenibile dell'acqua e delle strutture igienico-sanitarie", prevede, nell'ambito del target 6.3, di "Migliorare entro il 2030 la qualità dell'acqua eliminando le discariche, riducendo l'inquinamento e il rilascio di prodotti chimici e scorie pericolose, dimezzando la quantità di acque reflue non trattate e aumentando considerevolmente il riciclaggio e il reimpiego sicuro a livello globale".

⁶⁷ Analisi con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, pari al 65%.

⁶⁸ Il macro-indicatore M6 è definito come tasso percentuale di campioni caratterizzati dal superamento di uno o più limiti di emissione in termini di concentrazione dei parametri inquinanti delle tabelle 1 e 2, sul totale dei campionamenti effettuati, ai sensi dell'Allegato 5 alla parte III del d.lgs. 152/2006 e s.m.i., sull'acqua reflua scaricata da tutti gli impianti di depurazione di dimensione superiore ai 2.000 A.E. o 10.000 A.E., se recapitanti in acque costiere.

FIG. 5.55

Destinazione dei fanghi di depurazione



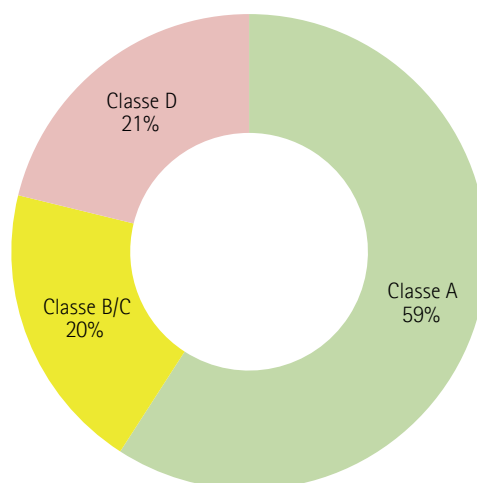
Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

scarico delle acque reflue – non ancora dichiarati conformi e privi dei requisiti per accedere al meccanismo incentivante. L'opportunità di incoraggiare il settore depurativo verso una maggiore tutela ambientale, tuttavia, trova giustificazione nella condizione ancora insoddisfacente (Fig. 5.57) del tasso di non

conformità degli impianti⁶⁹ come comunicato dai soggetti gestori per l'anno 2015⁷⁰, mentre appare del tutto coerente con il sistema di obiettivi individuati dalla Strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile⁷¹ pubblicata il 15 maggio 2018 in Gazzetta ufficiale⁷².

FIG. 5.56

Simulazione della distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

⁶⁹ L'individuazione delle non conformità si riferisce ai risultati ufficiali e alle analisi condotte dagli organi competenti al controllo ai sensi dell'allegato V alla parte III del D.Lgs 152/2006, come comunicato dai soggetti competenti e indicato nel Manuale d'uso per la raccolta "Dati efficienza e qualità SII" allegato alla determina 6 dicembre 2016, n. 5/2016-DSID.

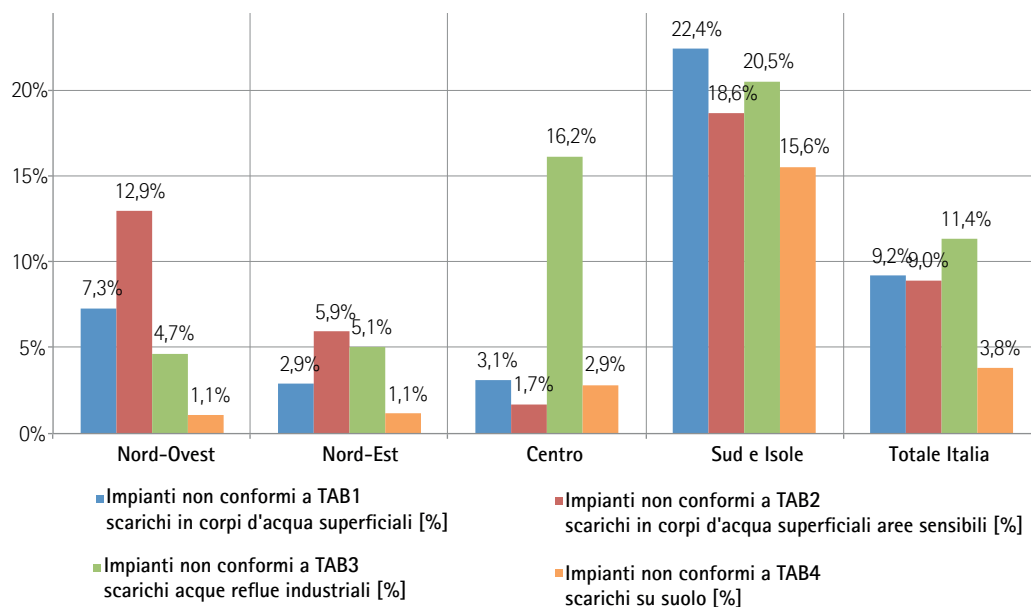
⁷⁰ Analisi con un grado di copertura, in termini di popolazione nazionale residente, pari al 78%.

⁷¹ Con riferimento all'Area "Pianeta" in cui si articola la Strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile, si rimanda opportunamente agli obiettivi: 3 Minimizzare i carichi inquinanti nei suoli, nei corpi idrici e nelle falde acquifere, tenendo in considerazione i livelli di buono stato ecologico dei sistemi naturali; 4 Attuare la gestione integrata delle risorse idriche a tutti i livelli di pianificazione; 5 Massimizzare l'efficienza idrica e adeguare i prelievi alla scarsità d'acqua.

⁷² Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Serie generale, n. 111 del 15 maggio 2018.

FIG. 5.57

Tasso di non conformità per impianti superiori ai 2.000 A.E. tenuti al rispetto delle tabelle di cui all'allegato 5, parte terza del Dlgs 152/2006 e s.m.i



Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati dei gestori.

**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

Allea S.r.l.

Impaginazione

Pomilio Blumm S.r.l.





RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2018

VOLUME II Attività svolta



RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2018

Volume II Attività svolta

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Guido Bortoni	<i>Presidente</i>
Alberto Biancardi	<i>Componente</i>
Rocco Colicchio	<i>Componente</i>
Valeria Termini	<i>Componente</i>

Capitolo 1. Il contesto internazionale Intersettoriale	pag.	2
Evoluzione della legislazione europea		
Verso l'Unione energetica europea. Energia pulita per tutti gli europei	pag.	3
Coordinamento internazionale		
Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea e Svizzera	pag.	8
Rapporti e iniziative con i paesi non appartenenti all'UE	pag.	11
Capitolo 2. Indirizzi di politica energetico-ambientale e rapporti istituzionali Intersettoriale	pag.	20
Evoluzione della legislazione italiana	pag.	21
Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni	pag.	29
Segnalazioni	pag.	29
Pareri, proposte e memorie al Governo	pag.	29
Audizioni presso il Parlamento	pag.	32
Rapporti con le altre istituzioni	pag.	38
Accountability, trasparenza e anticorruzione	pag.	40
Analisi di impatto della regolazione	pag.	42
Capitolo 3. Regolazione nel settore dell'energia elettrica Settoriale	pag.	44
Unbundling	pag.	45
Regolazione dell'unbundling	pag.	45
Regolazione delle reti e del sistema elettrico	pag.	46
Regolazione tecnica: servizio di dispacciamento	pag.	46
Regolazione tecnica: servizio di trasporto e distribuzione	pag.	49
Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti	pag.	53
Regolazione tecnica: impianti essenziali	pag.	56
Monitoraggio dei mercati all'ingrosso	pag.	61
Regolazione tecnica: norme in materia di qualità e output dei servizi di distribuzione e trasmissione	pag.	63
Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	pag.	68
Oneri generali di sistema per il settore elettrico	pag.	73
Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari	pag.	81
Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei	pag.	82
Promozione della concorrenza, tutela dell'ambiente e innovazione	pag.	87
Progetti pilota e sperimentazioni	pag.	87
Tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita	pag.	89
Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico	pag.	90
Capitolo 4. Regolazione nel settore del gas naturale Settoriale	pag.	96
Unbundling	pag.	97

Regolazione dell'unbundling	pag. 97
Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale	pag. 97
Regolazione delle reti e del sistema gas	pag. 98
Regolazione tecnica: servizi di bilanciamento	pag. 98
Regolazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione	pag. 100
Misure di salvaguardia del sistema gas	pag. 104
Monitoraggio dei mercati all'ingrosso	pag. 105
Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture	pag. 106
Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con il piano di sviluppo comunitario	pag. 111
Regolazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia qualità dei servizi	pag. 112
Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione	pag. 114
Capitolo 5. Regolazione e attività svolta nel servizio idrico Settoriale	pag. 120
Rapporti istituzionali, assetti locali e interventi necessari e urgenti nel servizio idrico integrato	pag. 122
Monitoraggio degli assetti locali del servizio idrico integrato	pag. 122
Gruppo di lavoro con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sull'aggiornamento dei Piani di gestione di distretto idrografico	pag. 123
Modalità di trasferimento degli importi dovuti alla contabilità speciale del Commissario unico per gli interventi oggetto di infrazione europea	pag. 124
Definizione della sezione acquedotti del Piano nazionale di interventi del settore idrico	pag. 125
Regolazione tariffaria, unbundling e misura	pag. 127
Regolazione tariffaria	pag. 127
Regolazione dell'unbundling	pag. 136
Regolazione del servizio di misura	pag. 137
Regolazione della qualità nel SII	pag. 138
Regolazione della qualità tecnica del SII	pag. 138
Regolazione della qualità contrattuale del SII	pag. 142
Capitolo 6. Regolazione nel settore del teleriscaldamento e teleraffreddamento Settoriale	pag. 146
Avanzamento delle attività	pag. 147
Capitolo 7. Ciclo dei rifiuti urbani e assimilati Settoriale	pag. 154
Progetto speciale servizi ambientali	pag. 155
Capitolo 8. Mercati retail Intersettoriale	pag. 158
Regolazione del mercato elettrico e del gas	pag. 159
Evoluzione del mercato retail	pag. 159
Mercato elettrico	pag. 160
Mercato del gas	pag. 168
Mercato elettrico e del gas	pag. 171
Efficienza del consumo	pag. 186
Monitoraggio retail	pag. 189

Capitolo 9. Tutela dei consumatori | Intersettoriale

Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori di energia elettrica e di gas

Informazione in relazione all'attuale previsione del superamento delle tutele di prezzo e ulteriori iniziative di capacitazione a vantaggio dei clienti finali di piccole dimensioni	pag. 193
Strumenti per il confronto dei prezzi per i servizi elettrico e gas	pag. 195
Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti finali	pag. 197
Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico e gas	pag. 201

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici

Il sistema di tutele dei clienti finali e degli utenti finali

Il Servizio conciliazione dell'Autorità	pag. 211
Procedure speciali e altre attività	pag. 215
Designazione dell'Autorità quale autorità competente per l'ADR nei settori regolati	pag. 218
Indagine conoscitiva sugli obblighi informativi in tema di ADR	pag. 223
Settore idrico: valutazione dei reclami ed estensione del sistema di tutele	pag. 225

Interventi specifici – Disposizioni urgenti in materia di interventi per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi.

Capitolo 10. Vigilanza e contenzioso | Intersettoriale

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini, vigilanza e controllo	pag. 233
Attuazione del regolamento REMIT	pag. 251
Procedimenti sanzionatori e prescrittivi	pag. 251

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

Settore elettrico	pag. 255
Settore gas	pag. 259

Contenzioso

Capitolo 11. Attuazione della regolazione, comunicazione, organizzazione e risorse | Intersettoriale

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti assunti

Attività di consultazione	pag. 273
Provvedimenti assunti	pag. 276

Comunicazione

Organizzazione

Risorse umane e sviluppo del personale

Gestione economico-finanziaria

Indice delle tavole

Tav. 3.1	Dettaglio degli oneri A_3	pag.	74
Tav. 3.2	Numero ed entità totale delle variazioni di potenza impegnata registrate nei sei mesi analizzati	pag.	76
Tav. 3.3	Componenti tariffarie A_2 , A_3 , A_4 , A_5 , A_6 , UC4, UC7 e MCT per tipologia di clienti. Anno 2017	pag.	78
Tav. 3.4	Curva di adeguamento progressivo. Coefficiente del contributo minimo	pag.	79
Tav. 3.5	Stima delle agevolazioni per le imprese energivore di competenza 2014 e 2015 e contributo dei clienti non energivori alla raccolta della componente Ae	pag.	80
Tav. 3.6	Codici di rete e Linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2019	pag.	82
Tav. 4.1	Premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Principali delibere	pag.	113
Tav. 4.2	Stazioni appaltanti oggetto di verifiche per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%	pag.	116
Tav. 8.1	Elenco dei fornitori ammessi alla Tutela SIMILE	pag.	163
Tav. 8.2	Ammontare di reintegrazione per il settore elettrico	pag.	172
Tav. 8.3	Ammontare di reintegrazione per il settore del gas naturale	pag.	172
Tav. 8.4	Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo	pag.	174
Tav. 8.5	Standard generali di qualità dei call center	pag.	183
Tav. 9.1	Chiamate pervenute al call center dello Sportello – 2017 e I trimestre 2018	pag.	197
Tav. 9.2	Distribuzione chiamate fra rete fissa e rete mobile, anno 2017 e I trimestre 2018	pag.	198
Tav. 9.3	Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dello Sportello, anno 2017 e I trimestre 2018	pag.	199
Tav. 9.4	Livelli di servizio per il call center dello Sportello, anno 2017 e I trimestre 2018	pag.	199
Tav. 9.5	Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il call center dello Sportello, anno– 2017 e I trimestre 2018	pag.	199
Tav. 9.6	Clienti titolari di bonus elettrico, anni 2015 2017	pag.	201
Tav. 9.7	Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus per disagio economico per area geografica, anno 2017	pag.	202
Tav. 9.8	Ripartizione delle famiglie con agevolazione in corso per disagio economico, anni 2013 2017 (bonus elettrico)	pag.	202
Tav. 9.9	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, anni 2013 2017	pag.	204
Tav. 9.10	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico, anni 2016 2017	pag.	204
Tav. 9.11	Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico, anni 2016 2017	pag.	204
Tav. 9.12	Ripartizione delle famiglie con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2013 2017 (bonus gas)	pag.	205
Tav. 9.13	Ripartizione dei bonus per tipologia di utilizzo del gas, anni 2015 2017	pag.	206
Tav. 9.14	Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico, anno 2017	pag.	206
Tav. 9.15	Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello, anno 2017 e I trimestre 2018	pag.	210
Tav. 9.16	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative, anno 2017	pag.	216
Tav. 9.17	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive, anno 2017	pag.	217
Tav. 9.18	Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 marzo 2018	pag.	219
Tav. 9.19	Principali tematiche oggetto di attivazione della procedura (2016 e 2017) – Organismi ADR	pag.	221
Tav. 10.1	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2013-2017	pag.	234
Tav. 10.2	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2013-2017	pag.	235
Tav. 10.3	Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni di cui all'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11	pag.	236
Tav. 10.4	Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la distribuzione di gas naturale, in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura	pag.	237
Tav. 10.5	Verifiche ispettive nei confronti di gestori di una rete interna di utenza cui sono connesse imprese a forte consumo di energia elettrica	pag.	237

Tav. 10.6	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica, in materia di perequazione delle perdite di rete	pag. 238
Tav. 10.7	Verifiche ispettive in materia di unbundling nei confronti di un'impresa verticalmente integrata e di imprese appartenenti al medesimo gruppo societario	pag. 239
Tav. 10.8	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio	pag. 239
Tav. 10.9	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio	pag. 240
Tav. 10.10	Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizi	pag. 241
Tav. 10.11	Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas	pag. 241
Tav. 10.12	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio	pag. 242
Tav. 10.13.	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio a seguito di insufficienti odorizzazioni	pag. 243
Tav. 10.14	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento	pag. 244
Tav. 10.15	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale, distribuiti a mezzo di reti urbane, in materia di condizioni economiche di fornitura	pag. 245
Tav. 10.16	Verifiche ispettive nei confronti di un distributore elettrico e di un venditore elettrico in materia di sistema indennitario	pag. 245
Tav. 10.17	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita e di distribuzione di energia elettrica in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del SII	pag. 246
Tav. 10.18	Verifica ispettiva nei confronti di e-distribuzione in materia di saturazione virtuale della rete elettrica	pag. 247
Tav. 10.19	Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione	pag. 247
Tav. 10.20	Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato	pag. 249
Tav. 10.21	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2017	pag. 261
Tav. 10.22	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2017	pag. 262
Tav. 10.23	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2017	pag. 263
Tav. 11.1	Sintesi delle attività di consultazione nel 2017	pag. 274
Tav. 11.2	Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2016 e 2017	pag. 277
Tav. 11.3	Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità	pag. 285
Tav. 11.4	Composizione del personale al 31 dicembre 2017 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento	pag. 286
Tav. 11.5	Retribuzione annua lorda per carriera e grado al 31 dicembre	pag. 286
Tav. 11.6	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto	pag. 287

Indice delle figure

Fig. 3.1	Stato di implementazione delle previsioni di Codici di rete e Linee guida in Italia	pag. 83
Fig. 3.2	Schema di approvazione delle TC o M europee o regionali	pag. 84
Fig. 3.3	Regione Italy North	pag. 85
Fig. 3.4	Piattaforme TERRE, MARI, IGCC e PICASSO	pag. 87
Fig. 3.5	Gettito della componente A ₅ ed erogazioni approvate	pag. 91
Fig. 8.1	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario	pag. 174
Fig. 8.2	Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (II semestre 2008 – II semestre 2017)	pag. 184
Fig. 8.3	Livello di servizio – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2017)	pag. 185
Fig. 8.4	Tempo medio di attesa- Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center (I e II semestre 2017)	pag. 185
Fig. 9.1	Focus principali argomenti chiamate canale bonus, anno 2017	pag. 198
Fig. 9.2	Principali argomenti delle richieste di informazione semplici, anno 2017	pag. 200
Fig. 9.3	Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2014 – 2017 (bonus elettrico)	pag. 203
Fig. 9.4	Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2014 – 2017 (bonus gas)	pag. 205
Fig. 9.5	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante, anno 2017	pag. 211
Fig. 9.6	Domande al Servizio conciliazione suddivise per tipologia di cliente e settore, anno 2017	pag. 212
Fig. 9.7	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione, anno 2017	pag. 212
Fig. 9.8	Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione, anno 2017	pag. 213
Fig. 9.9	Esiti procedure concluse presso il Servizio conciliazione, anno 2017	pag. 213
Fig. 9.10	Procedure speciali informative, anno 2017	pag. 215
Fig. 9.11	Procedure speciali risolutive, anno 2017	pag. 216
Fig. 9.12	Principali motivi di inammissibilità della domanda (2017) – Organismi ADR	pag. 222
Fig. 9.13	Principali esiti delle procedure conciliative (2017) – Organismi ADR	pag. 223
Fig. 9.14	Flussi documentali aventi a oggetto richieste di informazioni, segnalazioni e reclami trasmessi all'Autorità da parte degli utenti del settore idrico, anno 2017 e gennaio-febbraio 2018	pag. 226
Fig. 9.15	Reclami trasmessi all'Autorità dagli utenti del settore idrico, anno 2017 e gennaio-febbraio 2018	pag. 226
Fig. 9.16	Tipologia di reclami trasmessi all'Autorità dagli utenti del settore idrico, anno 2017	pag. 227
Fig. 10.1	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità dal 2009	pag. 250
Fig. 11.1	Andamento mensile della produzione provvedimentoale 2017	pag. 277
Fig. 11.2	Categorie della produzione provvedimentoale	pag. 277

1.

Contesto
internazionale

Intersettoriale

Evoluzione della legislazione europea

Nel 2017 l'attività delle istituzioni europee in materia di energia e sviluppo delle infrastrutture si è concentrata nella discussione a livello di Consiglio e Parlamento delle proposte legislative avanzate dalla Commissione europea e rientranti nel c.d. Pacchetto CEP (*Clean Energy for all Europeans*), pubblicato il 30 novembre 2016. Tali proposte legislative riguardano l'efficienza energetica, le energie rinnovabili, l'assetto del mercato dell'energia elettrica, la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e le norme sulla *governance* per l'Unione dell'energia. Sempre nel 2017 è stato approvato il regolamento (UE) 1938/2017 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, che introduce, tra l'altro, un meccanismo di solidarietà e cooperazione tra stati limitrofi in caso di emergenza energetica.

Nell'anno appena trascorso sono entrati in vigore tre regolamenti implementativi delle disposizioni del Terzo Pacchetto per il settore elettrico e due per il settore del gas naturale. In particolare, nel 2017 è entrato in vigore il regolamento (UE) 2195/2017 che istituisce le Linee guida per i mercati del bilanciamento ovvero di

quei mercati utilizzati dagli operatori di rete per approvvigionarsi, anche a livello transfrontaliero, delle risorse di riserva necessarie per mantenere il sistema in equilibrio in tempo reale; il regolamento (UE) 2196/2017 che istituisce un codice di rete in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica; il regolamento (UE) 1485/2017 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica. Per quanto riguarda in particolare il gas naturale, il 17 marzo 2017 sono stati pubblicati nella Gazzetta Ufficiale UE la modifica del Codice di rete per i meccanismi di allocazione della capacità sui sistemi di trasmissione, con il regolamento (UE) 459 /2017) contenente nuove norme per l'allocazione della capacità incrementale, e del Codice di rete per l'armonizzazione delle tariffe di trasporto del gas naturale con il regolamento (UE) 460/2017 o Codice TAR. Quest'ultimo stabilisce norme finalizzate a favorire la coerenza delle strutture tariffarie per il trasporto del gas, comprese le norme sull'applicazione di una metodologia dei prezzi di riferimento, sugli obblighi di consultazione e pubblicazione associati e sul calcolo dei prezzi di riserva per prodotti di capacità standard.

Verso l'Unione energetica europea. Energia pulita per tutti gli europei

Nel corso del 2017 e nella prima parte del 2018 si sono registrati importanti passi avanti nel processo di adozione del Pacchetto legislativo *Energia pulita per tutti gli europei* (*Clean Energy for all Europeans*, CEP), le cui proposte normative sono state avanzate dalla Commissione europea nel novembre 2016, a completamento delle iniziative legislative previste dal progetto politico di un'Unione dell'energia.

Un ruolo centrale nel Pacchetto è assunto dalle azioni che dovranno facilitare il conseguimento da parte dell'UE dei due obiettivi ambientali a lungo termine in campo energetico: circa il 50% di produzione di energia da fonti rinnovabili entro il 2030

ed elettricità a zero emissioni entro il 2050. In tal senso, la leva principale dell'iniziativa legislativa sono le misure che dovranno adeguare il mercato elettrico al rapido e sempre crescente sviluppo delle fonti rinnovabili e alle nuove tecnologie efficienti e, al contempo, stimolare chiari segnali di prezzo per favorire la transizione energetica.

In questo contesto, come già ampiamente illustrato nella *Relazione Annuale 2017*, il Pacchetto CEP prevede una serie di azioni che rivestono particolare rilevanza per la regolazione energetica, fra cui:

- la definizione di un nuovo disegno del mercato elettrico basato

su chiari segnali di prezzo adeguato alla transizione verso la piena decarbonizzazione, il coordinamento dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva, la piena integrazione delle energie rinnovabili e della domanda nei sistemi;

- il rafforzamento della tutela dei consumatori e della loro "capacitazione" per favorire scelte informate e consapevoli e una loro partecipazione, anche attraverso l'utilizzo di nuove tecnologie, più attiva, nonché il diritto di accesso ai dati tutelando la privacy;
- la revisione del quadro regolatorio europeo volto al rafforzamento dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali (ACER) e la promozione della dimensione regionale nell'integrazione dei mercati;
- l'armonizzazione e lo sviluppo delle norme relative alla sicurezza degli approvvigionamenti.

Il Pacchetto CEP si articola poi in otto proposte legislative che fanno riferimento a quattro ambiti di intervento.

Mercato elettrico

- Proposta di direttiva sulle regole comuni del mercato elettrico europeo;
- Proposta di revisione del regolamento sul mercato elettrico;
- Proposta di regolamento per la preparazione al rischio nel settore elettrico, che abroga la direttiva 2005/89/CE;
- Proposta di revisione del regolamento per l'istituzione dell'ACER.

Fonti rinnovabili

- Proposta di revisione della direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili.

Efficienza energetica

- Proposta di revisione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;
- Proposta di revisione della direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia (accompagnata da una Iniziativa europea per l'edilizia).

Governance

- Proposta di regolamento sulla governance dell'Unione dell'energia.

Le nuove misure relative al mercato elettrico sono tese a disegnare un nuovo quadro normativo e tecnico-regolatorio volto a rendere il mercato energetico dell'Unione più competitivo e integrato, in un contesto caratterizzato dalla rapida transizione verso l'energia pulita, e a trasferire i benefici conseguiti al consumatore in termini di condizioni più eque per la fornitura di energia, di maggiore trasparenza, di opportunità di scelta e di partecipazione attiva al sistema dell'energia. L'integrazione dei mercati è ispirata ad alcuni principi chiave quali la rimozione degli ostacoli ai segnali di prezzo e la piena responsabilizzazione delle fonti energetiche rinnovabili nella partecipazione ai mercati. Le norme di maggiore interesse per gli ambiti di attività dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità o ARERA) riguardano le proposte di rifusione della direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del regolamento sul mercato dell'energia elettrica e del regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia. Rinviano alla *Relazione Annuale 2017* per una descrizione dei contenuti delle proposte, si riportano di seguito i principali esiti del dibattito interistituzionale in corso.

Direttiva elettrica

Nel corso del 2017 si è svolta in parallelo in seno al Consiglio e al Parlamento europeo la discussione in merito alla *Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (rifusione)*. In particolare, il Consiglio energia del 18-20 dicembre 2017 ha licenziato il testo della direttiva elettrica, rinviando al trilogio interistituzionale fra Commissione europea, Consiglio e Parlamento europeo, la soluzione di alcuni nodi ancora irrisolti. Allo stesso modo, lo scorso 21 febbraio la Commissione ITRE ha approvato in prima lettura il testo e dato mandato al trilogio (sotto la Presidenza di turno austriaca del secondo semestre 2018) di approvare il testo prima del termine della legislatura europea in corso.

In stretto coordinamento con il Ministero dello sviluppo economico e avvalendosi anche del contributo e del coordinamento delle posizioni dei regolatori europei tramite il CEER (Consiglio europeo dei regolatori dell'energia), l'Autorità non ha fatto mancare il proprio supporto tecnico al fine di migliorare, sotto il profilo delle ricadute regolatorie, le proposte inizialmente avanzate dalla

Commissione europea, con riferimento in particolare ai temi concernenti la tutela dei consumatori, la fatturazione, gli strumenti di confronto delle offerte commerciali di vendita, lo *switching*, il diritto dei clienti a contratti con prezzi dinamici, l'introduzione e le regole applicabili alle comunità energetiche (*Local Energy Communities, LEC*, nella Proposta della Commissione).

L'azione svolta dalle istituzioni nazionali, anche tramite il contributo e il coordinamento con gli altri regolatori europei membri del CEER, ha consentito di migliorare il contenuto di numerose proposte iniziali, in particolare, per quanto attiene alcuni temi di particolare rilevanza per il Paese, di seguito sintetizzati.

Contratti di fornitura con prezzo dinamico. La versione licenziata dal Consiglio, in particolare, apporta chiarimenti e modifiche al testo, riconoscendo l'esigenza di disporre di un quadro regolatorio idoneo per l'offerta, da parte dei venditori nei confronti dei propri clienti finali, di contratti di fornitura a prezzo dinamico; al contempo, si prevede che le autorità nazionali di regolazione monitorino gli sviluppi del mercato *retail* associati anche alla diffusione dei contratti a prezzo dinamico:

Switching del fornitore e relativi oneri. Si prevede una progressiva riduzione dei tempi di *switching* del fornitore, da un massimo di 3 settimane verso, a regime, un massimo di 24 ore. Con riferimento al divieto del fornitore di applicare un onere per il cambio di fornitore, è stato eliminato il riferimento al criterio del "beneficio dimostrabile" per il cliente finale ai fini di un'eventuale deroga dal suddetto divieto in ragione della difficile ponderazione del suddetto criterio; al contempo, il testo licenziato dal Consiglio circoscrive il divieto di cui sopra ai clienti domestici e ai piccoli clienti non domestici, in considerazione del minore potere contrattuale di cui dispongono:

Strumenti di confronto A differenza del testo licenziato dal Parlamento europeo, il testo emendato dal Consiglio prevede un elenco di requisiti per le imprese che forniscono servizi di confronto delle offerte, sottoposti all'eventuale verifica da parte di un'autorità competente indipendente. La verifica dei suddetti requisiti è su base volontaria e non discriminatoria. Inoltre, è esplicitamente previsto che, nel caso di soggetto pubblico, lo stato membro possa escludere che il comparatore sia sottoposto alla suddetta verifica;

Comunità energetiche. Il testo licenziato dal Consiglio apporta chiarimenti alla definizione e modifiche ai requisiti soggettivi alla costituzione delle comunità energetiche, in maggiore coerenza

con le finalità perseguite dalle medesime. Al contempo si riconosce la necessità di evitare situazioni di sussidiatura incrociata, tramite la definizione di un quadro regolatorio idoneo in tema di oneri di rete, pianificazione efficiente degli investimenti e recupero dei costi del servizio. Il testo approvato dal Consiglio, inoltre, pone nella facoltà dello stato membro di stabilire in merito alla gestione delle reti da parte delle comunità energetiche:

Aggregatori. Viene chiarita la nozione di aggregatore indipendente e vengono eliminate le disposizioni in tema di compensazioni economiche tra aggregatore e venditore, prevedendo al contempo che il quadro regolatorio assicuri la corretta attribuzione ai soggetti responsabili dei costi di sbilanciamento causati al sistema:

Stoccaggi e servizi ancillari. Con riferimento al divieto per il TSO di possedere, gestire o esercire impianti di stoccaggio dell'energia e mezzi che forniscono servizi ausiliari, sono state previste, a determinate condizioni, possibilità di deroga ai casi, oltre che di fornitura dei servizi ancillari, di impianti o *asset* che sono componenti pienamente integrati nella rete; la verifica delle condizioni necessarie per l'applicazione delle deroghe è demandata all'autorità nazionale di regolazione. Inoltre, la versione emendata del Consiglio, chiarisce la portata della norma introducendo la definizione di "componenti pienamente integrati nella rete", da intendersi come componenti statici, includendo anche i gli stoccaggi utilizzati solo per assicurare la sicurezza della rete e non per il bilanciamento e/o la gestione delle congestioni.

Regolamento elettrico

Il parallelo con l'iter legislativo che ha riguardato la Proposta di direttiva elettrica, il Consiglio energia (18-20 dicembre 2017) e la Commissione ITRE del Parlamento europeo (21 febbraio 2018) hanno licenziato, per la successiva finalizzazione nell'ambito del trilogio interistituzionale, i rispettivi testi concernenti la *Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (rifusione)*. La successiva fase di trilogio interistituzionale anche per il regolamento elettrico verrà avviata sotto la Presidenza di turno austriaca del secondo semestre 2018 con l'obiettivo di approvare il testo prima del termine della legislatura europea in corso.

Così come per la direttiva elettrica, l'Autorità ha assicurato, in stretto contatto con il Ministero dello sviluppo economico, il proprio

supporto tecnico al miglioramento delle proposte normative sopra brevemente indicate. La loro rilevanza, sotto il profilo delle ricadute regolatorie, è amplificata dalla natura di regolamento (direttamente applicabile negli stati membri) del veicolo normativo prescelto dalla Commissione europea per la trasposizione delle nuove disposizioni e misure riferite al mercato elettrico.

L'azione svolta dalle istituzioni nazionali, anche tramite il contributo e il coordinamento con gli altri regolatori europei membri del CEER, ha consentito di migliorare il contenuto di numerose proposte iniziali. Con riferimento al testo licenziato dal Consiglio energia, il compromesso raggiunto su alcuni temi di particolare interesse per il Paese – come il coordinamento regionale degli operatori di rete (*Regional Operation Coordinators* o *ROCs*), le rendite da congestione, la valutazione dell'adeguatezza della generazione e i meccanismi per la capacità – risulta complessivamente migliorativo rispetto alla proposta iniziale della Commissione europea.

Coordinamento regionale fra operatori di rete. Gli organismi di coordinamento regionale degli operatori di rete sono stati ricondotti al modello dei *Regional Security Center* (RSC), ovvero gli organismi di coordinamento già previsti dalle *System Operation Guidelines* (SO GL o Linee guida per la sicurezza operativa dei sistemi). L'istituzione di questi organismi avverrebbe secondo un approccio *bottom up* anziché *top down* (sono proposti direttamente dagli operatori della regione e approvati dalle autorità nazionali di regolazione); gli RSC svolgono funzioni di coordinamento in larga misura previste già dai Codici di rete e/o attuate tramite Coreso e operano prevalentemente mediante raccomandazioni, se non, nella versione emendata dal Parlamento europeo, mediante decisioni vincolanti in due ambiti specifici già previsti rispettivamente dalle SO GL (l'analisi coordinata della sicurezza) e dalle *Capacity Allocation and Congestion Management GL*, o CACM GL (il calcolo coordinato della capacità).

Rendite da congestione. È stata reintrodotta la possibilità di utilizzo delle rendite da congestione anche per ridurre le tariffe nazionali, previa approvazione da parte del regolatore nazionale, che era stata vietata nella proposta originaria della Commissione.

Adeguatezza della generazione. La valutazione dell'adeguatezza della generazione nazionale non si basa solo sulla valutazione europea fatta da ENTSO-E sulla base di una metodologia approvata dall'ACER, come proposta originariamente dalla Commissione europea, ma può essere anche affiancata da una valutazione nazionale realizzata dagli stati membri. Ove emergano divergenze tra la

valutazione nazionale e quella europea in relazione ai problemi di adeguatezza identificati, è prevista una valutazione dei suddetti problemi da parte di ENTSO-E, sottoposta all'opinione di ACER, che lo stato membro è tenuto a prendere nella massima considerazione.

Mercati della capacità. L'adozione di meccanismi per la capacità è considerato un intervento di ultima istanza nel caso in cui vengano identificati problemi di adeguatezza della generazione a livello nazionale. Prima di un intervento di questa natura è necessario che gli stati membri procedano alla rimozione di tutte le distorsioni regolatorie e dei mercati secondo una *roadmap* ben definita. I meccanismi per la capacità devono inoltre avere natura temporanea e la loro introduzione richiede anche la definizione di un percorso di *phasing out* predefinito. Tuttavia, l'adozione di tali meccanismi non risulta, nel testo del Consiglio, più condizionata all'individuazione di criticità effettive a seguito della valutazione di adeguatezza europea come previsto originariamente dal testo proposto dalla Commissione europea.

Tariffe di trasporto e distribuzione. Con riferimento alla realizzazione di nuovi Codici di rete, la versione emendata dal Consiglio limita l'ambito di intervento all'armonizzazione delle sole tariffe di trasporto; a tale riguardo il testo licenziato dal Parlamento europeo si spinge anche oltre escludendo la realizzazione di Codici di rete sia in tema di tariffe del trasporto sia in tema di tariffe della distribuzione. Si prevede, al contempo, che l'adozione da parte dei regolatori nazionali di tariffe di rete multiorarie sia condizionata al completamento dei programmi di installazione degli *smart meter*. Inoltre, a differenza della proposta originaria della Commissione europea, si prescrive che l'ACER, anziché adottare una raccomandazione, predisponga con cadenza annuale un rapporto di *best practice* (nella versione del Consiglio) o uno studio di fattibilità (nella versione del Parlamento europeo) sulle metodologie tariffarie, volto a verificarne la progressiva convergenza, contro il rischio di frammentazione del mercato.

Mercati all'ingrosso. Sebbene il testo emendato, in particolare nella versione licenziata dal Consiglio, contenga importanti riferimenti, anche in termini di deroghe, ai modelli *central dispatch*, permangono criticità con riferimento ad alcuni profili, quali ad esempio la definizione delle zone di offerta/sbilanciamento o l'orario di chiusura dei mercati. A differenza della versione del Parlamento europeo, il testo emendato dal Consiglio eliminerebbe opportunamente l'obbligo di assegnare l'energia di bilanciamento separatamente dalla capacità di bilanciamento.

Potenzialmente più critico appare il testo licenziato a livello di Parlamento europeo dalla Commissione ITRE per quanto riguarda l'adeguatezza della generazione e la disciplina dei meccanismi della capacità ove, in particolare, si rileva una posizione sotto diversi profili molto divergente rispetto al compromesso raggiunto dal Consiglio nella mediazione dei diversi interessi e posizioni sul tema espressi dagli stati membri.

Regolamento ACER

Nel corso del 2017 e dei primi mesi del 2018, l'iter legislativo è proseguito anche con riferimento alla Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione nazionale dei regolatori dell'energia (rifusione) COM (2016) 861 final (di seguito, Proposta di revisione del regolamento ACER). La proposta in questione è stata approvata il 21 febbraio 2018 dalla Commissione ITRE con mandato per il trilogio interistituzionale, mentre la stessa è ancora in discussione presso il Consiglio, ove se ne prevede l'approvazione entro giugno 2018. Anche per il regolamento ACER, così come per le proposte di regolamento elettrico e direttiva elettrica, è previsto l'avvio del trilogio interistituzionale nel secondo semestre 2018.

Così come per la direttiva elettrica e il regolamento elettrico, l'Autorità ha assicurato, in stretto contatto con il Ministero dello sviluppo economico, il proprio supporto tecnico al miglioramento delle proposte normative di particolare rilievo sotto il profilo delle ricadute in termini di *governance* del quadro regolatorio europeo. L'azione svolta dalle istituzioni nazionali, anche tramite il contributo e il coordinamento con gli altri regolatori europei membri del CEER, ha consentito di migliorare il contenuto di numerose proposte iniziali della Commissione.

In particolare, con riferimento alle competenze, nel testo licenziato dal Parlamento europeo sono stati mantenuti in capo all'ACER i poteri di proposta diretta sui Codici di rete e le Linee guida, con obblighi di consultazione ulteriore nei confronti di ENTSOs¹. Sono state inoltre mantenute in capo all'ACER le decisioni sui termini, le condizioni e le metodologie dei Codici di rete e delle Linee guida che riguardano tutte le autorità nazionali di regolazione. Relativamente

alle decisioni di carattere regionale le posizioni espresse dal Parlamento e quelle ancora in discussione al Consiglio sono relativamente distanti.

Con riferimento alla *governance* dell'ACER, le principali modifiche consolidate nei testi rispetto alla Proposta originaria della Commissione riguardano: l'indipendenza dell'*Administrative Board* (uno dei tre organi dell'Agenzia) dagli interessi politici, il meccanismo di voto con cui si esprime il *Board of Regulators* con maggioranza dei due terzi, un nuovo equilibrio fra il Direttore e il *Board of Regulators* nella deliberazione degli atti dell'Agenzia nonché il ruolo di quest'ultimo nella creazione e gestione dei gruppi di lavoro dell'Agenzia. Di rilievo è anche l'introduzione di nuove forme di finanziamento dell'Agenzia tramite *fee* che andranno a integrare il contributo diretto della Commissione europea.

Regolamento Sicurezza gas

Nell'anno appena trascorso è stata adottata la proposta legislativa relativa alla sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale, presentata nel febbraio 2016 dalla Commissione e che introduce, tra l'altro, un meccanismo di solidarietà e cooperazione per consentire che uno stato che dichiara un'emergenza energetica possa essere aiutato ricevendo gas dai paesi vicini. Dopo la discussione in seno al Consiglio e al Parlamento europeo e la negoziazione a livello di trilogio interistituzionale, il regolamento (UE) 1938/2017/ Parlamento europeo e del Consiglio concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, ha ricevuto l'approvazione definitiva il 9 ottobre 2017. Il regolamento sicurezza gas introduce alcune novità tra cui: il rafforzamento della cooperazione e del coordinamento a livello regionale sulla base di gruppi di stati membri stabiliti in funzione del rischio; l'adozione di piani d'azione preventivi e piani di emergenza regionali a carattere obbligatorio, nonché valutazioni regionali dei rischi che dovranno essere predisposte congiuntamente da tutti gli stati membri di uno stesso gruppo di rischio; un meccanismo di solidarietà la cui applicazione sarà obbligatoria in casi di crisi estrema; un più stretto monitoraggio delle disposizioni contenute nei contratti di fornitura di gas.

¹ Riferito al coordinamento dei gestori di rete nazionali (European Networks of Transmission System Operators).

Coordinamento internazionale

Coordinamento tra i paesi membri dell'Unione europea e Svizzera

Nel corso del 2017 l'Autorità ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei. Ciò è avvenuto sia in ambito multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai nuovi regolamenti europei per il mercato elettrico; sia attraverso incontri bilaterali per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. L'attività è stata finalizzata alla definizione di regole trasparenti ed efficaci per la promozione di un mercato europeo dell'energia integrato, competitivo ed efficiente, come richiesto dal Terzo pacchetto energia.

Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER)

L'ACER, istituita ai sensi del regolamento (CE) 713/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, è lo strumento istituzionale introdotto con il Terzo pacchetto energia. Esso opera per rafforzare la cooperazione tra i regolatori europei e assisterli "nell'esercizio, a livello comunitario, delle funzioni di regolazione svolte negli Stati membri".

A novembre 2017 l'Agenzia ha nominato i nuovi vertici del Comitato dei regolatori, che riunisce i rappresentanti dei 28 regolatori nazionali, eleggendo a Presidente il rappresentante del regolatore irlandese Garrett Blaney, e a Vice-presidente la rappresentante del regolatore italiano (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, di seguito Autorità), Clara Poletti.

L'Autorità ha proseguito attivamente la propria attività in seno all'ACER, spesso assumendo ruoli trainanti nei gruppi di lavoro cui è affidata la predisposizione dei diversi dossier nella responsabilità dell'Agenzia, in particolare Clara Poletti è stata nominata a capo del gruppo di lavoro sul gas naturale.

ACER è chiamata ad una serie di adempimenti previsti da Regolamenti Europei tra cui il regolamento REMIT (UE) n. 1227/2011,

il regolamento Infrastrutture (UE) 347/2013 e i regolamenti e i codici di rete adottati a seguito dell'entrata in vigore del Terzo pacchetto energia.

Nel Capitolo 3 di questo stesso volume, al paragrafo "Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei", sono ampiamente illustrati gli ambiti di intervento dell'Autorità in seno all'Agenzia con particolare riferimento alla creazione del nuovo quadro regolatorio di riferimento per la creazione del mercato unico europeo per il settore elettrico.

Per il settore del gas naturale l'Agenzia ha prodotto, fra l'altro, i rapporti di monitoraggio sullo stato del mercato interno e sull'implementazione dei diversi regolamenti europei, e ha fornito raccomandazioni in merito alla metodologia di analisi costi/benefici per la valutazione degli investimenti e ai rapporti di adeguatezza prodotti da ENTSOE, l'associazione dei gestori di rete europei.

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER)

Il CEER, l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei paesi dell'Unione europea (esclusa la Slovacchia), ma anche quelli di Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di Svizzera, Montenegro, FYROM-Repubblica di Macedonia, Kosovo, Moldavia, Bosnia ed Erzegovina cui, nel corso del 2017, si è aggiunto anche il regolatore della Georgia.

Nel Novembre del 2017 l'associazione ha rinnovato i propri organi di vertice, eleggendo come nuovo Presidente il rappresentante del regolatore irlandese, che resterà in carica fino a metà 2020. Anche la struttura dei gruppi di lavoro dell'associazione è stata rinnovata, e la rappresentante del regolatore italiano è stata nominata a capo del gruppo di lavoro sul gas naturale.

Sulla spinta della nuova leadership, il CEER ha sviluppato nel corso del 2018 la nuova strategia delle 3D: Digitalizzazione,

Decarbonizzazione e Regolazione Dinamica. L'associazione vuole infatti mantenere il proprio ruolo guida nel promuovere una regolazione efficace, che sa adattarsi anche in un contesto in forte cambiamento, qual è il settore energetico europeo, fortemente caratterizzato dagli obiettivi di decarbonizzazione e da sviluppi tecnologici repentini. In tale contesto il CEER vuole mantenere al centro gli interessi dei consumatori finali e mettere a disposizione il bagaglio di competenze dei propri membri per animare le attività di training e diffondere le migliori pratiche regolatorie, anche al di fuori dei confini dell'Unione europea.

Nel corso del 2017, l'attività dell'associazione è stata polarizzata dalla proposta legislativa della Commissione in tema di energia pulita (*Clean Energy Package*). Quest'ultima ha impegnato i diversi gruppi di lavoro nella produzione di una corposa serie di *white paper*, attraverso i quali i regolatori europei hanno contribuito al dibattito, con un significativo apporto di esperienze e sensibilità sui diversi temi oggetto della articolata proposta di riforma: da quelli inerenti alla partecipazione delle fonti rinnovabili al mercato elettrico, al nuovo ruolo dei distributori e alle modalità di gestione delle risorse di flessibilità nel sistema.

Nel settore del gas naturale il CEER è stato particolarmente attivo nell'individuare possibili barriere alla gestione efficace di stoccaggi e rigassificatori, promuovendo le migliori pratiche regolatorie per il loro superamento.

Nel settore elettrico il CEER ha pubblicato il proprio rapporto annuale sui meccanismi che i diversi sistemi nazionali adottano per lo sviluppo e l'incentivazione degli impianti di generazione da fonte rinnovabile, e ha iniziato a occuparsi di temi innovativi, come le nuove tecnologie *smart* in ambito domestico e la *cybersecurity* per le infrastrutture energetiche.

Nell'ambito dello sviluppo dei mercati retail il CEER ha pubblicato la propria *roadmap 2025*, promuovendo l'individuazione di indicatori

che consentano di determinare in modo sintetico lo stato di salute dei mercati nazionali.

Infine e ancora nel 2017, sono proseguite le attività di training, attraverso corsi che oramai da qualche anno il CEER organizza sia per i propri membri, sia per partecipanti esterni, e che stanno riscuotendo un notevole successo di partecipazione.

European Water Regulators

Nel 2017 il network WAREG-*European Water Regulators* si è costituito come associazione *no-profit* di diritto italiano con sede presso l'Autorità. La cooperazione tra i membri WAREG, oggi pari a 30², si avvale di una struttura organizzativa propria, funzionante attraverso la partecipazione volontaria. Nell'anno appena trascorso si sono svolte tre riunioni dell'Assemblea WAREG.

Il 20 giugno 2017, in occasione della dodicesima riunione dell'Assemblea Generale a partire dall'istituzione di WAREG, organizzata dal regolatore della Georgia (GNERC) a Tbilisi, sono stati approvati lo Statuto e le regole interne di WAREG, ampliando a quattro il numero di Vice-Presidenti e istituendo un *Board* composto da Presidente e Vice-Presidenti per il coordinamento dell'organismo. Inoltre, è stato adottato il rapporto *Analysis of Water Efficiency KPIs in WAREG Member Countries*³. Nella medesima riunione, a seguito di una richiesta formale da parte della DG Environment della Commissione europea, si è deciso di procedere a una stima del fabbisogno di investimenti in Europa nel decennio 2017-2027, che è risultato pari a circa 200 miliardi di euro per quanto riguarda i paesi che partecipano a WAREG. L'analisi ha anche evidenziato le seguenti aree di criticità in tutti i paesi membri WAREG:

- obsolescenza delle reti idriche e fognarie;
- copertura incompleta delle reti idriche e fognarie nel territorio nazionale;

² Oltre all'Autorità, sono membri di WAREG anche le seguenti istituzioni: Agenzia nazionale per l'energia della Moldavia (ANRE); Autorità per i servizi pubblici della Romania (ANRSC); Commissione per la regolazione delle utility dell'Irlanda (CRU); Consiglio per i servizi idrici della Croazia (CWS); Autorità della concorrenza dell'Estonia (ECA); Commissione per la regolazione energetica della Repubblica di Macedonia (ERC); Autorità per il sistema idrico dell'Albania (ERRU); Autorità per il sistema idrico e i rifiuti del Portogallo (ERSAR); Autorità per il sistema idrico e i rifiuti delle Isole Azzorre (ERSARA); Commissione per l'energia e il sistema idrico della Bulgaria (EWRC); Commissione per l'energia e il sistema idrico della Georgia (GNERC); Autorità per l'energia e i servizi pubblici dell'Ungheria (HEA); Autorità della concorrenza e dei consumatori della Danimarca (KFST); Ministero dell'agricoltura, della pesca, dell'alimentazione e dell'ambiente della Spagna (MAPAMA); Ministero per la transizione ambientale e inclusiva della Francia (MEDDE); Regolatore per l'energia e i servizi idrici di Malta (REWS); Commissione nazionale per il controllo e i prezzi dell'energia della Lituania (NCC); Commissione per i servizi pubblici della Lettonia (PUC); Agenzia per l'energia del Montenegro (REGAGEN); Segretariato speciale per il sistema idrico della Grecia (SSW); Regolatore dei servizi pubblici dell'Irlanda del Nord (NIAUR); Agenzia per l'ambiente delle Fiandre (VMM); Commissione l'industria idrica della Scozia (WICS); Autorità per i servizi idrici del Kosovo (WSRA). Inoltre sono osservatori di WAREG: il Ministero delle foreste e del settore idrico della Turchia; il Ministero dell'ambiente della Polonia; il regolatore per i mercati di elettricità e gas della regione di Bruxelles-Belgio (Brugel); l'Associazione del settore idrico della Svezia (SWWA); il regolatore del settore idrico di Inghilterra e Galles (OFWAT).

³ Il rapporto è pubblicato sul sito web di WAREG www.wareg.org.

- carenze nelle infrastrutture di depurazione;
- necessità di incrementare la capacità produttiva e di stoccaggio di acqua;
- necessità di recupero integrale dei costi per i servizi idrici domestici e industriali;
- mancato raggiungimento degli standard di qualità della risorsa idrica imposti dalla legislazione comunitaria.

Nella tredicesima riunione dell'Assemblea Generale organizzata dalla Commissione per i servizi pubblici della Lettonia (PUC), a Riga, il 10 ottobre 2017, è stato firmato lo Statuto associativo di WAREG e sono stati eletti il Presidente (Autorità di regolazione italiana) e i quattro Vice-Presidenti (Autorità di regolazione di Bulgaria, Malta, Scozia e Ungheria) per il biennio 2017-2019.

Il 5 dicembre 2017, nella sede dell'Autorità a Milano, dopo la firma dell'atto di costituzione, inclusivo dello statuto, dell'associazione senza fini di lucro, si è svolta la prima riunione del *Board* per la redazione delle Linee guida per il programma di lavoro del 2018.

Nella quattordicesima riunione dell'Assemblea Generale organizzata dall'Agenzia per l'ambiente delle Fiandre (VMM), a Gent, il 30 gennaio 2018, è stato presentato il programma di attività di WAREG per l'anno corrente, incentrato sulle seguenti tre tematiche: consolidamento della *governance* interna; analisi dell'impatto della regolazione sui livelli d'investimento in infrastrutture idriche e sui consumatori; rafforzamento delle relazioni con le istituzioni europee e internazionali e con gli *stakeholder* europei. Nello stesso incontro si è svolto un seminario sui recenti sviluppi della normativa europea per il settore idrico, con particolare riguardo all'imminente riforma della direttiva europea sulle acque potabili, e l'Autorità ha presentato il proprio modello di regolazione.

Nel corso del 2017 l'Autorità, in qualità di Presidente WAREG, ha partecipato ad alcuni incontri istituzionali organizzati dalla DG Environment

della Commissione europea, al fine di presentare i più recenti rapporti elaborati da WAREG in merito alla sostenibilità economica dei servizi idrici a favore dei consumatori, ad alcuni indicatori comuni di efficienza idrica in uso in Europa, e alle principali barriere agli investimenti registrate dai membri WAREG nei loro rispettivi stati. L'Autorità ha poi partecipato alla riunione del gruppo informale di esperti sulla direttiva acque potabili 98/83/EC, svoltasi il 23 febbraio 2018, e al seminario *Developing an Environmental Governance Assessment Framework*, tenutosi il 27 febbraio 2018, entrambi a Bruxelles, e coordinati dagli uffici della Commissione europea.

Svizzera

Nell'ambito dell'implementazione dei regolamenti europei merita attenzione la gestione dei rapporti con la Svizzera: come è noto, infatti, la Svizzera non fa parte dell'Unione europea, tuttavia, stante la posizione centrale a livello geografico, essa riveste un ruolo importante sia per le transazioni di mercato sia per quanto riguarda la sicurezza dell'esercizio. Per tale motivo il regolatore svizzero da un lato partecipa in qualità di osservatore ai lavori della CCR Italy North e dall'altro si coordina con l'Autorità per la definizione delle modalità di interazione fra i sistemi elettrici svizzero e italiano. In tale ambito, in particolare, nel corso del 2017 sono state approvate specifiche regole di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine sulla frontiera con la Svizzera (delibera 16 novembre 2017, 764/2017/R/eel), nonché le regole di allocazione della capacità su base giornaliera e infragiornaliera (delibera 16 novembre 2017, 765/2017/R/eel). Queste ultime regole sono altresì comuni per la base giornaliera alla frontiera con la Grecia, per la quale non è ancora stato implementato il *market coupling* ai sensi del regolamento CACM, e per la base infragiornaliera alle frontiere con Austria e Francia, nelle more dell'implementazione del *single intraday coupling* a livello europeo..

Rapporti e iniziative con i paesi non appartenenti all'UE

Nel 2017, l'Autorità ha accresciuto il proprio impegno a livello internazionale, rafforzando l'attività di dialogo e di cooperazione istituzionale a livello multilaterale e bilaterale, e collaborando con le istituzioni europee e internazionali per contribuire a rimuovere gli ostacoli che impediscono o rallentano la condivisione di regole comuni in campo energetico. L'Autorità ha altresì promosso azioni tese a rafforzare il proprio ruolo di regolatore di riferimento nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo, che rappresentano aree geografiche di primaria importanza per il sistema energetico italiano, in virtù delle crescenti attività dei prossimi anni, in termini di nuovi investimenti in infrastrutture energetiche..

Mercato dell'energia dei paesi del Sud-Est Europa

Considerata la nuova spinta europea a favore dell'integrazione energetica dei Balcani occidentali, nel 2017 si è assistito a un rinnovato slancio a seguito del processo di Berlino⁴ *Western Balkans 6 (WB6)*, che, tra i numerosi obiettivi, prevede quello di favorire lo sviluppo di meccanismi di *electricity day ahead market coupling* nei sei paesi dei Balcani occidentali (Albania, Bosnia ed Erzegovina, Macedonia, Kosovo, Montenegro e Serbia).

In particolare, i paesi coinvolti hanno concordato alcune *soft measure* da porre in essere per favorire lo sviluppo del mercato regionale, che prevedono la rimozione delle barriere legislative e regolatorie e il rafforzamento delle strutture istituzionali esistenti

per il funzionamento del mercato, in linea con i principi dell'*acquis communautaire*.

Nel corso del 2017 Terna (operatore di rete per la trasmissione elettrica), Gestore dei mercati energetici (GME) e, successivamente, anche il Ministero dello sviluppo economico hanno sottoscritto il *memorandum of understanding* (MoU), cui già nel 2016 i ministri dell'energia, i regolatori, i TSO e le Borse elettriche dei paesi parte del *Western Balkans* avevano aderito (l'Autorità aveva aderito già nel 2016). Il MoU non è legalmente vincolante ma rimanda a futuri accordi vincolanti per le parti; l'obiettivo finale consiste nell'integrare i mercati dei paesi WB6 con i mercati degli stati membri dell'Unione europea che aderiscono al progetto *Multi-Regional Coupling* (MRC), tra cui è compresa anche l'Italia.

Nel 2017 l'*Energy Community Regulatory Board* (ERCB) ha rafforzato la sua già consolidata attività di monitoraggio della corretta implementazione dell'*acquis communautaire* nelle *contracting parties*. A tal proposito, è stato redatto un rapporto sui poteri di *enforcement* dei regolatori dei paesi dell'*Energy Community*, con l'intento di valutare la loro capacità di imporre sanzioni e restrizioni in caso di violazione di obblighi e misure previste dal Terzo pacchetto energia.

A tal proposito il *Permanent High Level Group* ha formalmente adottato alcuni dei principali Codici di rete europei e le Linee guida⁵ che saranno implementanti anche dalle *contracting parties*, integrando l'*acquis* esistente in materia di gas ed

⁴ Avviato con la Conferenza degli Stati dei Balcani occidentali il 28 agosto 2014 a Berlino, il *Berlin Process* (indicato anche come *Western Balkans 6 Process-WB6*) è un'iniziativa diplomatica di cooperazione intergovernativa, promossa dal cancelliere tedesco Angela Merkel e finalizzata al futuro allargamento dell'Unione europea ai paesi della regione balcanica.

⁵ Guideline on Congestion Management Procedures for gas;
Commission Regulation 2015/703 of 30 April 2015 establishing a network code on interoperability and data exchange;
Commission Regulation 2016/631 establishing a network code on requirements for grid connection of generators in the Energy Community
Commission Regulation 2016/1447 of 26 August 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules in the Energy Community
Commission Regulation 2016/1338 of 17 August 2016 establishing a network code on demand connection in the Energy Community.

elettricità e che consentiranno ai paesi dei Balcani di tenere il passo con gli sviluppi europei in materia di energia.

Parallelamente l'ECRB ha lavorato alla revisione dei modelli di bilanciamento nel settore elettrico, alla modifica delle tariffe gas di trasporto e delle regole di *interoperability* e all'individuazione di misure volte a contenere le perdite di sistema. Inoltre, sempre più rilevanti sono stati gli sforzi profusi per promuovere azioni a supporto dello sviluppo di attività di *empowerment* dei consumatori, attraverso il rafforzamento dei meccanismi di risoluzione delle controversie (*dispute settlement resolutions*) e le campagne informative di sensibilizzazione.

Infine, l'1 luglio 2017 i confini dell'*Energy Community* sono stati estesi alla Georgia, il cui regolatore (GNERC) è stato eletto nel successivo mese di dicembre quale nuovo Presidente del *Board* di ECRB per il prossimo biennio.

L'ECRB ha proseguito la sua collaborazione con altri organismi internazionali, tra cui MEDREG, con il quale ha organizzato, lo scorso 22 febbraio, a Vienna, il gruppo di lavoro congiunto sui consumatori, che ha trattato le tematiche relative a *complaint handling*, *dispute settlement*, *customer awareness*.

In riferimento all'attività svolta nell'ambito dell'*Electricity Working Group* (EWG), l'Autorità ha proseguito il suo impegno di coordinamento della *Task Force 1 - Wholesale Market Opening* sull'apertura dei mercati elettrici all'ingrosso nella regione balcanica. In particolare, l'Autorità ha aggiornato i regolatori balcanici, in merito all'attuazione del regolamento (UE) 1222/2015 in materia di allocazione della capacità e di gestione delle congestioni (CACM) e ha stimolato l'adozione di misure di implementazione anticipata di detto regolamento anche tra le *contracting parties*. Nella riunione del 4 ottobre 2017 i regolatori riuniti in ECRB hanno approvato la *Recommendation on Harmonising Cross-Border Transmission Capacity Calculation* e l'*Electricity Balancing Report*. Nella successiva riunione del 20 dicembre 2017, ECRB ha approvato il *Monitoring Report on South-East Europe Electricity Market* e l'*Electricity Transparency Report*.

Per quanto riguarda il settore del gas naturale, il gruppo di lavoro gas (ECRB GWG), presieduto dal regolatore moldavo (National Energy Regulatory Agency - ANRE), si è concentrato principalmente sulle

attività delle sue tre task force: *Task Force 1 - Gas transmission Tariffs*, *Task Force 2 - Regulatory Treatment of Network Losses* e *Task Force 3 - Transparency*. Con riferimento alla TF1, ARERA ed E-Control (regolatore austriaco) hanno presentato i risultati del questionario redatto in collaborazione con l'ACER GRI SSE (*Gas Regional Initiative South-South East*) dapprima all'ECRB GWG e poi al *GAS Forum* di settembre 2017. Il Segretariato ha preparato il primo draft del *Report Gas Transmission Tariffs in South and Central East Europe*, che al momento della stesura di questa *Relazione Annuale* è in via di completamento. In merito alla TF2, il regolatore croato (HERA) ha presentato le misure relative alle perdite di rete per la rete di distribuzione del gas; mentre, per quanto riguarda la TF3 (ANRE), sono stati presentati il questionario e le risposte inviate dai paesi (EnC) nel corso del 2017. Il documento finale è stato adottato da ECRB nella riunione di dicembre 2017.

Per quanto riguarda le tematiche relative ai mercati *retail* e alla tutela dei consumatori, il *Customer and Retail Market Working Group* (CRWG), presieduto dal regolatore bosniaco (SERC), ha svolto approfondimenti sul tema della corretta informazione ai consumatori attraverso apposite attività di comunicazione ed è stato realizzato un documento ricognitivo sul livello di utilizzo delle campagne informative per i consumatori da parte dei regolatori attraverso i diversi canali di comunicazione. Il gruppo ha, inoltre, realizzato un documento sul monitoraggio del mercato al dettaglio, *Retail Market Monitoring Report*.

Progetto KEP-CEI: Support for Strengthening Energy Regulatory Authorities in the Western Balkans

Nell'ambito delle attività relative all'area dei Balcani occidentali, è stato proposto all'Autorità dal Ministero degli esteri e della cooperazione internazionale (MAECI) e dall'Organizzazione internazionale Iniziativa Centro Europea (InCE⁶) di attivare – all'interno del Programma InCe /BERS di cooperazione tecnica *Know-How Exchange Programme* (KEP) – un progetto a favore dei regolatori di Albania, Montenegro e Serbia. L'Autorità ha proposto di incentrare il progetto sull'implementazione di meccanismi di *market coupling* nei paesi dell'area dei Balcani, per favorire la creazione di un mercato

⁶ L'InCE è un forum intergovernativo di cooperazione regionale che rappresenta per i paesi aderenti non europei e appartenenti all'area balcanica una opportunità per acquistare standard comunitari. I membri attuali sono 18, tra cui dieci membri dell'Unione europea e otto extra Unione europea.

elettrico regionale e la sua integrazione con il mercato unico europeo. Tali azioni si inseriscono nel quadro del *Western Balkans 6 Process*.

Nei primi mesi del 2017 si sono svolti alcuni incontri bilaterali in Albania, in Serbia e in Montenegro, tra i rappresentanti dell'Autorità e i rappresentanti dei regolatori balcanici, nel corso dei quali è stata illustrata la proposta di progetto di integrazione dei mercati elettrici all'ingrosso.

Successivamente, nel maggio 2017, l'Autorità ha organizzato, a Roma, una riunione con i rappresentanti dei regolatori, delle Borse, dei TSO di Albania, Italia, Montenegro e Serbia, per definire le Linee guida di implementazione del progetto e per discutere in via preliminare i meccanismi di *market coupling* da applicare alle frontiere dei quattro paesi. Nel corso di questa riunione le Borse e i TSO dell'area hanno deciso di costituire uno specifico gruppo di lavoro (AIMS - Albania, Italia, Montenegro e Serbia), che ha redatto un *term of reference*, inviato a fine 2017 ai regolatori, al fine di ottenere il sostegno che permetterà di favorire l'integrazione dei mercati elettrici nei Balcani.

Con la delibera del 27 luglio 2017, 547/2017/A, l'Autorità ha approvato la propria partecipazione al progetto KEP (*Know Exchange Programme*) - CEI (*Central European Initiative - Support for Strengthening Energy Regulatory Authorities in the Western Balkans*), che si focalizzerà sul trasferimento di conoscenze alle autorità di regolazione albanese, montenegrina e serba. Il progetto prevede l'organizzazione di 4 *workshop* tematici, che avranno luogo a rotazione nei paesi coinvolti.

L'Autorità, con il Segretariato tecnico di InCE, si occuperà del coordinamento delle attività del progetto e, in collaborazione con GME e Terna, implementerà le attività di *capacity building* per i quattro *workshop* tecnici.

Il primo *workshop* si è svolto a Roma il 26 gennaio 2018 e si è concentrato sui principi di base per l'implementazione dei meccanismi di *market coupling* nei paesi beneficiari. Il secondo è stato organizzato a Tirana il 21 marzo 2018 e si è focalizzato sui meccanismi di *pre-coupling*.

Tutte le attività del progetto mirano a sviluppare le opportune capacità tecniche relative al processo di integrazione e al funzionamento dei mercati elettrici, ciò anche al fine di una migliore valutazione delle proposte dei TSOs e delle Borse coinvolte nel progetto di *coupling*.

Mercato dell'energia nei paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2017, l'Autorità ha mantenuto costante il proprio impegno internazionale nell'ambito del bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è fondatrice e promotrice.

La 23° Assemblea Generale MEDREG ha avuto luogo il 24 maggio 2017 ed è stata ospitata dal regolatore greco (RAE). Nel corso della riunione sono stati approvati i principali documenti tecnici elaborati dai gruppi di lavoro e la nuova strategia di comunicazione volta a consolidare il ruolo reputazionale e l'*accountability* dell'Associazione.

Il 29 novembre 2017 a Larnaca il regolatore cipriota (CERA) ha offerto ospitalità alla 24° Assemblea Generale. Durante l'incontro è stato dato conto delle principali attività volte a favorire l'integrazione dei mercati elettrici, tra cui la nuova versione del *Mediterranean Electricity Market Observatory Report* (MEMO), che include i principali aggiornamenti relativi al livello di integrazione dei mercati regionali e subregionali del Mediterraneo.

Per il settore del gas naturale, a seguito delle indicazioni fornite nel corso dell'Assemblea Generale di Atene, è stato attribuito il mandato al Segretariato MEDREG di verificare e di facilitare la creazione di un'Associazione dei Gas System Operators (GSO) dell'area del Mediterraneo, contribuendo all'avvio della cooperazione tra gli operatori gas del Mediterraneo. Attraverso tale piattaforma gli operatori di trasporto gas potrebbero sostenere lo scambio di informazioni, facilitare l'integrazione dei sistemi del gas del Mediterraneo e favorire la sicurezza dell'approvvigionamento nella regione. A tal proposito, si sono poi riuniti l'1 febbraio 2018, a Milano, i rappresentanti delle reti di trasporto di Defa (Cipro), Desfa (Grecia), Empl-Metragaz (Marocco), Enagas (Spagna), GRTgaz (Francia), Ingt (Israele), Jordanian Egyptian Fajr (Giordania), Plinacro (Croazia), Plinovodi (Slovenia), REN (Portogallo), Snam (Italia), The Energy and Water Agency - Government of Malta (Malta).

Nel dicembre 2017, MEDREG ha organizzato a Tunisi, su richiesta del Ministero dell'energia tunisino, il *workshop European Rules for Interconnections*, per fare il punto sullo stato dell'arte delle interconnessioni nel Mediterraneo e sulla gestione delle interconnessioni transfrontaliere, con particolare riferimento ai casi dei PCI (*Project of Common Interest*) europei. Al *training* hanno partecipato i rappresentanti di regolatori (CRE-Francia e ARERA-Italia) e dei TSO

europei (Terna-Italia e REE-Spagna), dei MED-TSO (Mediterranean System Operators), di istituti finanziari (World Bank) e della Commissione europea.

In vista della scadenza del *service contract* della Commissione europea, che ha finanziato l'associazione dall'1 ottobre 2013 al 31 dicembre 2017, è stato sottoscritto, ancora nel mese di dicembre 2017 e tra la Commissione europea e MEDREG, un nuovo finanziamento (*Grant contract*) per un periodo di due anni (2018-2019).

Anche nel corso del 2017, l'Autorità ha continuato ad assicurare il proprio supporto al Segretariato MEDREG, estendendo l'accordo di ospitalità fino al 31 dicembre 2019.

Per quanto riguarda l'attività svolta:

- il *Working Group Affari Istituzionali* (INS WG), copresieduto dall'Autorità italiana e dal regolatore greco (RAE), con vice-presidenza attribuita al regolatore turco (EMRA), ha intrapreso un intenso programma di attività per l'applicazione delle metodologie *peer review* al regolatore giordano (EMRC) al fine di valutarne l'aderenza ai principi condivisi di buone pratiche regolatorie, e ciò attraverso indicatori di *performance* orientati a favorire l'implementazione di meccanismi per conferire, monitorare e revocare licenze per la distribuzione di energia elettrica;
- il *Working Group Elettricità* (ELE WG), copresieduto dal regolatore francese (CRE) e da quello algerino (CREG), con la vice-presidenza del regolatore greco (RAE), ha visto nel corso del 2017 la partecipazione dell'Autorità principalmente ai lavori sui rapporti con l'associazione dei gestori di rete del mediterraneo, MED-TSO. In particolare, i regolatori e i gestori di rete hanno avviato un'attività di cooperazione finalizzata a definire i principi generali e le metodologie per l'allocazione dei costi e dei rischi connessi ai progetti di investimento in capacità di interconnessione transfrontaliera (*cross border cost allocation*). L'Autorità italiana ha, inoltre, contribuito al Rapporto dell'Osservatorio sul mercato elettrico mediterraneo (MEMO) in fase di finalizzazione;
- il *Working Group Gas* (GAS WG), copresieduto dal regolatore turco (EMRA) e da quello portoghese (ERSE), con la vice-presidenza del regolatore albanese (ERE), ha lavorato alla metodologia per l'applicazione delle *Guidelines of Good Practice on Capacity Allocation – Work Methodology* nei paesi membri. L'Autorità, in collaborazione con il regolatore greco (RAE), si è occupata dello sviluppo della *deliverable*, realizzando il questionario volto a verificare le metodologie attuate nei paesi membri. Il gruppo, a seguito della riunione che si è tenuta a Madrid il 18 ottobre 2017, ha organizzato una sessione parallela cui hanno partecipato i rappresentanti di GIE (Gas Infrastructure Europe, principale associazione europea dei GSO), al fine di avviare i primi contatti per promuovere la costituzione dell'associazione dei GSO del Mediterraneo. Infine, il gruppo ha realizzato il *Report Assessment of Competition Indicators and Market Prices within MEDREG Countries*, che include anche una parte relativa alle *best practice* per la definizione di metodologie tariffarie. Nel marzo 2017 è stato organizzato al Cairo un *workshop* a supporto della costituzione della nuova autorità di regolazione per il settore del gas in Egitto (EGAS). Infine, il gruppo ha lavorato alla definizione di una mappatura delle infrastrutture gas nel Mediterraneo, per fornirne un quadro chiaro d'insieme, compresi i punti di interconnessione, gli oleodotti di trasmissione, le capacità di trasmissione e stoccaggio e i futuri piani di investimento tra i membri MEDREG;
- il *Working Group Fonti Rinnovabili* (RES WG), copresieduto dal regolatore spagnolo (CNMC) e da quello egiziano (EgyptEra), con la vicepresidenza del regolatore cipriota (CERA), ha concentrato il suo lavoro sull'elaborazione del nuovo *Benchmarking Report* per il 2017, relativo all'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile nei paesi del Mediterraneo e all'attività svolta congiuntamente con il gruppo elettricità sullo sviluppo delle *smart grid* nel Mediterraneo;
- il *Working Group Consumatori* (CUS WG), copresieduto dal regolatore giordano (EMRC) e da quello maltese (REWS), con la vice-presidenza del regolatore algerino (CREG), ha elaborato lo studio sulle *Best Practices to Enhance Consumers' Engagement*, che fornisce informazioni qualitative ed esempi concreti di pratiche di coinvolgimento dei consumatori, al di là del ruolo delle associazioni dei consumatori. I membri di MEDREG hanno selezionato un numero di casi studio e di esempi, cominciando dalle questioni più rilevanti e interessanti sollevate nella *Survey on Consumers Associations*. Inoltre, il gruppo ha lavorato sulle metodologie di risoluzione delle controversie applicate nei paesi membri, e in più, al fine di comparare le pratiche in essere al riguardo nel Mediterraneo e nei Balcani, lo scorso 22 febbraio si è svolto un gruppo di lavoro congiunto tra ECRB e MEDREG.

Nel corso del 2017 l'attività delle tre piattaforme energetiche, promosse dalla Commissione europea, si è svolta come illustrato di seguito.

Piattaforma elettricità. L'Autorità è coinvolta come membro attivo di MEDREG, che ha continuato a collaborare con Med-TSO nell'ambito del programma di lavoro che concerne l'implementazione della piattaforma euro-mediterranea per il settore elettrico *Regional Electricity Market Platform* (REM). In particolare, MEDREG ha ultimato il *Mediterranean Regulatory Outlook*, che contribuirà a fornire una visione completa dei quadri regolatori dei paesi MEDREG, mentre Med-TSO sta finalizzando lo studio sullo stato dell'arte delle linee di interconnessione nel Mediterraneo. Infine, MEDREG sta supportando Med-TSO nell'attività volta a definire i criteri per la gestione dell'allocazione della capacità transfrontaliera delle interconnessioni elettriche nel Mediterraneo, fornendo informazioni dal punto di vista regolatorio. Nell'ambito delle attività della piattaforma REM si è tenuto al Cairo, il 18 ottobre 2017, l'*Union for the Mediterranean (UfM) Energy and Climate Business Forum*. Questo forum ha riunito rappresentanti dei governi, delle imprese e del settore finanziario per individuare opportunità di cooperazione e meccanismi per una transizione energetica con un focus speciale sulle energie rinnovabili. Nel corso della riunione annuale dello scorso 31 gennaio 2018, MEDREG ha informato sulle attuali e principali sfide energetiche nei paesi del Mediterraneo, con particolare con riferimento alle possibilità di investimento nelle fonti di energia rinnovabili.

Piattaforma gas. La piattaforma Gas, cui MEDREG fornisce il necessario supporto dal punto di vista della regolazione, è finalizzata alla creazione di un dialogo strutturato teso al graduale sviluppo di un mercato del gas euro-mediterraneo, in grado di assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti e il corretto bilanciamento degli interessi dei paesi produttori e dei centri di consumo. Si sono così svolti una serie di incontri organizzati dall'OME (Osservatorio mediterraneo per l'energia) che, nell'ambito della piattaforma, svolge il ruolo di segretariato tecnico. Il piano delle attività dei gruppi di lavoro della piattaforma si concentreranno sui temi: *An advisory assessment of the existing and future of the gas supply-demand balance in the Euro-Mediterranean region*; *The role of LNG in European-Mediterranean gas supply security*. MEDREG collaborerà su quest'ultima tematica con *Gas Infrastructure Europe* (GIE).

Piattaforma per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Questa piattaforma intende promuovere misure per il contrasto al cambiamento climatico che siano anche in grado di contribuire

allo sviluppo socio economico della regione, creando nuovi posti di lavoro e garantendo un accesso sicuro e affidabile alle risorse energetiche. Tra le iniziative condotte nel corso del 2017, si annovera un esteso programma di *capacity building*, di condivisione di dati e di esperienze nell'implementazione di programmi di sviluppo della *green economy*, di creazione di network di esperti e di promozione e stimolo degli investimenti. Principali animatori della piattaforma sono RECREEE (*Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency*) e MEDENER (*Mediterranean Association of the National Agencies for Energy Conservation*). Con quest'ultima organizzazione MEDREG ha organizzato un *workshop*, il 23 novembre 2017 a Bruxelles, dal titolo *Regulators and Agencies for Energy Conservation to work hand in hand towards Regional Cooperation and Sustainable Energy Transition*.

Gemellaggio con il regolatore egiziano

Si è concluso il 24 agosto 2017 il gemellaggio con il regolatore egiziano EgyptEra, sul tema *Strengthening the Institutional Capacity of the Egyptian Electric Utility and Consumer Protection Agency*, condotto dal consorzio formato dal regolatore greco (RAE), in qualità di *project leader*, e dal regolatore italiano.

Il contributo dell'Autorità si è principalmente concentrato sul tema *market transition*, in relazione al quale sono stati prodotti i documenti di seguito riportati, che formano la base di un pacchetto di misure integrate per l'apertura del mercato (*market reform package*):

- *Independent Study*: analisi di impatto regolatorio del pacchetto di riforme necessarie per l'attuazione della legge egiziana n. 87/2015 (*electricity law*);
- *Guidelines on Wholesale Electricity Market*: bozza di un atto di regolazione, con il quale si forniscono indicazioni ai principali *stakeholder* per l'elaborazione di schemi contrattuali, procedure e metodologie necessarie per l'implementazione del disegno di mercato elettrico all'ingrosso;
- *Internal Guidelines for VPP Reserve Price Calculation*: istruzioni al regolatore egiziano EgyptEra per il calcolo del prezzo di riserva da applicare alle aste di vendita di capacità di generazione virtuale;
- *Guidelines on VPP Auctions*: bozza di un atto di regolazione, con il quale si dettano disposizioni al gestore del mercato elettrico

(*market operator*) per l'organizzazione delle aste di vendita di capacità di generazione virtuale;

- *Internal Guidelines on Market Monitoring Procedures*: istruzioni a EgyptEra per l'organizzazione dell'attività di monitoraggio di mercato;
- *Guidelines on GENCOs Unbundling*: bozza di un atto di regolazione che definisce per la società capogruppo dell'ex impresa verticalmente integrata EEHC le regole di applicazione di procedure di separazione contabile e amministrativa a ciascuna delle sei società di generazione elettrica facenti capo a essa.

Coerentemente allo spirito del gemellaggio, in quanto strumento di politica europea di vicinato, ARERA e RAE hanno trasferito a EgyptEra le *best practice* sviluppate nell'ambito della cooperazione tra regolatori europei per il completamento del mercato interno dell'energia. Le Linee guida, una volta adottate dall'autorità di regolazione egiziana, attiveranno un processo di riforma in più fasi, di durata pluriennale, il cui esito finale atteso è la creazione di un mercato elettrico all'ingrosso simile ai mercati presenti negli stati membri dell'Unione.

L'Autorità ha, inoltre, assicurato il suo costante supporto ai fini dell'implementazione del Progetto, anche con l'organizzazione di due visite del regolatore egiziano in Italia, una a maggio 2017 e l'altra nel mese di agosto 2017.

Infine, l'Autorità ha fornito una piattaforma informatica, sulla quale sono stati inseriti tutti i documenti relativi al progetto, offrendo ai *partner* (regolatore egiziano, greco e italiano) la possibilità di condividere tutte le informazioni.

International Confederation of Energy Regulators (ICER)

L'Autorità ha partecipato, nel corso del VII Forum Mondiale della Regolazione - *Regulating in a Time of Innovation Empowered Consumers, Dynamic Markets and Sustainable Infrastructures*, Cancun (Messico), marzo 2018 - al *Regulatory Training Day, The Basic*

of Natural Gas Market Regulation, e alle *High Level Commissioner Round Tables*.

Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE)

Nel corso del 2017 è proseguito l'impegno dell'Autorità in ambito OCSE, all'interno del *Network of Economic Regulators*⁷ (NER) e della *Water Governance Initiative*⁸ (WGI).

Network of Economic Regulators (NER)

Nel 2017 è stata confermata la nomina dell'Autorità come membro del *Board* del *Network of Economic Regulators* (NER). Una delle principali attività cui si è dedicato il NER è stata la revisione della *governance* dei regolatori. Utilizzando la metodologia PAFER (*Performance Assessment for Economic Regulators*), messa a punto dal NER, un gruppo di esperti di alto livello in cui era rappresentata anche l'Autorità, di concerto con il Segretariato OCSE, ha analizzato la *governance* di quattro regolatori sotto il profilo del ruolo e degli obiettivi assegnati, della disponibilità di risorse umane e finanziarie, dei processi interni a garanzia di una gestione efficiente e della qualità della regolazione e dei metodi di valutazione delle performance del regolatore e dei settori di competenza, proponendo suggerimenti e raccomandazioni per superare alcune delle criticità rilevate.

Altro rilevante tema dibattuto ha riguardato l'aggiornamento degli indicatori della regolazione (*OECD Product Market Regulation Indicators*) con cui vengono misurati i processi regolatori e alcuni aspetti della *governance* dei regolatori, quali per esempio l'indipendenza, l'*accountability*, i ruoli e gli obiettivi. Inoltre, è stato presentato un nuovo approccio per la protezione dei consumatori, al fine di aumentare la soddisfazione degli utenti e di implementare un efficace meccanismo di risoluzione delle controversie, e un nuovo progetto sull'utilizzo di queste tecniche per promuovere la sicurezza nell'uso dei vettori energetici.

⁷ Il Network of Economic Regulators (NER) è un forum che promuove il dialogo tra le autorità dei paesi membri e gli osservatori dell'OCSE, che hanno la responsabilità di regolazione economica in molteplici settori (es. 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.

⁸ La Water Governance (WGI) è una piattaforma tecnica per *stakeholder* del settore idrico, che permette lo scambio di conoscenze, esperienze e buone pratiche della *governance* del settore tra i paesi membri e gli Osservatori dell'OCSE.

È stato poi affrontato il tema della definizione dei principi di corretta interfaccia tra regolatori e *stakeholder*. Nel corso di una consultazione pubblica, sono emerse alcune questioni che necessitano di un approfondimento, quali la definizione stessa di *stakeholder*, il confronto pubblico come parte integrante del processo di regolazione, l'interfaccia coordinata e sistematica delle prime fasi di sviluppo della regolazione.

A conclusione del lavoro svolto sull'indipendenza dei regolatori avviato nello scorso anno, è stato, infine presentato il rapporto finale *Creating a Culture of Independence: Practical Guidance against Undue Influence*, che intende fornire indicazioni pratiche per un'effettiva indipendenza dei regolatori. Le raccomandazioni sono articolate sotto forma di *checklist*, suddivisa in cinque argomenti (chiarezza di ruolo, trasparenza e *accountability*, autonomia finanziaria, indipendenza del *Board* e comportamento delle risorse) relative alla *governance* interna ed esterna.

A margine delle riunioni del NER, il Segretariato OCSE ha organizzato due seminari con il *Club des Régulateurs*, presso l'Università Paris Dauphine: uno sulla cooperazione regionale tra regolatori e l'altro sulla relazione tra i regolatori indipendenti e i giudici amministrativi.

Water Governance Initiative (WGI)

L'Autorità ha partecipato alla nona riunione del forum *Water Governance Initiative* (WGI), tenutasi a Parigi nel mese di luglio 2017. La principale questione trattata ha riguardato la revisione degli indicatori di *governance*, quali strumento di autovalutazione utilizzabile dai singoli governi in relazione al rispetto dei principi di buona *governance*⁹ già approvati dall'OCSE, applicabili anche ai processi decisionali delle autorità di regolazione.

International Water Association (IWA)

Nel mese di giugno 2017 un componente del Collegio dell'Autorità è stata nominato membro del Consiglio strategico (*Strategic Council*) e del Comitato di programmazione (*Programme*

Committee) di *International Water Association* (IWA). L'Autorità quindi ha partecipato a due riunioni di coordinamento in rappresentanza del network WAREG, di cui detiene la presidenza. La prima riunione, che si è svolta a Praga il 22 settembre 2017, si è focalizzata sulla presentazione del programma di lavoro per il 2018 e sulla possibile collaborazione con i regolatori europei ed extraeuropei. La seconda riunione, che si è svolta a Lisbona il 9 marzo 2018, è stata centrata sulla partecipazione a titolo volontario di alcuni membri di IWA all'ottavo Forum Mondiale dell'Acqua (*World Water Forum*).

Infine, l'Autorità ha partecipato al quarto Forum Internazionale dei Regolatori dei Servizi Idrici, tenutosi a Buenos Aires il 14 novembre 2017 sull'implementazione degli obiettivi ONU per uno sviluppo sostenibile, presentando i risultati di una ricerca sulle principali barriere agli investimenti nei servizi idrici registrate dalle autorità di regolazione europee membri di WAREG.

World Water Forum

L'Autorità ha partecipato all'ottava edizione del Forum Mondiale dell'Acqua, che si è svolto nel mese di marzo 2018 a Brasilia, organizzato dal Consiglio mondiale dell'acqua¹⁰, illustrando il modello di regolazione italiano, teso a rafforzare gli investimenti, a migliorare la qualità dei servizi e a garantire l'accesso universale ai servizi idrici, anche attraverso il riconoscimento di un'agevolazione alle famiglie in condizioni di disagio economico.

Relazioni bilaterali e rapporti con gli stakeholder

Relazioni bilaterali

Cile. L'11 maggio 2017 l'Autorità ha ricevuto una delegazione di istituzioni del Cile – che comprendeva rappresentanti del regolatore energetico nazionale (Comision Nacional de Energia), del Ministero dello sviluppo economico e dell'operatore nazionale del sistema di trasmissione elettrico – per illustrare il proprio sistema di regolazione, con particolare riguardo al dispacciamento di elettricità.

⁹ I principi della buona *governance* sono rintracciabili all'indirizzo internet www.oecd.org/gov/regulatory-policy/49990817.pdf

¹⁰ Il Consiglio mondiale dell'Acqua (*World Water Council*) è una piattaforma internazionale di cooperazione tra *stakeholder* e istituzioni nazionali, inclusi i Ministeri, su tematiche di *policy* dell'acqua. Ogni tre anni è organizzato il Forum Mondiale dell'Acqua con un paese ospitante, per dibattere in ordine all'agenda mondiale nel settore idrico

Turchia. Il 17 maggio 2017 l'Autorità ha incontrato una delegazione del Ministero delle foreste e del settore idrico della Turchia, per esporre l'organizzazione dei servizi idrici in Italia e le competenze del regolatore italiano.

Georgia. Il 25 luglio 2017 l'Autorità ha ricevuto una delegazione della Commissione di regolazione dell'energia della Georgia. Ha così tratteggiato le competenze di regolazione tariffaria dei servizi idrici in Italia e, in particolare, la metodologia tariffaria attraverso gli schemi di regolazione.

Repubblica di Macedonia. Il 13 settembre 2017 l'Autorità ha ospitato una delegazione della Commissione di regolazione dell'energia della Repubblica di Macedonia, per far conoscere le funzioni di regolazione tariffaria dei servizi idrici in Italia, con un accenno specifico alla questione degli investimenti nel medesimo settore.

Brasile. Il 9 febbraio 2018 si è svolto un incontro bilaterale con una delegazione del Ministero dell'ambiente del governo federale del Brasile, nel corso del quale sono stati esposti l'organizzazione del servizio idrico integrato sul territorio italiano e le modalità di affidamento di tale servizio agli operatori.

Rapporti con gli stakeholder

L'Autorità ha partecipato a una riunione organizzata dall'Unione per il Mediterraneo¹¹ e dall'Istituto mediterraneo

dell'acqua¹², in vista del Forum Mondiale dell'Acqua, che si è tenuto, come illustrato sopra, nel marzo 2018. Sono state presentate le conclusioni di un rapporto elaborato da WAREG sulla sostenibilità economica dei prezzi finali per usi domestici dell'acqua potabile.

Il 27 settembre 2017 l'Autorità ha partecipato al Forum internazionale *Rules of Water Rules for Life*, organizzato a Milano dal *Milan Center for Food Law and Policy*, e specificamente a una sessione dedicata alle norme di regolazione esistenti a sostegno di uno sviluppo sostenibile, dove sono state riferite alcune delle buone pratiche di regolazione applicate alle fasce meno abbienti dei consumatori, evidenziate nella ricerca su *Affordability in European Water Systems* di WAREG¹³.

Visita di studio sul mercato elettrico USA

Nel corso del 2017 l'Autorità ha partecipato a un viaggio studio negli Stati Uniti, insieme ad altri tre regolatori europei, per una serie di incontri bilaterali con gestori di rete (ISO New England, PJM, MISO, ERCOT), rappresentanti del regolatore del Texas (Public Utility Commission of Texas) e rappresentanti della University of Texas. Gli incontri hanno permesso uno scambio culturale sull'organizzazione dei mercati elettrici e le pratiche regolatorie tra Stati Uniti e il modello europeo, in particolare sui temi dello *scarcity pricing*, della co-ottimizzazione e dei mercati nodali.

¹¹ L'Unione per il Mediterraneo è un'organizzazione intergovernativa che raggruppa 43 paesi europei e del bacino del Mediterraneo, con sede a Barcellona, istituita nel 2008. Tra le varie attività, organizza anche dei *fora per stakeholder* e istituzioni dell'area geografica di riferimento, su settori specifici come per esempio acqua e ambiente.

¹² L'Istituto mediterraneo dell'acqua è un'organizzazione non governativa con sede a Marsiglia, istituita nel 1982, dotata di status consultivo presso il Consiglio economico e sociale delle Nazioni unite, che riunisce attori pubblici e privati, professionisti e università provenienti dal bacino del Mediterraneo, per favorire lo scambio di esperienze e di studi sui possibili utilizzi sostenibili dell'acqua.

¹³ La ricerca è consultabile nel sito web di WAREG www.wareg.org.

2.

Indirizzi di politica
energetico-ambientale
e rapporti istituzionali

Intersettoriale

Evoluzione della legislazione italiana

Nel corso del 2017 i settori dell'energia elettrica, del gas e del sistema idrico sono stati interessati da alcuni importanti interventi normativi, illustrati di seguito in ordine di approvazione.

La legge 7 aprile 2017, n. 45, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 9 febbraio 2017, n. 8, recante *Nuovi interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 2016 e del 2017*, ha modificato in più punti il decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189, che interveniva in favore delle popolazioni colpite dal sisma del 24 agosto 2016, prevedendo, tra l'altro, diverse misure volte ad accelerare la realizzazione degli interventi relativi alle strutture d'emergenza e agli edifici scolastici, a sostenere le fasce deboli della popolazione, a potenziare la dotazione di personale utilizzato per le attività di ricostruzione. In particolare, l'art. 11, che apporta modifiche all'art. 48 del citato decreto legge n. 189/16, nel rivedere la disciplina relativa alla sospensione dei termini degli adempimenti e dei versamenti tributari, proroga alcuni termini e attribuisce alle imprese, ai lavoratori autonomi e agli agricoltori la possibilità di contrarre finanziamenti agevolati per il pagamento dei tributi fino all'anno 2018. Alla copertura di tali oneri – pari a 380 milioni di euro per il 2017 e a 180 milioni per il 2018 e seguenti – si provvede mediante il versamento delle somme gestite presso il sistema bancario dal Gestore dei servizi energetici (GSE) per un importo pari a 300 milioni per il 2017 e a 100 milioni per il 2018, nonché dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali per un importo pari a 80 milioni per gli anni 2017 e 2018.

Inoltre, l'art. 18-*undecies*, in considerazione dell'aggravarsi delle conseguenze degli eventi sismici e della necessità di applicare le disposizioni a sostegno della popolazione anche ai territori della Regione Abruzzo non ricompresi tra i comuni indicati negli allegati 1 e 2 del decreto legge n. 189/16, istituisce, per ogni effetto giuridico, un nuovo elenco denominato *Elenco dei comuni colpiti dal sisma del 18 gennaio 2017*. Si veda anche il paragrafo specifico al Capitolo 9 della presente *Relazione Annuale*.

La legge 21 giugno 2017, n. 96, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 24 aprile 2017, n. 50, recante *Disposizioni urgenti in materia finanziaria, iniziative a favore degli enti territoriali, ulteriori interventi per le zone colpite da eventi sismici e misure per lo sviluppo*, all'art. 52-*bis* precisa – novellando l'art. 17-*septies* del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, recante *Misure urgenti per la*

crescita del Paese – che tra i contenuti essenziali del Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati con energia elettrica, sia prevista anche l'identificazione di parametri minimi di interoperabilità delle nuove colonnine di ricarica, pubbliche e private, finalizzati a garantire la loro più ampia compatibilità con i veicoli a trazione elettrica in circolazione.

Il successivo art. 57, comma 3-*quiquies*, interviene sul decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, recante *Disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia*, consentendo una rimodulazione degli incentivi stabiliti al comma 7-*bis* dell'art. 5 per i titolari di impianti di generazione di energia elettrica, alimentati da bioliquidi sostenibili, in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

L'art. 57-*ter* proroga al 31 dicembre 2017 il termine per la trasmissione al Ministero dello sviluppo economico di alcuni elementi e della documentazione – da parte degli esercenti di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili, che fruiscono fino al 31 dicembre 2021 di un incentivo ridotto sull'energia prodotta – per la notifica alla Commissione europea ai fini della verifica di compatibilità delle misure con la *Disciplina in materia di aiuti di stato a favore dell'ambiente e dell'energia per gli anni 2014-2020*, di cui alla Comunicazione 2014/C 200/01 (*Linee guida*).

Il successivo art. 57-*quater* interviene sulla disciplina dei controlli e delle sanzioni in tema di incentivi nel settore fotovoltaico e nel settore eolico, stabilita all'art. 42 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, operando, per determinate fattispecie di violazioni, una sostanziale deroga alla disciplina vigente.

Ai sensi del nuovo comma 4-*bis* del citato art. 42, agli impianti di potenza superiore a 3 kW, nei quali, a seguito di verifiche o controlli, risultano installati moduli non certificati o con certificazioni non rispondenti alla normativa di riferimento e per i quali il soggetto beneficiario della tariffa incentivante abbia intrapreso le azioni consentite dalla legge nei confronti dei soggetti responsabili della non conformità dei moduli, si applica, una decurtazione del 20% della tariffa incentivante base per l'energia prodotta dalla data di decorrenza della convenzione con il GSE.

Il nuovo comma 4-*ter* dispone poi un dimezzamento della suddetta decurtazione, qualora la mancanza della certificazione o la mancata rispondenza della certificazione alla normativa di riferimento siano dichiarate spontaneamente dal beneficiario dell'incentivo, al di fuori di un procedimento di verifica o di indagine.

A completamento, il successivo comma 4-*quater* dispone che, ai fini dell'applicazione della sanzione prevista dai commi 4-*bis* e 4-*ter*, il GSE, accerti, sulla base di idonea documentazione prodotta secondo modalità indicate dallo stesso GSE, la sostanziale ed effettiva rispondenza dei moduli installati ai requisiti tecnici e la loro perfetta funzionalità e sicurezza. Infine, il nuovo comma 4-*quinqüies* fa salvo il diritto di rivalsa del beneficiario nei confronti dei soggetti responsabili della non conformità dei moduli, ferme restando eventuali diverse responsabilità civili e penali del soggetto beneficiario e le conseguenze di eventuali altre violazioni ai fini del diritto all'accesso e al mantenimento del diritto agli incentivi. Infine, per salvaguardare la produzione di energia derivante da impianti eolici, il comma 4-*sexies* precisa che tutti i suddetti impianti già iscritti in posizione utile nel registro EOLN-RG2012 ai quali è stato negato l'accesso agli incentivi di cui al decreto ministeriale 6 luglio 2012 a causa della errata indicazione della data del titolo autorizzativo in sede di registrazione dell'impianto, siano riammessi agli incentivi previsti dalla normativa per tale registro.

Al termine di un lungo e complesso esame parlamentare¹, ha visto la luce la legge 4 agosto 2017, n. 124, recante *Legge annuale per il mercato e la concorrenza*. Essa interviene con una serie di norme relative ai mercati energetici e al sistema idrico, le più dirompenti delle quali determinano la rimozione della disciplina transitoria dei prezzi nei settori del gas naturale (servizio di tutela) e dell'energia elettrica (servizio di maggior tutela).

Nel dettaglio, il comma 59 dell'art. 1 determina la cessazione del regime di tutela nel settore del gas naturale a partire dall'1 luglio 2019, e a partire dalla stessa data, il comma 60 elimina il regime di maggior tutela nel settore dell'energia elettrica per i consumatori domestici e le imprese connesse in bassa tensione con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai dieci milioni di euro. Per tali soggetti che, al superamento del regime di maggior tutela, si trovino senza un fornitore di energia elettrica, è introdotto un servizio di salvaguardia, regolato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità) attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero, al fine di garantire la continuità della fornitura.

I commi da 61 a 64 del medesimo art. 1 sono volti a garantire la confrontabilità e l'evidenza pubblica delle offerte di fornitura di energia elettrica e gas. A tal fine si prevede che l'Autorità predisponga la realizzazione e la gestione, da parte del gestore del Sistema informativo integrato, di un portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte sul mercato *retail*, con particolare riferimento alle utenze domestiche, alle imprese connesse in bassa tensione e alle imprese con consumi annui non superiori a 200.000 S(m³), nonché istituisca un comitato tecnico-consulativo con funzioni di garanzia in merito ai contenuti del portale stesso. Il comma 62, sempre dell'art.1, pone l'obbligo in capo agli operatori della vendita dell'energia elettrica o di gas di inviare all'Autorità e di pubblicare sul proprio sito almeno una proposta di offerta di fornitura a prezzo variabile e una a prezzo fisso per le utenze, domestiche e non domestiche, connesse in bassa tensione e le utenze con consumi annui non superiori a 200.000 S(m³). Secondo quanto previsto dai commi successivi, le modalità operative per realizzare tali proposte di offerta di fornitura saranno stabilite dall'Autorità, che definirà anche le modalità di copertura dei costi sostenuti, utilizzando in via prioritaria le risorse derivanti dai proventi delle sanzioni, nonché le Linee guida per la promozione delle offerte commerciali di energia elettrica e gas a favore di gruppi di acquisto, con particolare riguardo alla confrontabilità, trasparenza e pubblicità delle offerte.

Il comma 66 attribuisce all'Autorità il compito di trasmettere al Ministero dello sviluppo economico un Rapporto relativo al monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas, con particolare riguardo al raggiungimento di determinati obiettivi, finalizzati alla cessazione del regime della maggior tutela nei mercati di vendita al dettaglio dell'energia e del gas. Sulla base del rapporto, entro 60 giorni dalla trasmissione, il Ministero dello sviluppo economico adotterà un decreto che darà conto del raggiungimento dei predetti obiettivi (comma 67). Il mancato raggiungimento degli stessi comporterà l'adozione, da parte dello stesso ministero e dell'Autorità, ciascuno nel rispetto delle proprie competenze, dei provvedimenti necessari. Il provvedimento dovrà altresì definire le misure necessarie affinché la cessazione del regime della maggior tutela e l'ingresso consapevole nel mercato dei clienti finali avvengano secondo meccanismi che assicurino la concorrenza,

¹ Cfr. anche *Relazione Annuale 2016* e nella *Relazione Annuale 2017*.

la pluralità di fornitori e le offerte nel mercato libero (comma 68).

Con riferimento al tema centrale dell'informazione ai consumatori, il comma 69 prevede specificatamente che i clienti finali di energia elettrica riforniti in maggior tutela debbano ricevere adeguata informativa da parte di ciascun fornitore, in relazione al superamento delle tutele di prezzo.

Il comma 70 introduce, inoltre, una disposizione volta a semplificare le modalità di cambio di fornitore da parte del cliente: nello specifico, esclude l'ipotesi di successione di un fornitore del servizio a un altro, dall'applicazione della disciplina relativa agli allacci delle utenze (di cui all'art. 5 del decreto legge 28 marzo 2014, n. 47), secondo la quale l'allacciamento dei servizi di energia elettrica, di gas, di servizi idrici e della telefonia fissa, nelle forme della stipulazione, della volturazione, del rinnovo, sono nulli qualora non riportino i dati identificativi del richiedente e il titolo che attesti la proprietà, il regolare possesso o la regolare detenzione dell'unità immobiliare in favore della quale si richiede l'allacciamento.

Infine, il comma 71 specifica che qualora uno o più degli obiettivi stabiliti dai citati commi da 66 a 70 siano raggiunti prima dell'1 gennaio 2018, l'Autorità ne debba dare tempestiva comunicazione al Ministero dello sviluppo economico.

I commi da 72 a 74 recano misure volte a garantire l'informazione dei consumatori, prevedendo, in primis, l'obbligo per l'Autorità di garantire la pubblicizzazione e la diffusione delle informazioni sulla piena apertura del mercato e sulle condizioni di svolgimento dei servizi, nonché il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione per tutti i settori oggetto di regolazione e di controllo (comma 72); *deinde*, è affidato all'Autorità il compito di stabilire le modalità con le quali lo Sportello per il consumatore accede alle informazioni e ai dati gestiti dal Sistema informativo integrato (comma 73), nonché le modalità affinché le fatture relative alla somministrazione dell'acqua con il sistema di misura a contatore contengano, almeno una volta all'anno, l'indicazione dell'effettivo consumo riferito alla singola utenza, ove il contatore sia reso accessibile e la lettura sia tecnicamente possibile. Il comma 72 consente poi all'Autorità di avvalersi di Acquirente unico per il trattamento dei reclami e delle procedure di conciliazione, per tutti i settori oggetto di regolazione e controllo da parte della stessa.

I commi 75, 76 e 77 demandano a un successivo decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, la disciplina delle modalità di erogazione e di rimodulazione dei c.d. *bonus*

elettrico e gas (benefici economici a sostegno dei clienti economicamente svantaggiati e dei clienti domestici che versano in gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate a energia elettrica, per il loro mantenimento in vita).

I commi 78 e 79 dettano la disciplina applicabile in caso di fatture di conguaglio di rilevante importo (individuate secondo le condizioni definite dall'Autorità) prevedendo il diritto dei consumatori alla rateizzazione delle bollette di energia elettrica e di gas di importo elevato a causa di ritardi, interruzioni della fatturazione o di prolungata indisponibilità dei dati di consumo reali, a meno che il conguaglio sia imputabile a ragioni riconducibili al cliente finale. Si prevede, altresì, che l'Autorità individui adeguate misure per responsabilizzare i distributori, nel caso di prolungata indisponibilità dei dati di consumo reali e per favorire l'accessibilità dei gruppi di misura da parte degli stessi.

I commi da 80 a 88 recano ulteriori misure per la trasparenza del mercato dell'energia elettrica e del gas, stabilendo, fra le altre disposizioni, l'istituzione presso il Ministero dello sviluppo economico di un Elenco dei soggetti abilitati alla vendita ai clienti finali; l'inclusione e la permanenza nell'Elenco rappresenteranno una condizione necessaria per lo svolgimento di tale attività. Sono individuate, inoltre, norme di promozione della concorrenza, attraverso la riduzione delle asimmetrie informative, nonché disposizioni relative alla clausola di *close-out netting*, prevista per i prodotti energetici all'ingrosso.

I commi 89 e 90 intervengono sulle procedure relative agli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e al settore dell'efficienza energetica, in particolare in merito alle istruttorie di valutazione delle richieste di verifica e di certificazione dei risparmi aventi ad oggetto il rilascio dei titoli di efficienza energetica e nell'ambito delle attività di verifica da parte del GSE, nonché in materia di incentivazione degli impianti di generazione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

I commi 91 e 92 dettano discipline parzialmente derogatorie a quelle esistenti in materia di obblighi di separazione per i gestori dei sistemi di distribuzione chiusi e per i gestori di sistemi di distribuzione facenti parte di un'impresa verticalmente integrata che servono meno di 25.000 punti di prelievo, a esclusione delle imprese beneficiarie di integrazioni tariffarie. È, inoltre, previsto che, per i gestori cui si applicano le ultime deroghe citate, le modalità di riconoscimento dei costi per la distribuzione e la misura dell'energia

elettrica siano basate su logiche parametriche, che tengano conto anche della densità dell'utenza servita, nel rispetto dei principi generali di efficienza e di economicità. Risulta, inoltre, abrogata la precedente disciplina sull'aggregazione delle piccole imprese di distribuzione di energia elettrica.

I commi da 93 a 97 contengono disposizioni volte a regolare la distribuzione del gas naturale, a partire dalla disciplina delle gare fino al regime della concessione di stoccaggio. Sinteticamente si prevede:

- la deroga alla disciplina di cui all'art. 15, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000 n. 164 (relativo all'affidamento dell'attività di distribuzione di gas naturale) in materia di rimborso riconosciuto ai titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere, a carico del nuovo gestore entrante;
- la definizione da parte dell'Autorità di procedure semplificate di valutazione dei bandi di gara, applicabili nei casi in cui tali bandi siano stati redatti in aderenza al bando di gara tipo, al disciplinare tipo e al contratto di servizio tipo;
- la regolazione dei requisiti richiesti per la partecipazione alle gare d'ambito dei raggruppamenti temporanei d'impresa e dei consorzi ordinari;
- la decorrenza e l'entità del contributo compensativo dovuto dai soggetti titolari di concessioni per l'attività di stoccaggio del gas naturale in giacimenti o unità geologiche profonde o, comunque, autorizzati all'installazione e all'esercizio di nuovi stabilimenti di stoccaggio di gas naturale.

Della legge 20 novembre 2017, n. 167, recante *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge europea 2017*, meritano particolare attenzione le disposizioni agli art.19, 20 e 21.

L'art. 19 è relativo agli aiuti di stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, con specifico riguardo alle imprese a forte consumo di energia elettrica. Al comma 1, destina automaticamente alla riduzione delle tariffe elettriche degli utenti che sostengono gli oneri connessi all'attuazione delle misure di cui ai commi successivi almeno il 50% delle risorse derivanti dalle riduzioni della componente tariffaria A3² conseguite nel triennio 2018-2020 rispetto all'anno 2016.

I commi successivi da 2 a 5 modificano la disciplina delle agevolazioni previste per le imprese a forte consumo di energia elettrica, prevedendo uno o più decreti del Ministro dello sviluppo economico, volti a ridefinirne l'ambito, le agevolazioni previste e i criteri e le modalità con le quali l'Autorità provvederà all'attuazione della misura e del piano di adeguamento, per gli ambiti di competenza. Più nel dettaglio, con i medesimi decreti si provvede alla definizione progressiva delle agevolazioni in funzione dell'intensità del consumo elettrico sul fatturato delle imprese energivore, nel rispetto dei livelli di contribuzione minima fissati dalla Commissione europea, nonché alla definizione delle modalità di applicazione della clausola sul valore aggiunto lordo (VAL), secondo quanto previsto dalla comunicazione della Commissione europea sugli aiuti di stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020. Si prevede, inoltre, che l'Autorità adegui, a decorrere dall'1 gennaio 2018, la struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema elettrico applicate ai clienti dei servizi elettrici per usi diversi da quelli domestici ai criteri che governano la tariffa di rete per i servizi di trasmissione, di distribuzione e di misura, tenendo comunque conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione, oltre che della diversa natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa. Il comma 6 del medesimo art. 19 interviene sull'art. 29 del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, concernente il sistema tariffario elettrico delle Ferrovie dello Stato, con lo scopo di chiarire che gli effetti della rimodulazione ivi dettata sono limitati alla componente compensativa di tale regime tariffario, escludendo gli oneri generali di sistema per i quali continua ad applicarsi quanto previsto dal regime tariffario speciale di cui al decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730. Si specifica inoltre che la componente tariffaria compensativa annua, riconosciuta in attuazione di tale regime tariffario speciale, è ridotta, sulla parte eccedente il quantitativo di 3300 GWh, di un importo fino a un massimo di 80 milioni di euro; L'art. 20 riguarda il sostegno alla produzione di energia da fonti rinnovabili. Il comma 1, lettera a), novella il testo del comma 3 dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, stabilendo che la produzione di energia elettrica da impianti di potenza nominale fino a un valore da stabilire con appositi decreti sia incentivata, dalla data di entrata in esercizio, diversificando per fonte e per scaglioni di potenza. Inoltre, la lettera b) dell'art. 20 in analisi modifica il

² Tale componente è destinata alla promozione di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

comma 4, lettera c), del citato art. 24 del decreto legislativo n. 28/11, inerente alle procedure d'asta al ribasso per gli impianti di potenza nominale superiore ai valori minimi stabiliti per l'accesso agli incentivi, specificando che queste procedure riguarderanno i contingenti di potenza anche riferiti a più tecnologie e determinate categorie di intervento (mentre fino ad ora erano relative a un contingente di potenza da installare per ciascuna fonte o tipologia d'impianto); L'art.21 attiene agli aiuti di stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, con particolare riguardo alle imprese a forte consumo di gas. Il comma 1 demanda a un decreto del Ministro dello sviluppo economico la definizione delle imprese a forte consumo di gas naturale, in base a requisiti e parametri relativi ai livelli minimi di consumo, all'incidenza del costo del gas naturale sul valore dell'attività d'impresa e all'esposizione delle imprese alla concorrenza internazionale. Previa verifica della sussistenza dei requisiti in questione, le imprese che ne facciano richiesta sono inserite nell'apposito elenco delle imprese a forte consumo di gas naturale. In base al comma 2, l'Autorità provvederà alla rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema del gas, il cui gettito è destinato al finanziamento di misure volte al raggiungimento di obiettivi comuni in materia di decarbonizzazione, e dei criteri di ripartizione dei medesimi oneri a carico dei clienti finali. Inoltre, in base al comma 3, l'Autorità adotterà i provvedimenti necessari a garantire che tutti i consumi di gas superiori a 1 milione di $S(m^3)$ /anno per usi non energetici non siano assoggettati all'applicazione dei corrispettivi tariffari stabiliti per la copertura degli oneri generali del sistema del gas, il cui gettito è destinato al finanziamento di misure in materia di obiettivi comuni per la decarbonizzazione.

Riguardo al decreto legge 16 ottobre 2017, n. 148, convertito, con modificazioni, nella legge 4 dicembre 2017, n. 172, recante *Disposizioni urgenti in materia finanziaria e per esigenze indifferibili*, si rileva che l'art. 1, comma 24 (che modifica il decreto legge n. 189/16, c.d. *DL Terremoto*) limitatamente ai soggetti danneggiati che dichiarino l'inagibilità del fabbricato, della casa di abitazione, dello studio professionale o azienda, stabilisce che la sospensione già prevista dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere sia differita alla data del 31 maggio 2018. Per i settori di competenza dell'Autorità, la medesima sarà tenuta a disciplinare le modalità di rateizzazione, per un periodo non inferiore a 36 mesi, delle fatture i cui pagamenti siano stati sospesi, e a introdurre agevolazioni tariffarie per i comuni colpiti dal sisma individuando anche le

modalità di copertura delle stesse attraverso specifiche componenti tariffarie, facendo ricorso a strumenti di tipo perequativo.

Le novità più rilevanti per l'attività dell'Autorità sono rinvenibili nella legge 27 dicembre 2017, n. 205, recante *Bilancio di previsione per lo stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020*, che ha attribuito alla medesima, le nuove funzioni di regolazione e di controllo del ciclo dei rifiuti, con i medesimi poteri e nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni, anche di natura sanzionatoria, stabiliti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481. All'Autorità, che assume la denominazione di Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), sono attribuiti ampi poteri per il miglioramento del sistema di regolazione del ciclo dei servizi di gestione dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati; per assicurarne l'accessibilità, la fruibilità e la diffusione omogenea sull'intero territorio nazionale, con adeguati livelli di qualità e in condizioni di efficienza e di economicità della gestione; per l'armonizzazione degli obiettivi economico-finanziari con quelli generali di carattere sociale, ambientale e di impiego appropriato delle risorse. È stata, inoltre, esplicitata l'ulteriore finalità di garantire l'adeguamento infrastrutturale agli obiettivi europei e superare, quindi, le procedure di infrazione avviate nell'ambito del settore dei rifiuti.

I componenti dell'organo di vertice dell'Autorità sono stati riportati a cinque, compreso il Presidente, e sono nominati, ai sensi dell'art. 2, commi 7 e 8, della legge n. 481/95, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, d'intesa con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Agli oneri derivanti dallo svolgimento delle nuove attribuzioni di regolazione e controllo in materia di gestione dei rifiuti, si provvede mediante un contributo di importo non superiore all'1 per mille dei ricavi dell'ultimo esercizio, versato dai soggetti esercenti il servizio di gestione dei rifiuti. Infine, la pianta organica dell'Autorità è incrementata di 25 unità di ruolo, di cui almeno il 50% è individuato utilizzando le graduatorie in essere alla data di entrata in vigore della disposizione relative alle selezioni pubbliche indette dall'Autorità.

Numerose sono le ulteriori disposizioni di interesse riferite ai settori energetici e al servizio idrico contenute nella citata legge n. 205/17. Tra queste si evidenziano, in primis, i commi da 4 a 10 recanti disposizioni a tutela dei consumatori in materia di fatturazione a conguaglio per l'erogazione di energia elettrica, gas e servizi idrici. In particolare, nei contratti di fornitura relativi a tali servizi, si introduce un termine di prescrizione pari a due anni del diritto al

pagamento del corrispettivo. Inoltre, si riconosce il diritto dell'utente alla sospensione del pagamento, in attesa della verifica della legittimità della condotta dell'operatore, nonché il diritto al rimborso dei pagamenti effettuati a titolo di indebito conguaglio. L'Autorità definisce le misure a tutela dei consumatori per incentivare l'autolettura e le disposizioni per l'accesso dei clienti finali ai dati riguardanti i propri consumi. Più nello specifico, il comma 8 prevede che, entro il termine dell'1 luglio 2019, il Sistema informativo integrato (SII) consenta ai clienti finali di accedere ai dati riguardanti i propri consumi, senza alcun onere a loro carico.

Il comma 11 del medesimo art. 1 contiene prescrizioni per la promozione della tecnologia *vehicle to grid*, demandando a un decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, l'individuazione dei criteri e delle modalità per favorire la diffusione di detta tecnologia, anche attraverso la delineazione di regole di partecipazione ai mercati elettrici e di specifiche misure di riequilibrio degli oneri di acquisto rispetto ai prezzi di rivendita dell'energia.

I successivi commi da 227 a 230 determinano i censimenti permanenti da realizzare nei prossimi anni da parte dell'Istat, cui deve essere consentito l'accesso ai dati necessari, secondo i tempi e i modi stabiliti nei Piani generali di censimento, contenuti in diversi *data base*, tra cui il SII per quanto riguarda i consumi di energia elettrica e gas. Nel dettaglio, si prescrive la stipulazione di un protocollo d'intesa tra Istat e Acquirente unico, sentite questa Autorità, l'Autorità garante per la protezione dei dati personali e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

I commi da 537 a 542 attribuiscono a Sogin il compito di smantellare il reattore Ispra-1, situato nel complesso del Centro comune di ricerca (CCR) di Ispra (Varese), recependo quanto stabilito nell'Accordo tra il Governo e la Comunità europea dell'energia atomica del 27 novembre 2009. In particolare, il comma 541 provvede alla definizione della copertura degli oneri, garantita mediante il ricorso agli introiti della componente tariffaria A2³; mentre il comma 542 demanda all'Autorità la determinazione delle modalità di rimborso a Sogin degli oneri sostenuti per tali attività.

Il comma 833 modifica le disposizioni in materia di concessioni di

grandi derivazioni a scopo idroelettrico nei territori delle Province di Bolzano e di Trento, dettate dall'art. 13 del *Testo unico delle leggi costituzionali concernenti lo statuto speciale per il Trentino - Alto Adige*. La nuova disciplina indica i criteri per l'esercizio della potestà legislativa affidata alle province. È previsto, alla scadenza delle concessioni, il trasferimento in proprietà alle province delle opere in stato di regolare funzionamento e sono disciplinati i conseguenti indennizzi riconosciuti ai concessionari. È fissato l'obbligo, per i concessionari di grandi derivazioni a scopo idroelettrico, di fornire annualmente e gratuitamente alle Province di Trento e di Bolzano 220 kWh per ogni kW di potenza nominale media di concessione. Le province individueranno poi i criteri per la determinazione del prezzo dell'energia ceduta alle imprese distributrici e quelli per la definizione delle tariffe di utenza, nel rispetto delle norme dell'Unione europea. Il comma in questione interviene anche sull'importo che i concessionari di grandi derivazioni a scopo idroelettrico sono tenuti a corrispondere semestralmente alle province per l'energia dalle medesime non ritirata. In particolare, si dispone che i concessionari corrispondano semestralmente alle province un importo determinato secondo quanto previsto dalla legge provinciale, tenendo conto della media del prezzo unico nazionale dell'energia elettrica (PUN), nonché della media delle voci di spesa legate alla fornitura della stessa energia elettrica per ogni kWh di energia non ritirata. È, inoltre, disposta la proroga di diritto delle concessioni accordate nelle Province autonome di Trento e di Bolzano, in forza di disposizioni che prevedono un termine di scadenza anteriore al 31 dicembre 2022, ancorché scadute, per il periodo utile al completamento delle procedure di evidenza pubblica e comunque non oltre tale data.

È prevista, in materia di sistema idrico, la consultazione delle province da parte dell'Autorità, attraverso la stipula di un protocollo di intesa, ai fini dell'emanazione degli atti indirizzati ai soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità operanti nel rispettivo territorio, in ordine alla loro compatibilità con lo Statuto del Trentino e con le relative norme di attuazione.

I commi da 516 a 518 riguardano il settore idrico e stabiliscono la disciplina per l'adozione del Piano nazionale di interventi, articolato in una sezione "acquedotti" e in una sezione "invasi", da adottare con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, sentita l'Autorità.

³ La componente A2 copre gli oneri connessi alle attività nucleari residue.

Nel dettaglio, per la proposta di Piano, il comma 517 prevede che, ai fini della definizione della sezione acquedotti, l'Autorità, sentite le regioni e gli enti locali interessati, trasmetta ai ministeri competenti l'elenco degli interventi necessari e urgenti per il settore e che gli enti di gestione d'ambito e gli altri soggetti responsabili della realizzazione degli interventi inviino alla medesima Autorità eventuali ulteriori informazioni e i documenti necessari. Ai fini della definizione della sezione invasi, il comma 518 prevede che il Ministero delle infrastrutture espliciti l'elenco degli interventi necessari e urgenti, tenendo conto di taluni obiettivi prioritari, e che, a tal fine, le autorità idrografiche di distretto, i gestori delle opere o i concessionari di derivazione trasmettano al medesimo ministero le informazioni e i documenti necessari.

Sono poi affidate all'Autorità, che può avvalersi anche della Cassa servizi energetici e ambientali, funzioni di monitoraggio e di sostegno degli enti di governo dell'ambito e degli altri soggetti responsabili della realizzazione degli interventi della sezione acquedotti per eventuali criticità nella programmazione e nella realizzazione degli stessi. Nelle more della definizione del Piano nazionale, è adottato un Piano straordinario, i cui interventi sono realizzati dai concessionari di derivazione o dai gestori delle opere, mediante apposite convenzioni con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. Esso è finalizzato alla realizzazione degli interventi urgenti in stato di progettazione definitiva, con priorità per quelli in stato di progettazione esecutiva, riguardanti gli invasi multiobiettivo e il risparmio di acqua negli usi agricoli e civili. È affidato al Ministero delle infrastrutture, con riferimento alla sezione invasi, e all'Autorità, con riferimento alla sezione acquedotti, il compito di segnalare i casi di inadempienza e di inerzia.

Il comma 905 stabilisce che le funzioni del soppresso Ente per lo sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia e Lucania (EIPLI) siano trasferite alla società costituita dallo stato e partecipata dal Ministero dell'economia delle finanze, cui possono partecipare anche le Regioni Basilicata, Campania e Puglia, precisando che la tariffa idrica da applicare agli utenti del nuovo soggetto è fissata dall'Autorità.

Il successivo comma 906 proroga fino al 31 dicembre 2021 l'affidamento della gestione del servizio idrico integrato alla società Acquedotto Pugliese.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, il comma 588 interviene sui benefici a favore della produzione di energia da tali fonti di cui ai commi 149 e 151 della legge 28 dicembre 2015, n. 208, prorogando,

dal 31 dicembre 2016 al 31 dicembre 2018, il termine entro il quale gli esercenti di impianti alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili cessano di beneficiare dei precedenti incentivi sull'energia prodotta. Per i suddetti esercenti, è riconosciuto il diritto a fruire degli incentivi di cui ai commi da 149 a 151 per i cinque anni dal rientro in esercizio degli impianti, anziché fino al 31 dicembre 2021. Il comma 960 interviene sulla disciplina dei controlli e delle sanzioni in materia di incentivi nel settore fotovoltaico. In particolare, il comma in esame interviene sul comma 3 dell'art. 42 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, che prevede che nel caso in cui le violazioni riscontrate nell'ambito dei controlli effettuati dal GSE, o dai soggetti da questo preposti, siano rilevanti ai fini dell'erogazione degli incentivi, il GSE disponga il rigetto dell'istanza di incentivo ovvero la decadenza dagli incentivi, nonché il recupero delle somme già erogate, e trasmetta l'esito degli accertamenti effettuati per l'applicazione delle sanzioni previste. La disciplina contenuta nel citato comma 3, viene integrata dal comma 960, prevedendo, in deroga al periodo precedente, che il GSE disponga la decurtazione dell'incentivo in misura ricompresa fra il 20% e l'80% in ragione dell'entità della violazione. Nel caso in cui le violazioni siano spontaneamente denunciate dal soggetto responsabile al di fuori di un procedimento di verifica e di controllo, le decurtazioni sono ulteriormente ridotte di un terzo (lettera a). In conseguenza di tale novella, il comma in esame integra la disciplina contenuta nel comma 5 del medesimo art. 42, che demanda al GSE di fornire al Ministero dello sviluppo economico gli elementi per la definizione di una normativa organica dei controlli, includendo anche l'indicazione delle violazioni che danno luogo a decurtazione dell'incentivo ai sensi del secondo periodo del comma 3 (lettera b).

Infine, il provvedimento in esame:

- ai commi da 697 a 700 detta disposizioni in materia di efficientamento energetico e di adeguamento normativo in merito agli impianti di illuminazione pubblica;
- ai commi 1073 e 1074 reca norme in materia di interventi contro il dissesto idrogeologico e per lo sviluppo delle infrastrutture idriche, consentendo di destinare – a valere sulle risorse del Fondo investimenti, istituito dal comma 140 dell'art. 1 della legge 11 dicembre 2016, n. 232, recante *Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2017*, e rifinanziato dalla legge in esame – una quota annua pari a 70 milioni di euro al finanziamento, fra gli altri, degli interventi di mitigazione del

rischio idrogeologico nelle regioni del Centro-Nord, individuati nell'ambito di un programma nazionale approvato dal CIPE;

- al comma 1119 prevede, nell'ambito dei progetti finanziati ai sensi dell'art. 19, comma 6, del decreto legislativo 13 marzo 2013, n. 30, di attuazione della direttiva 2009/29/CE per perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra, che una quota dei proventi delle aste per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra di competenza del Ministero dell'ambiente, per gli anni 2018, 2019 e 2020, nel limite di 10 milioni di euro annui, sia prioritariamente destinata al finanziamento delle attività relative al programma triennale per le aree naturali protette di cui all'art. 4 della legge 6 dicembre 1991, n. 394;
- al comma 1132, lettera b-bis, fissa la proroga di un anno (fino al 31 dicembre 2018) per il riconoscimento degli incentivi per i progetti di efficienza energetica di grandi dimensioni con determinati requisiti indicati dalla medesima disposizione.

Per quanto riguarda l'attività normativa secondaria del Governo, si evidenziano alcuni provvedimenti di forte impatto per i settori regolati dall'Autorità emanati tra la fine del 2017 e i primi mesi del 2018.

Nello specifico, il decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017 disciplina le agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica, al fine di armonizzare la legislazione nazionale a quella comunitaria in materia. Il provvedimento consente di ridurre il differenziale di prezzo dell'energia elettrica pagato dalle imprese più esposte alla concorrenza estera, introducendo anche in Italia le nuove misure consentite dall'Europa, allo scopo di ottenere un progressivo allineamento dei costi per la fornitura di energia elettrica delle imprese italiane ai livelli degli altri competitor europei.

Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 dicembre 2017 detta, invece, le modalità di funzionamento del Fondo nazionale per l'efficienza energetica, che sostiene gli interventi di efficienza energetica realizzati dalle imprese e dalla Pubblica amministrazione su immobili, impianti e processi produttivi. In particolare, disciplina: la riduzione dei consumi di energia nei processi industriali; la realizzazione e l'ampliamento delle reti per il teleriscaldamento;

l'efficientamento di servizi e di infrastrutture pubbliche, inclusa l'illuminazione pubblica e la riqualificazione energetica degli edifici. La gestione del Fondo è attribuita a Invitalia, sulla base di un'apposita convenzione con lo stesso Ministero dello sviluppo economico.

Infine, il 2 marzo 2018 il Ministro dello sviluppo economico ha firmato i decreti per la promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti e per le agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale.

Con il primo dei due decreti, l'Italia si pone l'obiettivo del 10% al 2020 del consumo di energie rinnovabili nel settore dei trasporti, al cui interno è stato fissato il *sub-target* nazionale per il biometano avanzato e gli altri biocarburanti avanzati, pari allo 0,9% al 2020 e all'1,5% a partire dal 2022.

Il meccanismo previsto nel decreto non incide né sulle bollette per la fornitura del gas naturale né su quelle dell'elettricità: infatti, è finanziato esclusivamente dagli operatori economici che vendono benzina e gasolio, che da tempo hanno l'obbligo di immetterne una parte sotto forma di biocarburanti, ed è oggi già incluso nel prezzo finale alla pompa. È inoltre previsto che i biocarburanti per lo più di importazione (biodiesel) siano sostituiti con biometano prodotto sul territorio nazionale, al fine di favorire la costruzione di impianti per il trattamento dei rifiuti urbani.

Il secondo decreto definisce, in conformità agli orientamenti comunitari in materia di aiuti di stato, le imprese a forte consumo di gas naturale che potranno accedere a un regime di agevolazioni da adottare con successivo decreto ai sensi dell'art. 21, commi 1 e 2, della legge n. 167/17. Il provvedimento rivede la definizione di impresa "gasivora" per uniformarla a quella contenuta nelle Linee guida dell'Unione europea in materia di aiuti di stato nel settore energetico e fissa i criteri generali relativi alla cumulabilità delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale, qualora siano attive per esse anche quelle relative al costo dell'energia elettrica. Inoltre si prevedono, per le imprese che utilizzano il gas naturale come materia prima per uso non combustibile (tra cui la chimica e i fertilizzanti) e con consumi superiori a una determinata soglia, le modalità attraverso cui l'Autorità potrà introdurre l'esenzione dal pagamento delle specifiche componenti tariffarie a copertura degli stessi oneri di decarbonizzazione.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni

Segnalazioni

Segnalazione a Governo e Parlamento sulla riforma delle tariffe applicabili alle utenze domestiche per le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema

Con la segnalazione 2 novembre 2017, 733/2017/I/eel, l'Autorità ha richiamato l'attenzione del Governo e del Parlamento sullo stato di avanzamento delle attività che, dal 2015, sono state avviate per attuare la riforma delle tariffe elettriche, specificamente delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema applicabili ai clienti domestici, come previsto dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

Coerentemente con il percorso di gradualità previsto dal suddetto decreto legislativo, l'Autorità ha disposto, con la delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel, l'entrata a regime, dall'1 gennaio 2017, della nuova struttura delle tariffe di rete, e dall'1 gennaio 2018 delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema. In quest'ultimo caso, l'Autorità ha rilevato alcune criticità

nell'individuare una struttura di corrispettivi aderenti ai costi, poiché tali oneri non corrispondono a uno specifico servizio ma sono utilizzati per coprire l'esigenza di gettito di politiche pubbliche, in primis di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che non trovano copertura nella fiscalità generale.

L'Autorità ha, altresì, evidenziato come l'attuazione dell'ultima fase della riforma tariffaria per clienti domestici, contestualmente all'avvio delle misure previste dalla revisione della c.d. *disciplina energivori*, potrebbe comportare maggiori esborsi per larghe fasce della popolazione, per cui diviene indispensabile il meccanismo del bonus sociale quale ammortizzatore degli effetti della riforma per le famiglie in condizioni di disagio economico.

Al fine di assicurare il principio di gradualità previsto dalla legge, l'Autorità ha auspicato che Governo e Parlamento forniscano indirizzi sugli obiettivi da privilegiare nell'ambito delle decisioni che è chiamata ad assumere.

Pareri, proposte e memorie al Governo

Memoria sulla Strategia energetica nazionale

Con la memoria 28 settembre 2017, 664/2017/I/com, l'Autorità ha inteso fornire il proprio contributo al Governo in merito alla Strategia energetica nazionale 2017 (SEN 2017). Al fine di raggiungere gli obiettivi nazionali di penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico al 2030, la SEN 2017 individua un ampio ventaglio di politiche di supporto, differenziate temporalmente, per fonte e configurazione impiantistica di generazione.

In merito alle incentivazioni per la produzione di energia elettrica da

fonti rinnovabili, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole a un approccio basato sull'allocatione degli incentivi attraverso aste competitive, considerato il miglior strumento per accompagnare le fonti rinnovabili a mercato. È stata, altresì, suggerita l'estensione dell'ambito di applicazione dei meccanismi d'asta per l'allocatione degli incentivi, tramite una riduzione della taglia minima di ammissione, da 5 MW a 1 MW o 500 kW. Tale ampliamento promuoverebbe l'uso di incentivi espliciti, in luogo di forme di incentivazione implicite e opache.

Con riferimento alle iniziative per la promozione del *repowering* degli impianti, l'Autorità ha auspicato la previsione di iter autorizzativi

semplificati, che tengano conto della precedente esistenza sul medesimo sito di impianti di produzione di energia elettrica, evitando il ripetersi di alcune fasi del procedimento autorizzativo.

Riguardo agli strumenti contrattuali di lungo termine, l'Autorità ha espresso alcune perplessità sulle soluzioni implementative proposte dalla SEN 2017. In particolare, per quanto concerne i *power purchase agreement* (PPA) a lungo termine, è stato rilevato come la previsione di un indice di riferimento determinato in forma regolata introduca nel meccanismo elementi di natura amministrata, allontanando il meccanismo stesso da una logica di mercato. Pertanto, anche in questo caso, sembrerebbe preferibile, ad avviso dell'Autorità, il ricorso ai meccanismi d'asta con orizzonti temporali sufficientemente lunghi, in quanto più stabili rispetto alle tipologie contrattuali alternative.

Sul tema dell'autoconsumo, l'Autorità ha messo in luce l'esigenza di rivedere le numerose definizioni dei sistemi semplici di produzione e di consumo, sostituendole con una definizione unica e coerente; inoltre, ha suggerito di mantenere un'unica definizione di reti private, eventualmente rivedendo quella di sistema di distribuzione chiuso (SDC), piuttosto che affiancare a essa nuove definizioni (come quella delle *Local Energy Communities* - LEC). L'Autorità preferirebbe che le LEC si configurassero come comunità che svolgono attività con valenza commerciale senza proprietà né gestione della rete, sfruttando i benefici di natura commerciale che la costituzione stessa dei consumatori in comunità è in grado di generare per questi ultimi. Al contempo, anche la definizione di cliente finale potrebbe, in alcuni casi, essere rivista (per esempio, ricomprendendo nella definizione di unico cliente finale elettrico l'insieme dei soggetti che partecipano alla realizzazione di un unico prodotto o servizio).

Con riferimento alla regolazione del telecalore, a fronte del ruolo positivo della regolazione dell'Autorità sostenuta dalla SEN 2017, l'Autorità ha evidenziato come la generale impossibilità di determinare la tariffa di erogazione del servizio precluda l'introduzione di meccanismi regolatori economici volti a favorire la diffusione del servizio stesso e lo sfruttamento del potenziale di sviluppo indicato nella stessa SEN 2017. L'Autorità ha poi sottolineato il ruolo chiave che il teleriscaldamento può ricoprire nel bilanciamento della produzione di energia elettrica da impianti non programmabili, anche attraverso lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento dotati di pompe di calore.

Riguardo all'avvio del *capacity market* (previsto per il 2018), l'Autorità ha affermato che il mercato della capacità è un elemento

importante per il coordinamento tra gli investimenti in impianti di generazione e lo sviluppo della rete di trasmissione. In particolare, ha ribadito che siffatto meccanismo appare idoneo ad assicurare l'adequatezza del sistema e a fornire i giusti segnali di lungo periodo per l'entrata in esercizio di nuova capacità più efficiente e flessibile. Con riferimento alla realizzazione degli investimenti infrastrutturali – tra cui, l'aumento della capacità di stoccaggio e di accumulo dell'energia elettrica; l'ingresso di nuova capacità flessibile di generazione alimentata a gas naturale; il potenziamento delle interconnessioni con l'estero – l'Autorità ha evidenziato che la SEN 2017 non chiarisce se gli stessi corrispondono a un'evoluzione naturale del mercato ovvero siano l'effetto di politiche attive rispondenti a plurimi obiettivi, non esclusivamente energetici. In ogni caso, ha sottolineato, in considerazione dell'esigenza di conciliare uno sviluppo efficiente e adeguato del sistema elettrico con l'obiettivo di ridurre il costo dell'energia, l'opportunità di adottare un approccio fondato sulla selettività e sull'analisi costi/benefici delle infrastrutture. Ad avviso dell'Autorità, inoltre, l'integrazione sempre maggiore dei mercati energetici europei è un ulteriore aspetto da considerare ai fini di una pianificazione efficiente dell'evoluzione delle infrastrutture. L'Autorità ha, altresì, fatto presente che, ai fini della selezione e della remunerazione di alcune infrastrutture proposte dalla SEN 2017 (quali, per esempio, i nuovi pompaggi e i sistemi di accumulo), andrebbero privilegiati i meccanismi di mercato che consentono l'identificazione dei fabbisogni e le modalità di approvvigionamento in modo efficiente e non discriminatorio.

In merito al processo di "smartizzazione" delle reti di distribuzione, l'Autorità ha affermato di aver già orientato la propria regolazione allo scopo di promuovere siffatto processo e di favorire concretamente l'integrazione delle fonti rinnovabili, sia di grande taglia sia diffuse.

Sugli interventi destinati ad aumentare la resilienza, l'Autorità ha rilevato di avere già introdotto Linee guida funzionali alla selezione degli investimenti secondo un'analisi di rischio, elaborate nel 2015 nell'ambito del Tavolo sulla resilienza.

Per quanto riguarda la sicurezza nel settore gas, la SEN 2017 individua una serie di interventi infrastrutturali volti a promuovere la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, nonché il potenziamento della flessibilità e della resilienza della rete nazionale di trasporto. Al riguardo, l'Autorità ha posto l'accento sull'esigenza che l'identificazione e la successiva regolazione e remunerazione degli

investimenti seguano un approccio fondato sulla selettività degli interventi e sulla verifica dei benefici apportati al sistema.

Per quanto attiene, invece, ai margini di sicurezza alla punta nel settore del gas naturale, l'Autorità ha sottolineato di avere avviato un'apposita istruttoria conoscitiva con la delibera 16 giugno 2016, 323/2016/R/gas, e di aver già provveduto a introdurre meccanismi di incentivazione degli investimenti per lo sviluppo di ulteriori prestazioni tecniche massime teoriche in iniezione ed erogazione. In merito al ruolo attivo previsto per il consumatore nei settori elettrico e gas, l'Autorità ha posto l'accento sulle misure regolatorie per favorire la capacitazione dei clienti finali adottate fin dal 2010, soffermandosi, in particolare, sulle soluzioni tese a incrementare la consapevolezza del consumatore sulla propria impronta energetica (*energy footprint*), tra cui la predisposizione delle funzionalità dei misuratori intelligenti di seconda generazione e la definizione del processo di centralizzazione per l'archiviazione e la messa a disposizione dei dati di misura tramite il Sistema informativo integrato (SII).

Riguardo al tema della povertà energetica, l'Autorità ritiene che gli strumenti di contrasto del fenomeno dovrebbero essere assicurati tramite l'impiego di risorse provenienti dal bilancio pubblico, ossia finanziati con prelievo fiscale progressivo al crescere del reddito.

In ordine alla figura del *market maker*, l'Autorità ha espresso il proprio parere positivo, valutando l'iniziativa idonea a perseguire l'obiettivo di aumentare la liquidità del mercato del gas, con possibili benefici anche per l'efficiente funzionamento del mercato elettrico in considerazione del rilevante impatto del prezzo del gas naturale nella formazione dei prezzi elettrici.

Infine, l'Autorità ha asserito di condividere l'esigenza espressa nella SEN 2017 di porre in essere misure volte a comprimere lo *spread* di prezzo con i più liquidi mercati europei e ha ribadito la necessità, in sede di valutazione del progetto di attuazione del "corridoio di liquidità", di considerare i costi/benefici per il sistema, le condizioni di compatibilità con il quadro regolatorio europeo e, più in generale, la coerenza rispetto agli obiettivi di promozione della concorrenza e di riduzione delle distorsioni di mercato dell'Unione europea.

Parere al Ministero dello sviluppo economico sulle proposte di modifica della disciplina del mercato del gas naturale predisposte dal GME

Il 30 novembre 2017, con il parere 804/2017/I/gas, l'Autorità si è

espressa favorevolmente in merito alla Proposta del GME di modificare la disciplina del Mercato del gas (M-Gas), ai sensi dell'art. 3, commi 3.5 e 3.6, della medesima disciplina, in materia di unità di misura utilizzata nei contratti dei prodotti quotati sull'M-Gas e di gestione operativa del Mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio (MGS).

Parere sullo schema di decreto del Ministero dello sviluppo economico di cui all'articolo 19, comma 3, della legge 20 novembre 2017, n. 167

Il 30 novembre 2017, con il parere 806/2017/I/eel, l'Autorità ha espresso parere complessivamente favorevole sullo schema di decreto del Ministro dello sviluppo economico in tema di agevolazioni alle imprese energivore, ai sensi dell'art. 19, comma 3, della legge 20 novembre 2017, n. 163 (Legge europea 2017).

Parere al Ministero dello sviluppo economico per l'aggiornamento dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale

Il 14 dicembre 2017, con il parere 857/2017/I/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico sul possibile ampliamento della rete elettrica di trasmissione nazionale derivante dall'acquisizione, da parte di Terna, dell'elettrodotto a 150 kV Bono - Buddusù e dell'elettrodotto a 150 kV Deliceto - Stornarella.

Parere al Ministero dello sviluppo economico sulla valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2017

Il 14 dicembre 2017, con il parere 862/2017/I/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere al Ministero dello sviluppo economico, sulla la valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale predisposto da Terna e relativo all'anno 2017, ai sensi dell'art. 36 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, evidenziando l'importanza delle seguenti condizioni:

- per l'intervento Sa.Co.I.3 Sardegna - Corsica - Italia continentale, che siano valorizzati adeguatamente, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo francese

come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che risultino auspicabili in relazione ai vantaggi derivanti dall'intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;

- per l'intervento di interconnessione Italia - Tunisia, che esso sia confermato "in valutazione", allo scopo di favorire lo sviluppo di un quadro informativo più completo, che faccia emergere i benefici per ciascun Paese coinvolto in vista di una conseguente allocazione dei relativi costi di sviluppo, e le evidenze della sua utilità non solo per il sistema elettrico italiano, ma più in generale per l'intero sistema europeo;
- per le eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali approvati in sede di Piano

di sviluppo 2011, che essi siano confermati "in valutazione", a seguito della verifica degli esiti delle sperimentazioni e dell'analisi costi-benefici che ne dimostrino l'utilità per il sistema elettrico italiano;

- per le 16 proposte di acquisizione di porzioni di rete di proprietà di produttori e il relativo inserimento nella rete di trasmissione nazionale, che esse siano stralciate dallo schema di Piano, ai fini della riproposizione, con i previsti elementi informativi, in successivi schemi di Piano di sviluppo;
- per il collegamento di interconnessione tra Italia - Montenegro, che Terna effettui un'analisi costi-benefici del solo secondo polo e trasmetta all'Autorità, entro il 30 aprile 2018, un documento pubblicabile con ipotesi e risultati di tale analisi.

Audizioni presso il Parlamento

Proposte della Commissione Europea Energia pulita per tutti gli europei: Clean Energy for all Europeans

Nell'audizione del 3 maggio 2017, con la memoria 298/2017/eel, l'Autorità ha fornito alla Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, elementi di approfondimento sui provvedimenti attuativi del pacchetto di proposte della Commissione europea *Energia pulita per tutti gli europei (Clean Energy for all Europeans)*. Nello specifico, il pacchetto si compone dei seguenti provvedimenti:

- Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sul mercato interno dell'energia elettrica, COM(2016) 861..
- Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE, COM(2016) 862;
- Proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (rifusione), COM(2016) 863;
- Proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio

relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, COM(2016) 864 final, di rifusione della direttiva 2009/72/CE.

L'Autorità, pur condividendo l'approccio olistico adottato dalla Commissione europea nel delineare gli obiettivi e le finalità delle proposte, ha sottolineato come alcuni elementi dovrebbero essere modificati al fine di evitare il rischio di un irrigidimento e di un appiattimento del successivo quadro regolatorio su soluzioni univoche e poco selettive. In ragione dell'incertezza caratterizzante il futuro del sistema energia-clima e delle differenze strutturali dei diversi mercati nazionali, gli strumenti tecnici e le modalità per il raggiungimento degli obiettivi condivisi devono essere selezionati dagli stati membri con adeguati margini di flessibilità e selettività. L'eccesso di dettaglio regolatorio, che sembra caratterizzare materie quali la fatturazione e le informazioni inserite in bolletta per facilitare la comparazione delle offerte, comporterebbe, nel primo caso, una revisione non giustificata e costosa della disciplina nazionale senza alcun beneficio per i consumatori, e, nell'altro, l'utilizzo di strumenti poco idonei rispetto agli strumenti di comparazione

delle offerte, di cui l'Autorità è già impegnata a implementarne una seconda generazione. Consapevole dell'esigenza di assicurare il superamento delle rimanenti barriere all'integrazione dei mercati nazionali, l'Autorità ha poi ribadito che il ricorso alla normativa primaria quale mezzo per definire regole attuative e strumentali può, in alcune circostanze, rappresentare un ostacolo allo sviluppo di soluzioni regolatorie all'avanguardia. Ad avviso dell'Autorità, l'obiettivo di graduale convergenza verso soluzioni ottimali potrebbe più agevolmente essere raggiunto tramite un approccio che valorizzi le diversità, piuttosto che imposizioni *top down* di un modello univoco. Dopo una riflessione generale sul pacchetto in esame, l'Autorità si è in particolare concentrata su tre aspetti:

- disegno di un mercato all'ingrosso più sicuro e integrato;
- ruolo dei consumatori come attori del mercato;
- nuova *governance* energetica tra Stato, regioni e Unione europea.

Quanto alla sicurezza e all'integrazione del mercato, nel definire le caratteristiche degli scambi di energia elettrica nell'arco di periodi diversi (mercati di bilanciamento, giornalieri, infragiornalieri e a termine), il nuovo disegno di mercato proposto dalla Commissione europea sancisce la responsabilità di bilanciamento per tutti i partecipanti e propone un approccio regionale ed europeo alle problematiche legate all'adeguatezza dei sistemi, individuando nuove aree su cui sviluppare Codici di rete o Linee guida. Benché l'Autorità abbia affermato di condividere i principi ispiratori di siffatto disegno, ha altresì segnalato la presenza di alcune incoerenze. Ha sottolineato, infatti, che il pacchetto in esame tende – con particolare riferimento al bilanciamento – a duplicare o modificare regole già esistenti, non considerando, peraltro, che l'attuazione dei Codici di rete rappresenta ancora oggi una sfida di portata non indifferente. Tra le altre criticità, l'Autorità ha posto l'accento sull'assenza di modelli di riferimento, come quello implementato in Italia e definito, proprio nell'ambito del regolamento sul bilanciamento europeo, *central dispatch system*, in contrapposizione ai modelli *self dispatch* tipici dell'Europa centrale.

Con riferimento al tema dell'adeguatezza delle risorse di produzione e consumo per la fornitura di energia elettrica ai clienti, l'Autorità non condivide la visione della Commissione europea circa la capacità dei segnali di prezzo di breve termine di guidare, essi soli, le scelte di investimento efficienti. L'Autorità ha sottolineato, quindi, l'importanza di attivare strumenti di mercato trasparenti, quali i mercati

della capacità pluriennale come quello italiano che, traguardando orizzonti temporali più lunghi, si presentano maggiormente coerenti con la vita economica degli investimenti e la cui implementazione è resa, tuttavia, complessa alla luce delle proposte contenute nel pacchetto in esame.

Quanto al ruolo dei consumatori, l'Autorità ha rilevato che talune disposizioni contenute, in particolare, nella Proposta di rifusione della direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica, presentano un eccesso di dettaglio e prescrizioni puntuali suscettibili di aumentare il rischio di cristallizzare una regolazione poco rispondente alle esigenze dei consumatori nazionali e di porre un freno ai paesi, come l'Italia, in cui la regolazione è più all'avanguardia di quella media europea. Inoltre, l'Autorità non condivide la classificazione dei consumatori nei termini utilizzati dalla Commissione, ritenendo che le diverse definizioni e categorie di consumatori proposti presuppongano, di fatto, un abbandono inefficiente del principio della neutralità tecnologica della regolazione. Decisamente più coerente con la rapida evoluzione del mercato elettrico, sarebbe, invece, un definitivo riconoscimento della possibilità per il cliente finale di effettuare le attività sia di prelievo sia di immissione dell'energia elettrica, superando quindi la distinzione tra clienti "attivi" e "passivi", verso la creazione di una sorta di "cliente 2.0" (che consuma e, al contempo, può produrre). L'Autorità ha, infine, segnalato la necessità di una maggiore chiarezza e coerenza con riferimento alla disciplina applicabile alle LEC, alle comunità produttrici/consumatrici di energia e ai sistemi di distribuzione chiusi (SDC).

In merito alla tematica della nuova *governance* energetica, il pacchetto di proposte (e, in particolare, la Proposta di regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia) prevede un rafforzamento del quadro regolatorio europeo e l'istituzione di una nuova dimensione regionale per la gestione coordinata dei sistemi elettrici. Nel dettaglio, l'Agenzia viene dotata di poteri decisionali in ambiti attualmente di competenza rispettivamente degli stati membri (come nel caso della valutazione dell'adeguatezza dei sistemi elettrici) e dei regolatori (come nel caso dell'implementazione dei Codici di rete e di Linee guida). Le proposte intervengono anche sulle regole di *governance* interna dell'ACER, modificando il ruolo degli organi che la compongono e i processi di formazione delle decisioni. Ad avviso dell'Autorità, lo spostamento del baricentro della regolazione dal piano nazionale a quello europeo dovrebbe essere accompagnato

da un'attribuzione all'Agenzia di risorse e competenze tecniche adeguate, mentre il sistema di pesi e contrappesi dovrebbe garantire il massimo grado di indipendenza e autonomia da Bruxelles per gli organi che la compongono. Concretamente, invece, l'inadeguatezza (sotto il profilo della proporzionalità di risorse e di sussidiarietà dei compiti) rende tale spostamento impraticabile. In ultimo, la proposta in esame prevede l'istituzione di nuovi centri operativi regionali per il coordinamento nella gestione dei sistemi elettrici nazionali, dotati del potere di adottare decisioni vincolanti. Ciò nonostante, come evidenziato dall'Autorità, la medesima proposta non definisce il quadro delle relative responsabilità, né, del resto, l'attuale quadro normativo europeo prevede istituzioni regionali deputate a garantire la supervisione e il controllo sui centri stessi. Anche in considerazione di ciò e al fine di promuovere il coordinamento regionale, si ritiene opportuno prevedere che tali centri si configurino come piattaforme di cooperazione fra gestori, dotate di soli poteri di indirizzo sugli organismi nazionali.

Disegno di legge recante Legge annuale per il mercato e la concorrenza

Con la memoria 5 giugno 2017, 402/2017/I/com, l'Autorità ha formulato le proprie ulteriori osservazioni in merito al disegno di legge recante *Legge annuale per il mercato e la concorrenza* (AC 3012-B), all'esame in terza lettura delle Commissioni riunite finanze e attività produttive, commercio e turismo della Camera. Detto provvedimento prevede, in particolare, il differimento delle tempistiche relative alla cessazione delle tutele di prezzo nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Al riguardo, l'Autorità ha evidenziato gli esiti del Rapporto 168/2017/I/com, relativo al monitoraggio *retail* per gli anni 2014 e 2015, che confermano, da un lato, l'assenza di specifiche criticità per i clienti connessi in media tensione; e, che dall'altro, con specifico riferimento ai clienti connessi in bassa tensione nel settore elettrico e ai clienti domestici e condomini uso domestico nel settore del gas naturale, suggeriscono una maggiore attenzione nel processo di accompagnamento alla completa liberalizzazione del mercato, assunto il differente grado di consapevolezza tra le diverse categorie di clienti. Infatti, per entrambi i settori, risulta scarsa la partecipazione della domanda associata all'assetto del mercato *retail*. L'Autorità ha ritenuto, quindi, opportuno chiedere tempistiche adeguate per la cessazione delle tutele, al fine di rendere maggiormente informati i clienti finali. L'Autorità ha

poi auspicato l'avvio di una campagna di comunicazione istituzionale, sostenuta da Governo e Parlamento, in grado di raggiungere il complesso dei clienti coinvolti, alla quale contribuire, fornendo adeguati contenuti tecnici anche in forma divulgativa.

Comunicazione della Commissione europea sul ruolo della termovalorizzazione nell'economia circolare, COM (2017) 34 def

Con la memoria 22 giugno 2017, 449/2017/I/com, l'Autorità ha formulato le proprie osservazioni in merito alla comunicazione della Commissione europea sul ruolo della termovalorizzazione nell'economia circolare, COM(2017) 34, sottoposta all'esame della Commissione territorio, ambiente, beni ambientali del Senato della Repubblica. In proposito, l'Autorità ha anzitutto sottolineato come, in sede di definizione della disciplina in materia di connessione di impianti di terzi nel settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento, intenda promuovere il recupero di calore utile disponibile in ambito locale (tra cui il calore prodotto dai processi di trattamento dei rifiuti), valorizzando la capacità termica già installata sul territorio nazionale. Ha, inoltre, affermato di ritenere le funzioni di regolazione e di controllo del ciclo dei rifiuti urbani e assimilati – già attribuite dallo schema di decreto legislativo recante *Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale* (Atto del Governo n. 308) mai emanato (cfr. *Relazione Annuale 2017*) – del tutto coerenti con l'obiettivo di garantire qualità, efficienza ed economicità nella gestione dei rifiuti; esse infatti coniugano gli obiettivi economico-finanziari con quelli di natura ambientale e di uso sostenibile delle risorse, in una logica d'integrazione della regolazione economica e ambientale essenziale per l'economia circolare. In merito al tema della necessità di migliorare l'impiego di strumenti economici (compresi i finanziamenti pubblici), in coerenza con la c.d. gerarchia dei rifiuti (cfr. direttiva 2008/98/CE e art. 4 del decreto legislativo n. 205/10), l'Autorità ha rammentato come la regolazione indipendente sia in grado di promuovere gli investimenti che gli attori istituzionali devono destinare a interventi conformi ai principi ambientali in materia di rifiuti e come una regolazione efficace sia in grado di garantire un efficiente impiego delle risorse economiche. Concordemente con quanto già previsto dallo schema di decreto legislativo sopracitato, l'Autorità ha specificato che, al fine di promuovere un impiego efficiente delle risorse e di evitare sprechi, al regolatore potrebbe essere affidato il compito di valutare i costi

delle singole prestazioni e di fissare i criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento. Quanto alla coerenza della pianificazione d'ambito con la gerarchia dei rifiuti, l'Autorità ha affermato che, in sede di verifica della corretta redazione dei piani d'ambito, potrebbero rinvenirsi spazi per interventi regolatori. Anche la regolazione della qualità dei servizi (con previsioni di qualità del servizio accompagnate da meccanismi di premi-penalità) potrebbe promuovere l'utilizzo di tecnologie a più alta efficienza energetica e, più in generale, contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale previsti a livello europeo e internazionale.

Indagine conoscitiva sull'emergenza idrica

Con la memoria 13 settembre 2017, 623/2017/I/idr, l'Autorità ha formulato le proprie considerazioni, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sull'emergenza idrica e sulle misure necessarie per affrontarla, condotta dalla Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera. Per quanto concerne la *governance* nel settore idrico, l'Autorità ha evidenziato il permanere di un certo grado di frammentazione gestionale, per il superamento del quale ha proposto che il Programma degli interventi sia redatto alla luce delle criticità riscontrate nel territorio di pertinenza, in considerazione delle quali stabilire quindi gli obiettivi da raggiungere e gli interventi necessari. Inoltre, il Piano economico-finanziario dovrebbe esplicitare la dinamica dei costi e dei ricavi riconoscibili alla gestione, nonché i valori tariffari conseguenti, e la Convenzione di gestione dovrebbe definire le specifiche competenze e le rispettive responsabilità dei principali soggetti coinvolti (ente di governo dell'ambito e gestore). L'Autorità ritiene, comunque, necessario un intervento normativo a livello primario volto a rafforzare l'ambito e i caratteri dei poteri sostitutivi da esercitare a livello regionale o locale da un soggetto diverso dall'Autorità stessa, già chiamata a svolgere le attività di regolazione e controllo sugli atti di competenza a livello d'ambito.

La questione della *governance* assume rilievo anche con riferimento all'organizzazione dell'attività di approvvigionamento. In particolare, quando l'attività di approvvigionamento è organizzata su vasta area e presuppone trasferimenti di acqua tra regioni o tra differenti ATO, può rivelarsi frequente la presenza di grandi invasi. Ad avviso dell'Autorità, l'adozione di misure per la messa in sicurezza e il rafforzamento del sistema dei grandi invasi dovrebbe

accompagnarsi a una gestione sovra-ambito degli stessi, assoggettabile alle necessarie attività di regolazione e controllo.

Per quanto concerne lo stato delle infrastrutture idriche, l'Autorità ha sottolineato come la recente ripresa degli investimenti appaia ancora insufficiente rispetto a quelle che sembrano essere le effettive esigenze di ammodernamento. I dati relativi alla distinzione tra interventi programmati e non programmati nel servizio di acquedotto confermano la vetustà delle reti: il 92% degli interventi non sono programmati e si sostanziano in attività di riparazione di guasti. Tenuto conto della scarsa frequenza di interventi programmati, l'Autorità sostiene essere necessario il rafforzamento della capacità di presidio dell'infrastruttura esistente. A tal fine, l'Autorità ha introdotto, nell'ambito del secondo periodo regolatorio (2016-2019), una nuova formulazione del Programma degli interventi, mettendo a disposizione degli operatori e degli enti di governo d'ambito la possibilità di segnalare le principali criticità infrastrutturali, così da poter individuare gli interventi prioritari e le risorse necessarie alla loro realizzazione. L'Autorità ha, altresì, sottolineato che i tassi di sostituzione risultano ampiamente inferiori a quelli necessari (il *timing* delle sostituzioni rilevato al 2015 risulta pari allo 0,42%, dunque ancora lontano dal livello 2%, ossia dal valore coerente con una vita utile tecnica di 50 anni).

Per quanto attiene alle dispersioni idriche, i dati evidenziano come, a livello nazionale, circa il 41,9% dei volumi in ingresso in distribuzione vada perduto (con valori di perdite più rilevanti nel Centro-Sud del Paese e, in particolare, nelle Isole). In proposito, l'Autorità ritiene che la distrettualizzazione, il monitoraggio delle reti e la ricerca programmata delle perdite occulte possano condurre a una gestione efficiente delle infrastrutture e a un controllo efficace delle perdite.

In merito al fabbisogno di investimenti, l'Autorità ha, innanzitutto, messo in luce come i programmi degli interventi per il periodo 2016-2019 portino a quantificare una spesa per investimenti – da finanziare attraverso la tariffa – pari a 7,8 miliardi di euro, cui si aggiunge una disponibilità di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche pari a 2,1 miliardi di euro. L'Autorità, tuttavia, ha specificato che la recente ripresa degli investimenti in infrastrutture idriche è avvenuta a fronte di incrementi tariffari inferiori ai limiti massimi previsti dalla regolazione.

In ordine alla questione delle misure da adottare per favorire l'ammodernamento infrastrutturale del settore e contenere gli effetti della crisi idrica, l'Autorità ha sottolineato l'importanza

di introdurre una regolazione della qualità tecnica connotata da uno sviluppo graduale: dapprima, verrà individuato un insieme di indicatori teso a riordinare e a omogeneizzare gli obblighi di qualità tecnica già previsti dalla normativa vigente, cui verranno successivamente affiancati ulteriori standard, da applicare nel breve e nel lungo periodo. All'insieme di indicatori saranno associate – in base al livello iniziale delle prestazioni – regole di riconoscimento dei costi e di premi/penalità basate sulla quantificazione dei benefici che i singoli interventi saranno in grado di apportare. In ultimo, l'Autorità ha ritenuto opportuno segnalare come la regolazione della qualità tecnica – il cui obiettivo è di favorire il miglioramento delle prestazioni all'utenza, riducendo progressivamente i divari territoriali attualmente esistenti nelle modalità di erogazione del servizio – renderà necessari, nel breve periodo, una peculiare attenzione al superamento delle criticità relative agli aspetti organizzativi e tecnici e, nel lungo periodo, una selezione degli investimenti sulla base degli obiettivi specifici di miglioramento delle infrastrutture.

Proposta di legge recante Disposizioni a tutela dei consumatori in materia di fatturazione a conguaglio per l'erogazione di energia elettrica, gas e servizi idrici.

Con la memoria 5 ottobre 2017, 673/2017/l/com, l'Autorità ha formulato, dinanzi la Commissione attività produttive, commercio, turismo della Camera, le proprie osservazioni in merito alla proposta di legge recante *Disposizioni a tutela dei consumatori in materia di fatturazione a conguaglio per l'erogazione di energia elettrica, gas e servizi idrici*. Muovendo dai commi 2 e 3 dell'art. 1 della citata proposta di legge – relativi rispettivamente alla riconduzione della condotta, consistente nell'inserimento in fattura dell'intimazione di pagamento immediato, con minaccia di distacco dell'utenza, per conguagli riferiti a periodi maggiori di due anni, nell'alveo delle pratiche commerciali scorrette (comma 2) e alla sospensione del pagamento di fatture a debito per conguagli riferiti a periodi maggiori di due anni, in pendenza di procedimento innanzi all'autorità competente per violazioni del Codice del consumo (comma 3) – l'Autorità ha sottolineato che la regolazione di settore già prevede il divieto di sospensione delle forniture, tra gli altri, per i casi in cui il venditore/gestore non abbia provveduto a fornire una risposta motivata a un eventuale reclamo scritto in merito alla ricostruzione dei consumi a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura e a conguagli

o a fatturazioni anomale dei consumi. Il divieto riguarda esclusivamente la sospensione della fornitura e non già l'invio di solleciti o l'invio della comunicazione di costituzione in mora. L'Autorità ritiene che tale scelta si sia imposta per la necessità di contemperare due differenti esigenze: da un lato, quella di tutelare il cliente dalla sospensione delle forniture per morosità ingiustificata o effettuata senza le opportune garanzie procedurali; dall'altro, quella di far fronte al fenomeno della morosità, in grado di incidere sullo sviluppo della concorrenza nel mercato *retail*, più in generale, di produrre effetti negativi per la totalità dei clienti finali. In merito al comma 4 del menzionato art. 1 – concernente l'esenzione dal pagamento delle fatture emesse sulla base di consumi stimati e riferite a periodi relativamente ai quali sono stati comunicati i consumi effettivi ovvero siano operanti sistemi di telelettura – l'Autorità ha rammentato che tale pratica deriva dalla circostanza che il venditore/gestore non sempre ha a disposizione i dati di misura rilevati oppure non sempre è in condizioni di poter accertare le informazioni ricevute dall'utente tramite autolettura. In simili casi, il ricorso alla fatturazione in stima e al conseguente conguaglio si rivelano necessari. In ragione di ciò, il *Testo integrato in materia di fatturazione* (TIF) e la *Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono* (RQSII) consentono la contabilizzazione dei consumi energetici e idrici sulla base di stime, stabilendo, tuttavia, che il venditore/gestore debba attenersi a un preciso ordine di priorità nell'uso dei dati di misura, in cui il ricorso all'utilizzo dei dati di consumo stimati è previsto come *extrema ratio*. Inoltre, il TIF prevede il rispetto di standard generali per la quantificazione dei consumi stimati e rinvia all'introduzione di misure per i casi di violazione degli standard stessi, inclusa la previsione di specifici indennizzi a beneficio dei clienti. Anche la *Regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato a livello nazionale* (TIMSII) definisce i criteri di stima dei dati di misura per la contabilizzazione dei consumi idrici. Con specifico riferimento ai settori dell'energia elettrica e del gas, al fine di circoscrivere le ipotesi di fatture con conguagli di importo elevato, l'Autorità ha previsto che il venditore possa rideterminare gli importi precedentemente calcolati sulla base di dati di misura stimati, solo nel caso di successiva disponibilità di dati di misura effettivi messi a disposizione dal distributore o di autoletture. Alla medesima finalità risponde anche il generale divieto di fatturare consumi per periodi successivi alla data di emissione della bolletta

(salvo eventuali deroghe in materia di contratti nel libero mercato). Per quanto concerne le fatture miste, l'Autorità è intervenuta tipizzando espressamente le casistiche in cui i venditori possono farne uso (art. 6, comma 8, lett. d, del TIF).

Riguardo al comma 7 dello stesso art. 1 – concernente i pagamenti rateali di conguagli per periodi maggiori di due anni espressamente autorizzati dai clienti finali – l'Autorità ha sottolineato di aver già posto in essere interventi finalizzati a minimizzare l'impatto di conguagli di importo rilevante sui clienti finali. La delibera 4 agosto 2016, 463/2016/R/com, infatti, pone l'obbligo di consentire la rateizzazione dei corrispettivi dovuti nei casi di fatturazione di importi anomali in capo agli esercenti la maggior tutela nel settore elettrico e del gas, prevedendo al contempo che tale prescrizione sia derogabile *in melius* nel mercato libero; l'RQSI garantisce anche agli utenti del servizio idrico la rateizzazione senza interessi delle fatture di importo rilevante/anomalo. In materia di energia elettrica, l'Autorità ha già introdotto l'obbligo, in capo ai distributori, di reiterare il tentativo di lettura nel caso di almeno due tentativi di lettura falliti consecutivi e di assenza di autoletture validate, anche per i punti di prelievo trattati monorari. Con riferimento al gas naturale, l'Autorità ha rammentato di aver già posto in capo ai distributori: l'obbligo di informare i clienti sulle cause impedienti la raccolta dei dati di misura nella prima bolletta, qualora i punti di riconsegna siano dotati di misuratori in posizione non accessibile; e anche l'obbligo di indennizzo automatico, nel caso di punti di riconsegna dotati di misuratore accessibile. L'Autorità, inoltre, in sede di aggiornamento della disciplina relativa alla raccolta dei dati di misura del gas, ha previsto l'introduzione di un indicatore specifico per monitorare la percentuale dei misuratori con letture effettive e l'obbligo di sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori intelligenti, a seguito di mancata acquisizione della lettura effettiva nel corso di un anno per punti di riconsegna dotati di misuratori non accessibili. In ultimo, per quanto concerne il settore idrico, l'Autorità ha evidenziato come sussistano, anche in materia di fatturazione, prassi operative in ritardo rispetto ai parametri e agli standard regolatori.

Nota di approfondimento sulla materia oggetto delle risoluzioni n. 7-01392 e n. 7-01393 relative alla riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici

Con la memoria 30 novembre 2017, 805/2017/I/eel, l'Autorità ha fornito elementi di approfondimento per la discussione congiunta, presso la Commissione attività produttive, commercio, turismo della Camera, delle risoluzioni n. 7-01392 e n. 7-01393, sulle iniziative prioritarie per l'attuazione dell'ultima fase della riforma tariffaria, intrapresa a seguito di quanto disposto dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102. L'Autorità ha sottolineato i possibili effetti gravanti sulle bollette dei clienti domestici derivanti dalla contestuale applicazione del completamento della riforma delle tariffe elettriche per i medesimi clienti, in attuazione dell'art. 11, comma 3, del suddetto decreto legislativo, e delle disposizioni in materia di agevolazioni alle imprese energivore, secondo quanto disposto dalla legge 20 novembre 2017, n. 167, recante *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea – Legge Europea 2017*.

Innanzitutto, l'Autorità ha evidenziato come l'applicazione della nuova disciplina energivori – indispensabile per controbilanciare gli effetti redistributivi a svantaggio dei clienti energivori che deriveranno, a partire dall'1 gennaio 2018, dalla riforma della struttura tariffaria degli oneri generali per i clienti non domestici, ai sensi della legge 25 febbraio 2016, n. 21 – possa comportare un non trascurabile aggravio sulle tariffe dei clienti domestici, chiamati a concorrere, insieme ai clienti non domestici non energivori, al finanziamento delle agevolazioni per i clienti energivori. Nello specifico, l'art. 19, comma 1, della legge europea 2017 destina alla riduzione delle tariffe elettriche dei clienti che sostengono gli oneri connessi all'attuazione delle misure a favore delle imprese energivore almeno il 50%, rispetto al 2016, delle risorse derivanti dalle riduzioni della componente tariffaria A3⁴, per ognuno degli anni compresi tra il 2018 e il 2020. L'Autorità ha sottolineato che, della significativa riduzione del fabbisogno complessivo del conto A₃ intervenuta nel 2017 (circa 2 miliardi di euro in meno rispetto all'anno precedente) hanno beneficiato per oltre l'80% le utenze non energivore, inclusi i clienti domestici. Questi ultimi, che contribuiscono alla copertura degli oneri generali di sistema per circa il

4 Tale componente è destinata alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

20%, hanno goduto nel 2017 di una riduzione della componente A_3 con un beneficio stimabile in circa 380 milioni di euro/anno. Tale riduzione già usufruita dai clienti finali, in termini di minor onere A_3 , a parere dell'Autorità, risulta essere superiore all'aggravio atteso dalla manovra energivori. L'Autorità ha richiamato, infine, l'attenzione del legislatore sulla necessità di assicurare contestualità tra l'entrata in vigore di quanto

previsto in tema di riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema applicata ai clienti non domestici (il cui avvio è previsto per l'1 gennaio 2018) e la nuova disciplina energivori, al fine di scongiurare rilevanti aumenti per i grandi clienti ad alta tensione, con effetti difficilmente sostenibili in termini di tenuta della competitività dei comparti industriali energivori del Paese.

Rapporti con le altre istituzioni

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel 2017 è proseguita l'attività di collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) nel campo della tutela dei consumatori, con specifico riguardo alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati. Tale collaborazione è prevista dal Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del consumatore, siglato dalle due Autorità nell'ottobre 2014, e prevede la segnalazione reciproca, nell'ambito di procedimenti di diretta competenza, di casi di pratiche commerciali scorrette e/o di violazioni della normativa e/o della regolazione nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici. In tale contesto, è stato inoltre istituito un Gruppo di lavoro permanente, composto dai membri designati da ciascuna delle due Autorità, che sovrintende e monitora costantemente l'attuazione del menzionato Protocollo. La cooperazione si realizza, inoltre, mediante il rilascio di un parere, da parte di questa Autorità all'AGCM, nell'ambito dei procedimenti riguardanti le pratiche commerciali scorrette nei settori di competenza. Nel periodo considerato, l'Autorità ha rilasciato due pareri, entrambi in materia di comparatori privati di offerte di energia elettrica e gas.

Autorità per le garanzie nelle comunicazioni

Nel 2017 è, inoltre, proseguita, l'attività di collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (Agcom), svolta nell'ambito del Protocollo generale d'intesa approvato dalle

due Autorità nel dicembre 2015, al fine di promuovere sinergie e complementarità in materia gestionale e tecnico-scientifica.

In particolare, viene in rilievo nel periodo di riferimento la delibera 28 aprile 2017, 289/2017/R/eel, con la quale è stata avviata l'attività istruttoria congiunta relativa alla valutazione di soluzioni tecnologiche standardizzate per le funzionalità incrementali degli *smart meter* di energia elettrica (c.d. versione 2.1), in attuazione di quanto previsto dalla delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel. Tale attività istruttoria è stata condotta dagli Uffici di ARERA in collaborazione con il Gruppo di lavoro nominato allo scopo con determina del Segretario generale di Agcom. Sono stati svolti incontri tecnici con operatori di telecomunicazioni, imprese distributrici di energia elettrica e altri soggetti interessati, propedeutici alla predisposizione di un documento di consultazione.

Nel corso del 2017, inoltre, per la prima volta, l'Autorità ha reso il proprio parere ad Agcom nell'ambito del procedimento per la risoluzione della controversia tra un operatore di telecomunicazioni e un'impresa distributtrice di energia elettrica; in tal caso, Agcom operava in qualità di Autorità per la risoluzione delle controversie ai sensi dell'art. 9 del decreto legislativo n. 33/2016, con cui è stata recepita la direttiva 61/2014/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, recante misure volte a ridurre i costi dell'installazione di reti di comunicazione elettronica ad alta velocità. Il procedimento si è concluso con la delibera Agcom n. 88/17/CIR (successivamente modificata e integrata con la delibera Agcom 131/17/CIR e, da ultimo, con la delibera Agcom 162/17/CIR), nella motivazione della quale si dà conto del parere fornito da ARERA.

Autorità nazionale anticorruzione

Nel 2017 è proseguita anche l'attività di collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità nazionale anticorruzione (ANAC), svolta nell'ambito del Protocollo d'intesa stipulato tra le due Autorità nel novembre 2016 e avente ad oggetto la reciproca collaborazione per la corretta attuazione e l'applicazione della normativa in materia di appalti pubblici, trasparenza e anticorruzione nei settori regolati dall'Autorità, nonché per l'applicazione delle misure straordinarie di gestione, sostegno e monitoraggio di imprese operanti nei settori medesimi.

Altre Autorità indipendenti e istituzioni

Nel 2017 è altresì proseguita l'attività di collaborazione tra l'Autorità, l'Agcom, il Garante per la protezione dei dati personali e l'Autorità per la regolazione dei trasporti, nell'ambito della convenzione per la gestione dei servizi strumentali stipulata tra le quattro Autorità, in adempimento di quanto previsto dall'art. 22, comma 7, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 114.

L'Autorità ha collaborato anche con l'Istat, al fine della condivisione dei dati raccolti dall'Autorità medesima presso le imprese di distribuzione a livello comunale su un campione statistico comprendente 242 comuni italiani. Tale condivisione persegue la finalità di contenere l'onere amministrativo sulle imprese regolate, evitando duplicazioni di richieste di dati tecnici da parte di diverse istituzioni. Con la medesima finalità di ridurre il carico statistico gravante sugli operatori regolati, l'Autorità collabora, attraverso la fornitura di dati, con varie istituzioni nazionali e locali (Ministeri, Comuni, ARPA ecc.) che ne fanno richiesta per la redazione di piani ambientali o altre attività istituzionali, utilizzando le informazioni provenienti dalle rilevazioni che essa effettua ai fini di regolazione e controllo.

Inoltre l'Autorità coadiuva l'Agenzia delle Dogane, con la quale è attivo un Tavolo permanente di confronto nel settore dell'accisa sull'energia elettrica e sul gas naturale.

È proseguita anche nel 2017 la collaborazione tra l'Autorità e il Comitato italiano gas (CIG), con il quale è stato successivamente rinnovato il Protocollo d'intesa per mezzo della delibera 8 febbraio 2018, 78/2018/A, con riferimento in particolare all'assicurazione a copertura di eventuali danni conseguenti a incidenti per l'uso del gas per i clienti finali, degli *smart meter* del gas e del biometano

impresso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas.

Nell'ambito della collaborazione con il Comitato elettrotecnico italiano (CEI), si rileva in particolare il completamento, nel corso del 2017, delle attività tecniche del CEI, su mandato dell'Autorità, di specificazione del protocollo di comunicazione aperto tra *smart meter* di seconda generazione e dispositivi di utenza sia su linea elettrica (specifiche tecniche CEI TS 13-82/83/84) sia su frequenze radio a 169 MHz (specifiche tecniche CEI TS 13-85).

Guardia di Finanza

Fin dal 2001, sulla base di un Protocollo di intesa siglato tra le due istituzioni, l'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza per le proprie attività di controllo e di ispezione. Il Protocollo è stato rinnovato ed esteso nel dicembre 2005 e ha visto nel tempo il progressivo ampliamento delle attività svolte in maniera congiunta. Il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico, operativo presso il Comando Reparti Speciali della Guardia di Finanza, svolge compiti di vigilanza espressamente dedicati ai settori regolati dall'Autorità.

Il personale della Guardia di Finanza collabora con gli Uffici dell'Autorità in tutte le attività di sopralluogo ispettivo e ne svolge alcune in completa autonomia per conto dell'Autorità, con l'ausilio di esperti tecnici esterni. Negli ultimi anni, ispettori della Guardia di Finanza hanno affiancato i funzionari dell'Autorità anche in un numero crescente di attività di controllo documentale avviate nell'ambito dei costi riconosciuti in tariffa e della tutela degli interessi dei consumatori. Date le specifiche competenze del Corpo e le potenziali importanti implicazioni in termini fiscali e/o di utilizzo di fondi pubblici, il supporto e la collaborazione della Guardia di Finanza risultano fondamentali per l'Autorità.

Per una descrizione dettagliata delle attività di controllo svolte con la Guardia di Finanza nel 2017 si rimanda al Capitolo 10 di questo Volume.

Cassa per i servizi energetici e ambientali

Fin dalla propria istituzione, l'Autorità ha vigilato, unitamente al Ministero dell'economia e delle finanze, sulla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), inizialmente ente di diritto pubblico non economico e di recente trasformato, con l'art. 1, comma 670, della legge di stabilità 2016, in ente pubblico economico. Tale

disposizione, oltre a confermare la sottoposizione della CSEA alla vigilanza congiunta del predetto ministero e dell'Autorità, ha demandato ai medesimi enti vigilanti una serie di adempimenti volti a consentire il pieno avvio del nuovo ente. L'intensa interlocuzione svolta a tal fine con il Ministero ha portato, tra l'altro, all'adozione del nuovo regolamento di organizzazione e funzionamento della CSEA, approvato con decreto del Ministro

dell'economia e delle finanze 22 febbraio 2017, previo parere favorevole rilasciato dall'Autorità con la delibera 12 gennaio 2017, 2/2017/I, nonché all'adozione del regolamento di amministrazione e contabilità della Cassa medesima, approvato con delibera dell'Autorità 28 aprile 2017, 297/2017/A, previa intesa rilasciata dal MEF con lettera del 20 aprile 2017.

Accountability, trasparenza e anticorruzione

Nel corso del 2017, l'attività dell'Autorità è proseguita nel solco di quanto programmato e implementato negli anni precedenti, nella logica di interrelazione tra *accountability*, trasparenza e anticorruzione. In particolare, in ragione delle disposizioni del decreto legislativo 25 maggio 2016, n. 97, recante la *Revisione e semplificazione delle disposizioni in materia di prevenzione della corruzione, pubblicità e trasparenza, correttivo della legge 6 novembre 2012, n. 190 e del decreto legislativo 14 marzo 2013, n. 33, ai sensi dell'articolo 7 della legge 7 agosto 2015, n. 124, in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche* e di quanto previsto dal *Quadro strategico adottato dall'Autorità per il quadriennio 2015-2018*, è continuata la promozione di maggiori livelli di trasparenza, quale connotato ineliminabile dell'ordinario modo di gestione e strumento di prevenzione dei fenomeni corruttivi.

Accountability

L'agire dell'Autorità è da sempre orientato all'esigenza di render conto delle scelte di indirizzo praticate e degli obiettivi perseguiti (c.d. *accountability*). Anche nel corso del 2017, l'Autorità ha continuato a perseguire finalità di rendicontazione, oltre che nelle forme e nelle modalità "tradizionali" delle Relazioni ad altre Istituzioni ovvero di quelle previste per legge, anche attraverso gli strumenti dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento (di seguito: Osservatorio), istituito con

delibera 15 marzo 2015, 83/2015/A, del processo di consultazione pubblica di cui alla delibera 23 dicembre 2014, 649/2014/A, nonché delle audizioni periodiche e speciali di cui alla delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A.

Riguardo a queste ultime, come era avvenuto nel 2016, le sessioni svoltesi l'11 e il 12 luglio 2017 hanno rappresentato una concreta occasione di confronto diretto e costruttivo tra l'Autorità e gli *stakeholder* in merito all'attuazione del *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, sulla base di un documento predisposto ad hoc dagli Uffici dell'Autorità e recante i risultati delle attività svolte nel periodo aprile 2016 - aprile 2017 in attuazione del Quadro medesimo (delibera 26 maggio 2017, 358/2017/A).

Tra gli strumenti di *accountability*, l'Osservatorio è quello che, indubbiamente, assicura con maggiore efficacia e continuità le relazioni e gli scambi dialettici tra le diverse categorie di *stakeholder*, nonché tra esse e l'Autorità, facilitando altresì l'acquisizione di dati e informazioni utili alla Valutazione di impatto della regolazione (VIR). A questo si aggiunga, la funzione propulsiva che l'Osservatorio, pur nel rispetto dell'autonomia del Regolatore, può svolgere, mediante la formulazione di proposte finalizzate alla predisposizione di documenti di consultazione su materie sottoposte alla regolazione dell'Autorità. Come già sopra accennato, nel sistema di *accountability* dell'Autorità, continua a svolgere un ruolo fondamentale il consolidato

strumento del processo di consultazione pubblica, funzionale al coinvolgimento dei soggetti interessati nella fase di ideazione dei provvedimenti regolatori generali.

Infine, meritano di essere menzionati alcuni casi di volontaria rendicontazione dell'Autorità con riguardo a specifiche tematiche. Si pensi, a titolo di esempio, alla relazione 464/2017/l/efr che rappresenta un aggiornamento della relazione pubblicata nel 2016 in merito allo stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento (339/2016/l/efr) e riferita a dati 2015.

Trasparenza

Nel corso del 2017, in aderenza alle prescrizioni del riformato decreto legislativo n. 33/2013 che ha abrogato il Programma Triennale per la Trasparenza e l'Integrità (PTTI) quale strumento di programmazione autonoma, il relativo aggiornamento annuale è stato ricompreso nel Piano triennale per la prevenzione della corruzione 2015-2017 (PTPC) - Aggiornamento 2017.

È proseguita l'attività di cura, popolamento e aggiornamento della sezione "Autorità trasparente" del sito web istituzionale: l'attività di pubblicazione, peraltro già molto significativa nell'esperienza pregressa dell'Autorità, è andata sempre più sistematizzandosi, anche per effetto del costante monitoraggio e controllo. All'assolvimento degli obblighi hanno concorso, come già in passato, tutte le strutture e, in particolare, quelle che per compiti istituzionali sono chiamate a funzioni di raccordo e coordinamento e/o che detengono la gran parte dei dati e delle informazioni oggetto dell'obbligo di diffusione ed estensione.

Relativamente all'accesso civico, nel corso del 2017, non sono pervenute istanze. Si sono invece registrate tre istanze di accesso civico generalizzato.

Anticorruzione

In materia di anticorruzione, l'Autorità sin dal 2014 ha ritenuto opportuno pianificare un'efficace strategia anticorruzione e adottare un proprio specifico *Piano triennale prevenzione corruzione* (PTPC). Pertanto, l'Autorità ha adottato, con delibera 2

luglio 2015, 313/2015/A, il PTPC 2015-2017, che è stato successivamente aggiornato, per l'anno 2016, con delibera 21 gennaio 2016, 15/2016/A e, per l'anno 2017, con delibera 2 febbraio 2017, 37/2017/A.

Il secondo Aggiornamento per l'anno 2017 del PTPC ha tenuto conto delle novità normative, delle indicazioni fornite dall'ANAC, degli indirizzi contenuti nel Piano nazionale anticorruzione del 2016, nonché delle specifiche situazioni di contesto esterno e interno, ivi incluso il riassetto organizzativo che ha interessato l'Autorità nel corso del 2017.

Nel dicembre 2017, l'Autorità ha avviato il procedimento per l'adozione del suo secondo PTPC e ha posto in consultazione lo schema di Piano con il documento per la consultazione 21 dicembre 2017, 875/2017/A, affinché tutti i soggetti interessati potessero presentare osservazioni e proposte scritte. A esito del processo di consultazione, è stato adottato, con delibera 1 marzo 2018, 102/2018/A, il secondo *Piano Triennale per la Prevenzione della Corruzione, per il triennio 2018-2020* dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico che, nelle more del procedimento, è stata ridenominata Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) e ha visto estese le sue funzioni di regolazione e controllo anche al ciclo di gestione dei rifiuti, in forza dell'art. 1, commi 527 - 530, della legge n. 205/17.

Il secondo Piano ha tenuto conto delle modifiche intervenute nell'assetto organizzativo dell'Autorità e finalizzate all'adeguamento dello stesso alle nuove competenze in materia di servizi ambientali. Sotto l'aspetto metodologico, ha confermato sostanzialmente tutte le misure definite dal precedente PTPC 2015-2017, dando conto dello stato di attuazione delle stesse ovvero della loro eventuale riprogrammazione e ha introdotto nuove misure dirette a neutralizzare o mitigare il livello di rischio connesso alle attività poste in essere dall'Autorità.

Nel gennaio 2018, il Responsabile per la prevenzione della corruzione e per la trasparenza ha compilato e pubblicato la *Relazione Annuale* proposta dall'ANAC. Per la verifica e il monitoraggio dell'attuazione delle misure di prevenzione della corruzione.

Analisi di impatto della regolazione

L'Autorità ha introdotto, sin dal 2005, l'Analisi ex ante di impatto della regolazione (AIR) per i provvedimenti particolarmente rilevanti, quale ulteriore strumento per migliorare la trasparenza e la qualità del proprio processo regolatorio, già ispirato a criteri di semplificazione, trasparenza ed efficacia, nonché per rafforzare il dialogo e i processi di consultazione con gli *stakeholder*.

Al fine di valorizzare l'ampia strumentazione messa in campo dall'Autorità e di agevolare il pubblico a rintracciare nel sito web istituzionale dell'Autorità tutti i documenti che riguardano l'AIR, nel 2017 è stata pubblicata nel sito web dell'Autorità una pagina dedicata agli strumenti, anche di *accountability*, di cui l'Autorità dispone⁵.

Nel corso del 2017 sono stati, inoltre, adottati i seguenti provvedimenti:

- il documento per la consultazione 21 settembre 2017, 645/2017/R/eel, in tema di resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Tale argomento è incluso nell'ampio procedimento, avviato nel 2014 con la delibera 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel, ai fini della revisione della regolazione in materia di tariffe e qualità dei servizi di tra-

missione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche del servizio di connessione. Con il documento per la consultazione 645/2017, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti presentando diverse ipotesi di regolazione, alcune delle quali sviluppate secondo la metodologia di analisi di impatto della regolazione;

- la delibera 16 novembre 2017, 758/2017/R/eel, mediante la quale l'Autorità ha deciso di riunire in un unico procedimento la razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione alle reti delle varie tipologie di utenza e la revisione dei criteri di allocazione tra loro dei costi di rete (di cui all'art. 4, comma 1, lettere g) e h), della delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel) nonché di sottoporre gli aspetti più rilevanti di tale procedimento all'applicazione della metodologia AIR.

Si evidenzia, infine, che l'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento, rappresenta la sede in cui, fra le altre attività, viene anche implementata la funzione di Valutazione di impatto della regolazione (VIR) in modo sistematico e permanente (al riguardo si veda il precedente paragrafo "Accountability, trasparenza e anticorruzione").

⁵ https://www.arera.it/it/che_cosa/AIR.htm

3.

Regolazione nel settore dell'energia elettrica

Settoriale

Unbundling

Regolazione dell'unbundling

Separazione funzionale

Con la delibera 1 giugno 2017, 390/2017/E/com, e successivamente con la delibera 8 febbraio 2018, 67/2018/E/com, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA, di seguito Autorità) ha intimato alle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica o del gas inadempienti l'obbligo di invio, tramite l'apposita raccolta dati in modalità telematica, delle cosiddette Informazioni di stato; tramite queste informazioni le imprese dichiarano all'Autorità i propri obblighi in materia di separazione funzionale previsti dalla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com, e dal relativo *Testo integrato di unbundling funzionale* - Allegato A (TIUF), in vigore dal 1 gennaio 2016. Nei confronti delle imprese risultanti ancora inadempienti a seguito delle citate intimazioni, sono stati avviati procedimenti sanzionatori.

Con la delibera 18 gennaio 2018, 15/2018/R/com, l'Autorità ha previsto, in ottemperanza all'art. 1, comma 91 e 92, della legge 4 agosto 2017, n.124, le modifiche al TIUF volte a escludere dagli obblighi di separazione funzionale le imprese di distribuzione di energia elettrica facenti parte di imprese verticalmente integrate che servono meno di 25.000 punti di prelievo e i gestori dei sistemi di distribuzione chiusi.

Separazione contabile

Con la delibera 10 novembre 2017, 742/2017/R/com, l'Autorità ha avviato il procedimento per la revisione della normativa di separazione contabile per il settore dell'energia elettrica, del gas, del sistema idrico e del telecalore. Il procedimento è finalizzato a rivedere la normativa di separazione contabile introdotta dalla delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com, e del relativo *Testo integrato di unbundling contabile* - Allegato A (TIUC) alla luce degli sviluppi regolatori intervenuti nei settori regolati dall'Autorità, nonché dalle esigenze di semplificazione del processo di separazione contabile e di miglioramento della qualità dell'informazione. L'avvio di procedimento per la revisione del TIUC è, altresì, finalizzato a ricondurre in un unico procedimento i procedimenti già avviati con la delibera 3 marzo 2017, 111/2017/R/tlr, relativa all'introduzione di obblighi di separazione contabile per il settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento, e con la delibera 16 marzo 2017, 141/2017/R/gas, relativa alla perimetrazione dei servizi *Small Scale LNG* forniti dai terminali GNL ai sensi del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257.

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Regolazione tecnica: servizio di dispacciamento

Modifiche alle disposizioni tecniche di funzionamento della Piattaforma conti energia

Nel mese di marzo 2017, è stata approvata la proposta della società Gestore dei mercati energetici (GME) di modifica delle Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) della Piattaforma conti energia in materia di fatturazione e regolazione dei pagamenti (DTF n. 06). Le modifiche apportate dal GME sono funzionali a recepire il provvedimento del Direttore dell'Agenzia delle entrate del 2 dicembre 2016, avente a oggetto *l'Approvazione del modello di dichiarazione d'intento di acquistare o importare beni e servizi senza applicazione dell'imposta sul valore aggiunto, delle relative istruzioni e delle specifiche tecniche per la trasmissione telematica dei dati*. Il citato provvedimento ha previsto, in particolare, l'introduzione con decorrenza 1 marzo 2017 di alcune novità in merito alle comunicazioni che devono essere effettuate dall'esportatore abituale al proprio fornitore, in modo che quest'ultimo possa emettere le relative fatture con l'esenzione dall'IVA. Le modifiche introdotte dal GME, che è controparte di esportatori abituali di energia elettrica, includono pertanto l'aggiornamento del modello per la dichiarazione d'intento di acquistare o importare beni e servizi senza applicazione dell'IVA, le relative istruzioni e le specifiche tecniche per la trasmissione telematica dei dati. Nel mese di dicembre 2017, è stata altresì approvata la proposta del GME di modifica delle disposizioni tecniche di funzionamento della Piattaforma conti energia in materia di fatturazione e regolazione dei pagamenti (DTF n. 06). I cambiamenti apportati dal GME sono funzionali a recepire le variazioni dei termini di consolidamento degli addebiti tramite gli strumenti di pagamento *Sepa Direct Debit Business-To-Business* disposte dall'European Payments Council.

Innovazioni relative al servizio di dispacciamento

È in corso di elaborazione il procedimento per la formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, fino a pervenire al nuovo *Testo integrato del dispacciamento elettrico* (TIDE) in coerenza con la normativa europea (regolamenti europei sul bilanciamento elettrico sull'esercizio del sistema elettrico e regolamento *Capacity Allocation and Congestion Management* - CACM). Il TIDE si pone l'obiettivo di:

- definire i criteri con cui Terna procederà alla revisione dei prodotti oggetto di negoziazione sul Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e delle modalità di approvvigionamento delle risorse flessibili, preservando, laddove possibile, l'impostazione *Central Dispatch System*;
- rivedere la classificazione delle unità di produzione e di consumo, superando il concetto di rilevanza attualmente utilizzato per identificare in modo distinto le unità che devono partecipare singolarmente ai mercati e le unità che possono essere aggregate;
- identificare nuovi criteri di aggregazione definiti in base alla dimensione spaziale di ciascuno dei servizi di dispacciamento per cui l'aggregato è abilitato;
- rivedere la disciplina degli sbilanciamenti al fine di fornire agli utenti del dispacciamento segnali di prezzo coerenti con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale, superando l'attuale meccanismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche e facendo riferimento ai prezzi nodali.

Nelle more della definizione del TIDE, sono già stati effettuati alcuni importanti interventi che afferiscono alla regolazione del dispacciamento.

Primo intervento

Un primo intervento, effettuato con la delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel, (che ha fatto seguito al documento per la consultazione 9 giugno 2016, 298/2016/R/eel), consiste nel prevedere una prima apertura dell'MSD consentendo la partecipazione anche alle unità di consumo, alla generazione distribuita e alle unità di produzione non programmabili per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento. Tale partecipazione avviene per il tramite di progetti pilota finalizzati alla raccolta di elementi utili per la riforma del dispacciamento.

I progetti pilota:

- sono individuati da Terna previa consultazione e successivamente inviati all'Autorità per l'approvazione. Al 31 marzo 2018 risultano approvati due progetti pilota: uno relativo alla partecipazione all'MSD delle unità di consumo (approvato con la delibera 25 maggio 2017, 372/2017/R/eel) e uno relativo alla partecipazione all'MSD della generazione distribuita (approvato con la delibera 3 agosto 2017, 583/2017/R/eel);
- ove non diversamente specificato, sono basati sull'attuale classificazione delle unità di produzione e di consumo, ivi incluso il concetto di rilevanza per la partecipazione ai mercati, al fine di consentirne l'avvio in tempi brevi senza richiedere significativi interventi sui sistemi per la gestione del dispacciamento;
- non prevedono forme di incentivazione economica a favore degli utenti del dispacciamento per l'esecuzione dei progetti pilota; gli operatori coinvolti potranno comunque beneficiare della remunerazione delle risorse di dispacciamento prevista dalla regolazione, comprensiva di quella derivante da eventuali procedure di approvvigionamento a termine;
- non riguardano le unità di consumo e le unità di produzione rientranti rispettivamente nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente unico (AU) e del Gestore dei servizi energetici (GSE).

I progetti pilota possono riguardare:

- la partecipazione volontaria all'MSD delle unità di produzione rilevanti ad oggi non abilitate (inclusi i sistemi di accumulo equiparati alle unità di produzione ai sensi della delibera 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel). Esse, in generale e fatto salvo quanto diversamente previsto per le Unità virtuali abilitate nodali (UVAN), partecipano all'MSD singolarmente con riferimento al medesimo punto di dispacciamento valido per la

partecipazione ai mercati dell'energia e per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è l'utente del dispacciamento titolare del punto di dispacciamento sempre coincidente con il *Balance service provider* (BSP);

- la partecipazione volontaria all'MSD delle unità di produzione non rilevanti (inclusi i sistemi di accumulo) e della domanda. Esse partecipano all'MSD su base aggregata, costituendo le *Unità virtuali abilitate* (UVA) secondo quanto descritto successivamente. I perimetri geografici di aggregazione non possono eccedere la zona di mercato e sono definiti da Terna in coerenza con il modello di rete utilizzato dall'algoritmo per la selezione delle offerte accettate sull'MSD, in modo tale che la movimentazione delle unità incluse nelle UVA non comporti violazioni di vincoli di rete.

Le predette UVA si dividono in:

- Unità virtuali abilitate di produzione (UVAP), caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo, inserite nel medesimo contratto di dispacciamento. Esse rilevano solo per la partecipazione all'MSD, mentre ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e, conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, le unità incluse in tali tipologie di UVA continuano a rimanere inserite nei punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti già oggi esistenti. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il BSP, che può essere distinto dall'utente del dispacciamento; il BSP è quindi responsabile per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento;
- Unità virtuali abilitate di consumo (UVAC), caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo inserite nel medesimo contratto di dispacciamento. Esse rilevano solo per la partecipazione all'MSD, mentre ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e, conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, le unità incluse in tali tipologie di UVA continuano a rimanere inserite nei punti di dispacciamento per unità di consumo già oggi esistenti. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il BSP, che può essere distinto dall'utente del dispacciamento; il BSP è quindi responsabile per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento;
- Unità virtuali abilitate miste (UVAM), caratterizzate dalla

presenza sia di unità di produzione non rilevanti (programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo, sia di unità di consumo. Esse rilevano sia per la partecipazione all'MSD sia per la partecipazione ai mercati dell'energia e, pertanto a esse è associato un punto di dispacciamento di nuova costituzione. Alla data del 31 marzo 2018, non è stato ancora definito uno specifico progetto pilota;

- Unità virtuali abilitate nodali (UVAN), caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria ai sensi del Codice di rete e/o non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), ed eventualmente anche di unità di consumo, sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale. Anche in questo caso, alla data del 31 marzo 2018, non è stato ancora definito un progetto pilota.

Per tutte le unità oggetto di abilitazione volontaria all'MSD, gli sbilanciamenti effettivi continuano a essere valorizzati sulla base della regolazione applicata alle unità non abilitate.

Secondo intervento

Un secondo intervento ha riguardato la regolazione degli sbilanciamenti. Più in dettaglio, l'Autorità ha definito misure transitorie al fine di evitare le anomalie presenti nella disciplina degli sbilanciamenti che hanno consentito, ad alcuni utenti del dispacciamento, di trarre profitti estranei alle finalità del servizio di dispacciamento mediante una programmazione a livelli strutturalmente e sensibilmente differenti da quelli ragionevolmente prevedibili. Tali misure transitorie, operate da ultimo con la delibera 8 giugno 2017, 419/2017/R/eel (che ha fatto seguito al documento per la consultazione 20 aprile 2017, 277/2017/R/eel), sono:

- l'introduzione, dall'1 luglio 2017, di corrispettivi di non arbitraggio macrozonale, finalizzati a neutralizzare i vantaggi economici che gli utenti del dispacciamento potrebbero trarre

dalla differenza fra i prezzi zonali all'interno della medesima macrozona;

- l'adozione, da settembre 2017, di una nuova modalità di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale, basata solo sui programmi vincolanti modificati e corretti delle unità di produzione e di consumo e sulla rilevazione degli scambi effettivi fra le diverse macrozone, evitando di ricorrere alle misure effettive delle immissioni e dei prelievi.

Gli interventi sopra richiamati, riducendo il rischio che gli utenti del dispacciamento possano trarre benefici economici anche significativi a danno del sistema elettrico, hanno consentito il ritorno, a far data dall'1 settembre 2017 e per tutte le unità non oggetto di abilitazione obbligatoria, a una valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi di tipo *single pricing*, pienamente in linea con il regolamento europeo in materia di bilanciamento elettrico.

Nel caso delle fonti rinnovabili non programmabili, rimane vigente la delibera 23 ottobre 2014, 522/2014/R/eel, sulla base della quale gli utenti del dispacciamento possono scegliere, ogni anno, se applicare:

- la regolazione degli sbilanciamenti prevista per le altre unità di produzione non abilitate;
- la nuova disciplina appositamente introdotta per le fonti rinnovabili non programmabili.

La nuova disciplina prevede la definizione delle cosiddette "bande", differenziate per ciascuna fonte non programmabile¹, all'interno delle quali non viene applicato il corrispettivo unitario di sbilanciamento previsto per le unità di produzione non abilitate. All'interno delle bande avviene una sorta di aggregazione commerciale, su base zonale, tra unità di produzione rilevanti e non rilevanti alimentate da qualunque fonte non programmabile che accedono al meccanismo delle bande, riducendo il rischio volume e prezzo dello sbilanciamento associato a ogni

¹ Le bande differenziate per fonte sono pari a:

- il 49% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte eolica;
- il 31% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte solare fotovoltaica;
- l'8% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte idrica ad acqua fluente;
- l'1,5% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalle "altre" fonti rinnovabili non programmabili (per lo più unità di produzione geotermoelettriche);
- l'8% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione non rilevanti (cioè aventi potenza inferiore a 10 MVA).

singola fonte e a ogni singolo impianto. In pratica, è come se le diverse fonti non programmabili all'interno delle bande compensassero tra loro gli sbilanciamenti, attribuendo ai singoli utenti del dispacciamento da fonti non programmabili solo gli ammon-tari residui ed evitando che essi continuino (come in passato) a essere sostenuti dai clienti finali. Più ampia è la banda (come nel caso della fonte eolica) e maggiore è l'effetto benefico derivante dall'aggregazione commerciale.

Infine l'Autorità, con la delibera 27 luglio 2017, 553/2017/R/eel (che ha fatto seguito al documento per la consultazione 25 maggio 2017, 374/2017/R/eel), ha ridefinito le tempistiche per la determinazione

e la pubblicazione, da parte di Terna, dei tre corrispettivi di dispacciamento – per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento o *uplift*; per la copertura dei costi della modulazione della produzione eolica; per la copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema – al fine di consentirne l'applicazione nei contratti di vendita in maniera "passante", permettendo semplificazioni sia per i venditori sia per i clienti finali. I richiamati corrispettivi di dispacciamento, a partire da quelli relativi al primo trimestre 2018, sono ora determinati da Terna su base trimestrale entro il giorno 15 del mese che precede il trimestre cui si riferiscono.

Regolazione tecnica: servizio di trasporto e distribuzione

Innovazioni relative al Testo integrato sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC) e al Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi (TISDC)

Il *Testo integrato sistemi semplici di produzione e consumo* (TISSPC) e il *Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi* (TISDC) sono stati oggetto di alcuni aggiornamenti o integrazioni.

Primo aggiornamento

Il primo aggiornamento si basa sull'art. 6, comma 9, del decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244, c.d. *Milleproroghe 2016*, secondo cui:

- a decorrere dall'1 gennaio 2017 non vi è più alcuna differenza, dal punto di vista dell'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, tra le diverse tipologie di Sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC) realizzabili e neppure tra le diverse tipologie di Sistema di distribuzione chiuso (SDC) consentite, per le quali le parti variabili delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di

sistema trovano applicazione solo all'energia elettrica prelevata da rete pubblica;

- anche in relazione ai periodi antecedenti all'1 gennaio 2017, le componenti tariffarie che avrebbero dovuto essere applicate all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica non sono più esigibili, con l'unica eccezione della componente tariffaria MCT².

La formulazione dell'articolo appena citato, pur non modificando le numerose definizioni vigenti, ha consentito di introdurre molte semplificazioni nel TISSPC, nel TISDC e negli altri provvedimenti a essi correlati. In particolare, l'Autorità, con la delibera 20 aprile 2017, 276/2017/R/eel:

- ha rivisto il ruolo del Gestore dei servizi energetici (GSE), poiché, nel caso di configurazioni di nuova realizzazione, non è più necessario richiedere al medesimo le qualifiche di Sistema efficiente di utenza (SEU) e Sistema esistente equivalente ai sistemi efficienti di utenza (SESEU) in quanto non comportano più

² La componente tariffaria MCT continua a trovare applicazione all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica nel caso dei sistemi diversi dai SEU, SESEU-A e SESEU-B (esentati per effetto dell'art. 4 del decreto legislativo 56/10) nonché diversi dai SESEU-D (originariamente classificati tra le RIU ed esentati per effetto dell'art. 33, comma 6, della legge 99/09) e dalle RIU.

benefici tariffari. Il nuovo ruolo del GSE è quello di supportare la razionalizzazione sistemica delle configurazioni già esistenti, di effettuare le verifiche a campione, in avalimento, sugli SSPC ivi inclusi quelli di nuova realizzazione e di coadiuvare l'Autorità nelle attività di definizione dei perimetri dei SDC;

- ha esteso agli Altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC) la stessa procedura di identificazione già vigente per le RIU;
- ha stabilito il 28 febbraio 2018 come data ultima entro cui i cosiddetti clienti finali "nascosti" (cioè non già connessi alla rete pubblica né identificati come facenti parti di configurazioni rientranti tra SSPC e SDC) si possono autodichiarare evitando l'applicazione di sanzioni o penali. Tale data rappresenta quindi la conclusione del processo di razionalizzazione sistemica, finalizzato a inquadrare i clienti finali del sistema elettrico in una delle varie configurazioni consentite ovvero a identificarli come clienti della rete pubblica. La corretta identificazione dei clienti finali consente ai medesimi di accedere al libero mercato dell'energia elettrica, scegliendo la società di vendita che ritengono più opportuna, e di beneficiare dei diritti loro spettanti nonché della regolazione della qualità definita dall'Autorità. La medesima delibera 276/2017/R/eel ha previsto che non sarebbero stati applicati conguagli retroattivi ai clienti finali "nascosti" che si autodichiarassero entro il 28 febbraio 2018 (con l'unica eccezione dei clienti finali che si trovano in configurazioni private non ammesse dalla normativa vigente); e che, nel caso di clienti finali "nascosti" che non si fossero autodichiarati entro la data ultima allo scopo definita, oltre al recupero delle componenti tariffarie non versate dall'1 gennaio 2014, sarebbe stata applicata una penale forfetaria da erogare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA).

Secondo aggiornamento

Un secondo aggiornamento è stato operato con la delibera 21 dicembre 2017, 894/2017/R/eel, poiché, durante il richiamato periodo di razionalizzazione (finalizzato a inquadrare i clienti finali del sistema elettrico in una delle varie configurazioni consentite ovvero a identificarli come clienti della rete pubblica), è emersa l'esigenza di modificare la definizione di unità di consumo³ inizialmente

prevista dal TISSPC e al TISDC. Più in dettaglio, si è posta l'esigenza di evitare che le unità immobiliari urbane presenti nel medesimo sito in cui è realizzata l'attività principale (*core business*), qualora messe a disposizione di soggetti terzi al fine di svolgere attività destinate a erogare beni o servizi di supporto all'attività principale (per effetto di processi di *outsourcing*), debbano essere necessariamente identificate come unità di consumo distinte da quella afferente alla medesima attività principale. Inoltre, si è anche resa necessaria l'esigenza di chiarire l'applicazione della definizione di unità di consumo in relazione a contesti residenziali (per quanto riguarda le cosiddette pertinenze, quali garage, solai ecc.).

Con la delibera 894/2017/R/eel, l'Autorità ha quindi modificato la definizione di unità di consumo inizialmente contenuta nel TISSPC e nel TISDC, prevedendo che, di norma, l'unità di consumo coincida con la singola unità immobiliare e che sia possibile aggregare più unità immobiliari in un'unica unità di consumo nei seguenti casi:

- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona fisica o giuridica legate tra loro da vincolo di pertinenza (unità immobiliare principale e sue pertinenze) e che insistono sulla medesima particella catastale o su particelle contigue;
- unità immobiliari pertinenziali (solai, garage, cantine ecc.), anche nella disponibilità di diverse persone fisiche o giuridiche, facenti parte di un unico condominio. Il predetto insieme di unità immobiliari pertinenziali può a sua volta essere inglobato nell'unità di consumo relativa alle utenze condominiali;
- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona giuridica, eventualmente da quest'ultima messe a disposizione di soggetti terzi, localizzate su particelle catastali contigue, all'interno di un unico sito e utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate prevalentemente alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.

In tutti i casi in cui l'unità di consumo (indipendentemente dal fatto che essa coincida con l'unità immobiliare o con un insieme di unità immobiliari ove consentito) ingloba soggetti diversi, viene identificato comunque un solo cliente finale "elettrico". Questo fornisce servizi, non energia elettrica, ai soggetti inclusi nella medesima

³ Si ricorda che l'unità di consumo, a sua volta fondata sull'unità immobiliare e relativi aggregati, è lo strumento utilizzato ai fini della corretta identificazione dei clienti finali.

unità di consumo: non si può quindi configurare una attività di vendita di energia elettrica e non vi deve essere una fatturazione avente a oggetto la somministrazione di energia elettrica all'interno delle unità di consumo.

Infine, la delibera 894/2017/R/eel ha posticipato dal 28 febbraio 2018 al 30 giugno 2018 la data, inizialmente introdotta dalla delibera 276/2017/R/eel, entro cui i clienti finali "nascosti" sono tenuti ad autodichiararsi richiedendo la connessione al gestore di rete territorialmente competente ovvero richiedendo all'Autorità l'identificazione di un ASDC ai sensi del TISDC (in quest'ultimo caso, per il tramite del soggetto che gestirà l'ASDC).

Terzo aggiornamento

Un terzo aggiornamento è stato operato con la delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel, al fine di definire il criterio di calcolo delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali da applicarsi in corrispondenza dei punti di connessione con la rete pubblica nel caso di SDC e di SSPC che includano sia imprese a forte consumo di energia sia altri clienti finali.

Ulteriori integrazioni

Nel corso del 2017, altre delibere hanno riguardato gli SSPC e gli SDC. Con la delibera 3 agosto 2017, 582/2017/R/eel, è stata prorogata la data di applicazione del TISDC, nel caso delle RIU, dall'1 ottobre 2017 (data quest'ultima già derivante da una proroga, operata con la delibera 22 dicembre 2016, 788/2016/R/eel, rispetto all'originaria data dell'1 gennaio 2017) all'1 gennaio 2018. In relazione agli ASDC, la data di applicazione del TISDC è l'1 gennaio 2019 in quanto essi sono tuttora in corso di identificazione.

Con la delibera 12 ottobre 2017, 684/2017/R/eel, l'Autorità ha previsto la restituzione, dalle imprese distributrici agli utenti del trasporto, delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema eventualmente già applicate all'energia elettrica consumata ma non prelevata da rete pubblica e versate in

relazione agli SSPC, completando l'attuazione dell'art. 6, comma 9, del decreto legge 244/16. Tale restituzione viene effettuata senza l'applicazione di interessi, secondo le modalità previste dall'Allegato C alla delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel. Inoltre la medesima delibera 684/2017/R/eel ha previsto che gli utenti del trasporto versino alla CSEA gli importi oggetto di restituzione e non liquidabili ai clienti finali (se spettanti ai medesimi) per motivi oggettivi resi evidenti alla stessa CSEA.

Innovazioni relative al servizio di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica

A seguito dell'approvazione dei tre regolamenti europei RfG, DCC e HVDC⁴ recanti requisiti per la connessione alle reti elettriche (generatori di energia elettrica, impianti di consumo, sistemi in corrente continua ad alta tensione e parchi di generazione connessi in corrente continua), l'Autorità, con la delibera 16 febbraio 2017, 67/2017/R/eel, ha avviato un procedimento finalizzato all'implementazione, in Italia, dei medesimi, integrandoli nella regolazione vigente. Con la delibera 20 aprile 2017, 273/2017/R/eel, che ha fatto seguito al documento per la consultazione 16 febbraio 2017, 68/2017/R/eel, sono stati definiti i criteri per la concessione delle deroghe, da parte della medesima Autorità, ai requisiti previsti dai predetti regolamenti europei. Più in dettaglio, la delibera 273/2017/R/eel ha previsto che, ai fini dell'analisi delle richieste di deroga:

- il gestore alla cui rete sono o saranno connessi gli impianti e/o i sistemi per i quali si richiede la deroga, anche coadiuvato dai gestori di rete limitrofi (ivi incluso il TSO), valuti l'impatto delle eventuali deroghe sulla sicurezza e sulla qualità del servizio relative alla rete elettrica alla quale sono o saranno connessi gli impianti e/o i sistemi per i quali si richiede la deroga, tenendo altresì conto di eventuali rischi legati alla sicurezza della produzione industriale, in particolare con riferimento agli impianti industriali a rischio di incidente rilevante;

⁴ Il regolamento (UE) 631/2016 della Commissione europea del 14 aprile 2016 istituisce un codice di rete recante i requisiti per la connessione dei generatori di energia elettrica (regolamento RfG – *Requirements for Generators*)

Il regolamento (UE) 1388/2016 della Commissione europea del 17 agosto 2016 istituisce un codice di rete recante i requisiti per la connessione degli impianti di consumo connessi al sistema di trasmissione, degli impianti di distribuzione connessi al sistema di trasmissione, dei sistemi di distribuzione, compresi i sistemi di distribuzione chiusi e delle unità di consumo utilizzate per fornire servizi di gestione della domanda (regolamento DCC – *Demand Connection Code*).

Il regolamento (UE) 1447/2016 della Commissione europea del 26 agosto 2016 istituisce un codice di rete recante i requisiti per la connessione dei sistemi in corrente continua ad alta tensione (HVDC) e dei parchi di generazione connessi in corrente continua (regolamento HVDC – *High-Voltage Direct Current*).

- il TSO valuti, congiuntamente con quanto precedentemente descritto ovvero successivamente alle valutazioni (se positive) precedentemente descritte in capo a un gestore di rete diverso dal medesimo TSO, l'impatto dell'eventuale deroga sulla sicurezza del sistema elettrico nazionale, nonché gli eventuali impatti che la deroga richiesta avrebbe sugli scambi transfrontalieri;
- l'Autorità, tenendo conto dei contributi dei TSO/DSO, valuti l'analisi costi-benefici resa disponibile dal soggetto richiedente, nel rispetto di quanto previsto dai regolamenti RfG, DCC e HVDC;
- l'Autorità, tenendo conto dei contributi dei TSO/DSO, valuti le attività che il soggetto richiedente intende porre in essere per superare la necessità di una deroga, le tempistiche necessarie e i relativi costi, nonché le eventuali ulteriori azioni che potrebbero essere intraprese al fine di mitigare le eventuali criticità derivanti dalla deroga.

In particolare, affinché la deroga possa essere concessa dall'Autorità, occorre dimostrare che:

- non vi siano rischi per la sicurezza del sistema elettrico nazionale;
- non vi siano rischi per la sicurezza della rete elettrica alla quale sono o saranno connessi gli impianti e/o i sistemi per i quali sia stata richiesta la deroga (sussistendo impatti trascurabili sulla qualità del servizio), né vi siano criticità per impianti industriali a rischio di incidente rilevante;
- non vi siano rischi per la sicurezza degli scambi transfrontalieri;
- l'analisi costi-benefici evidenzi che i requisiti previsti dai regolamenti, qualora applicati, comportino costi superiori ai benefici;
- il soggetto richiedente dimostri di porre in essere tutte le azioni nella propria disponibilità al fine di superare la necessità di una deroga e mitigarne le eventuali criticità (purché queste ultime siano ritenute accettabili ai sensi dei punti precedenti).

Ancora la delibera 273/2017/R/eel, prevede:

- l'impossibilità di concedere deroghe qualora vi siano già state richieste precedenti, formulate in ambito nazionale e in un contesto confrontabile, per le quali ci sia già stato un esito negativo;
- la possibilità di integrare ulteriormente i criteri per la concessione delle deroghe, anche con elementi più puntuali, a seguito della completa implementazione dei regolamenti europei.

Con la delibera 27 luglio 2017, 554/2017/R/eel, sono state classificate come tecnologie emergenti⁵, ai sensi del regolamento RfG, i gruppi di generazione venduti dalle società Baxi, Ökofen e SenerTec per i quali le medesime società hanno presentato richieste di deroga all'Autorità⁶. La classificazione tra le tecnologie emergenti, come previsto dal regolamento RfG, comporta la deroga totale alle disposizioni del medesimo regolamento RfG. I gruppi di generazione rientranti tra di esse, pertanto, possono essere connessi alle reti elettriche senza alcun obbligo di rispetto dei requisiti per la connessione previsti dal regolamento europeo. Inoltre, la delibera 554/2017/R/eel, dando attuazione al regolamento RfG, ha previsto che le società Baxi, Ökofen e SenerTec presentino all'Autorità, con cadenza bimestrale, un aggiornamento delle vendite dei gruppi di generazione classificati tra le tecnologie emergenti in Italia, nonché un aggiornamento sulle vendite dei medesimi gruppi di generazione nell'area sincrona Europa continentale. Qualora la capacità massima cumulativa di tutti i gruppi di generazione venduti in Italia e classificati tra le tecnologie emergenti superi il limite previsto dall'art. 67 del regolamento RfG (pari a 41,7 MW), tutte le classificazioni tra le tecnologie emergenti vengono ritirate dall'Autorità.

Con la delibera 3 agosto 2017, 581/2017/R/eel, e con riferimento al servizio di connessione alle reti elettriche degli impianti di

⁵ Ai sensi dell'art. 66, paragrafo 2, del regolamento RfG, una tipologia di gruppo di generazione è ammessa tra le tecnologie emergenti a condizione che siano verificate tutte le seguenti condizioni:

- sia di tipo A (gruppo di generazione connesso ad un livello di tensione inferiore a 110 kV e con potenza di almeno 0,8 kW e al massimo pari a 1 MW);
- si avvalga di una tecnologia disponibile in commercio;
- le vendite cumulate di tale tecnologia all'interno di un'area sincrona al momento della domanda di classificazione tra le tecnologie emergenti non superino il 25% del massimo livello di capacità massima cumulativa (ai sensi dell'art. 67, paragrafo 1, del regolamento RfG, il livello massimo di capacità massima cumulativa dei gruppi di generazione classificati tra le tecnologie emergenti in un'area sincrona è pari allo 0,1% del carico massimo annuale nell'anno 2014 nella medesima area sincrona).

⁶ Con la medesima delibera 554/2017/R/eel erano stati classificati come tecnologie emergenti anche i gruppi di generazione della società Viessmann, ma, a seguito della successiva richiesta presentata dalla medesima società, i predetti gruppi di generazione sono stati esclusi, con la delibera 845/2017/R/eel, dall'elenco delle tipologie di gruppi di generazione classificate come tecnologie emergenti.

produzione regolato con il *Testo integrato connessioni attive* (TICA), l'Autorità ha dato attuazione al decreto del Ministro dello sviluppo economico 16 marzo 2017, recante *Approvazione dei modelli unici per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microgenerazione ad alto rendimento e di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili*, semplificando le condizioni tecniche ed economiche per la connessione di impianti di microgenerazione ad alto rendimento ovvero di impianti di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili, eventualmente dotati di sistemi di accumulo, aventi tutte le seguenti caratteristiche:

- realizzati presso clienti finali già dotati di punti di prelievo attivi in bassa o media tensione;
- aventi potenza non superiore a quella già disponibile in prelievo;
- alimentati a biomassa, biogas, bioliquidi ovvero a gas metano o GPL;
- per i quali sia contestualmente richiesto l'accesso al regime dello scambio sul posto;
- ove ricadenti nell'ambito di applicazione del Codice dei beni e delle attività culturali, secondo quanto previsto dal decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, non determinino alterazione

dello stato dei luoghi e dell'aspetto esteriore degli edifici;

- aventi capacità di generazione inferiore a 50 kWe.

Inoltre, la medesima delibera 581/2017/R/eel prevede che le semplificazioni introdotte nella Variante V1 alla Norma CEI 0-21, in merito ai requisiti tecnici per la connessione degli impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W⁷, trovino applicazione dal 4 agosto 2017 (data di entrata in vigore della medesima).

Con la delibera 1 marzo 2018, 105/2018/R/eel, L'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla revisione delle modalità di determinazione del corrispettivo a copertura degli oneri di collaudo di impianti di rete, realizzati in proprio dai richiedenti, per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione di media e alta tensione, previa puntualizzazione del perimetro delle attività i cui costi vengono mediamente coperti per il suo tramite. Tale procedimento rappresenta una delle azioni conseguenti alle disposizioni di cui alla delibera 17 novembre 2016, 664/2016/E/eel con cui era stata conclusa l'indagine conoscitiva avviata con delibera 6 agosto 2015, 412/2015/E/eel⁸.

Investimenti in generazione ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti

Mercato della capacità

Per una dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia al Capitolo 2, Vol. II, delle

Relazioni annuali 2015 e 2016.

Il processo finalizzato all'avvio del Mercato della capacità ha richiesto, negli ultimi anni, la gestione in parallelo della relazione con la Commissione europea, ai fini della notifica e della decisione sulla

⁷ La soglia prevista del regolamento RfG al di sotto della quale non trova applicazione obbligatoria nemmeno il medesimo regolamento europeo.

⁸ La delibera 664/2016/E/eel, concludendo l'indagine conoscitiva avviata con la delibera 412/2015/E/eel e relativa ad analisi e verifiche di congruità sui costi degli impianti di rete per la connessione realizzati dai soggetti richiedenti la connessione di impianti di produzione, ha, tra l'altro, dato mandato alla Direzione Mercati (oggi Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale) di valutare l'opportunità di interventi di tipo regolatorio, con riferimento alla disciplina dei collaudi degli impianti di rete per la connessione realizzati dai richiedenti la connessione, tenendo conto, a tal fine, anche dell'aggiornamento delle modalità e condizioni contrattuali (MCC) operato dai gestori di rete in attuazione della delibera 558/2015/R/eel (recante una precedente modifica del TICA).

compatibilità della misura con la disciplina comunitaria sugli aiuti di stato, e del completamento del quadro di regole necessario ai fini dell'avvio delle aste di capacità.

Sul fronte europeo, dopo un articolato processo di prenotifica (cfr. Capitolo 2, Vol. II, della *Relazione annuale 2017*), il Ministero dello sviluppo economico nell'agosto 2017 ha notificato formalmente la misura alla Commissione. Quest'ultima, in data 7 febbraio 2018 e alla luce delle norme comunitarie sugli aiuti di stato, ha approvato il Mercato della capacità italiano, concludendo che la misura concepita dall'Italia contribuirà a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, tutelando nel contempo la concorrenza nel mercato unico. La Commissione ha inoltre ribadito come, a differenza di altri meccanismi di capacità esaminati e approvati, il Mercato della capacità italiano possiede elementi peculiari che ne garantiscono l'efficacia.

Sul fronte nazionale, nel corso del 2017, si è dato seguito al processo di revisione delle regole del Mercato della capacità avviato nel corso dell'anno precedente (cfr. Capitolo 2, Vol. II, della *Relazione annuale 2017*). Detto processo si è reso necessario, da un lato, per ottenere dalla Commissione la decisione di compatibilità rispetto alla normativa comunitaria sugli aiuti di stato, e dall'altro lato, per dare seguito alla proposta dell'Autorità di anticipare l'entrata in operatività del Mercato della capacità mediante la definizione di una fase di prima attuazione del meccanismo. Nell'ambito del citato processo, l'Autorità, con il documento per la consultazione 3 agosto 2017, 592/2017/R/eel, ha espresso i propri orientamenti rispetto a profili che risultano rilevanti per lo svolgimento delle prime aste del Mercato della capacità, tra i quali il prezzo di esercizio, la partecipazione attiva della domanda, i parametri economici per la definizione della curva di domanda, lo standard di adeguatezza, la relazione tra detto standard e i principali parametri economici del mercato e la gestione del rischio di esercizio del potere di mercato.

Per quanto attiene al prezzo di esercizio, l'Autorità ha posto in consultazione i valori dei parametri tecnici rilevanti per la determinazione dello stesso (componente combustibile, componente emissioni, componente smaltimento e componente altri oneri e rischi) e alcune modifiche e integrazioni alla metodologia di calcolo del prezzo esplicitata nello schema di disciplina di Terna. L'Autorità ha altresì descritto le ragioni a supporto dell'ipotesi di considerare

il gas naturale come combustibile di riferimento ai fini del calcolo del prezzo di esercizio. Al fine di limitare i rischi per gli operatori, l'Autorità ha infine delineato i criteri per la modifica della citata metodologia, chiarendo, per esempio, che le variazioni saranno soggette al principio di non retroattività.

In merito alla partecipazione della domanda al Mercato della capacità, l'Autorità ritiene che:

- la domanda, a differenza della produzione, non possa fornire adeguatezza ad altra domanda, ma, al più, possa decidere di provvedere autonomamente alla propria esigenza di adeguatezza;
- la domanda che intenda partecipare attivamente al Mercato della capacità non risulti penalizzata dal livello cui è fissato il prezzo di esercizio, in ragione del doppio ruolo ricoperto dalla domanda stessa nel caso assuma impegni di capacità (consumatore di adeguatezza e fornitore della stessa).

La domanda impegnata nel Mercato della capacità (DSR impegnata), che in relazione alla propria capacità, ha offerto sul citato mercato un premio non superiore al premio di equilibrio, è una domanda che implicitamente chiede sia che Terna non approvvigioni capacità di produzione per la sua adeguatezza, in quanto è in grado di provvedere autonomamente, sia che Terna non la includa nel novero dei soggetti che sostengono l'onere netto del Mercato. Le sopra descritte istanze implicite della DSR impegnata implicano che i flussi finanziari dal sistema del Mercato alla citata DSR e viceversa debbano essere tali da neutralizzare la posizione di quest'ultima all'interno del sistema. Al fine di assicurare la perfetta neutralizzazione della posizione della DSR impegnata rispetto al sistema del Mercato, l'Autorità è orientata a fare in modo che detta DSR non paghi e non riceva alcun premio e corrispettivo variabile a/da Terna con riferimento al Mercato e, contestualmente, che rispetti il requisito della distaccabilità selettiva. In altri termini, a fronte dell'obbligo di rendere disponibile la riduzione del proprio carico, alla DSR impegnata sarebbe riconosciuto il diritto di non sostenere il corrispettivo a copertura degli oneri derivanti dal Mercato. Queste considerazioni evidenziano come:

- il Mercato della capacità rimanga intrinsecamente uno strumento per l'approvvigionamento di capacità di produzione per la domanda, operante con un anticipo sufficiente a consentire la realizzazione di nuova capacità di produzione laddove quella esistente non sia sufficiente;

- nel caso in cui una parte della domanda sia DSR impegnata, vale a dire una parte della domanda non fruiscia del servizio di copertura offerto dal Mercato della capacità, detto mercato sia volto ad approvvigionare capacità di produzione soltanto per la domanda di capacità diversa dalla DSR impegnata;
- il prezzo di esercizio rimanga un parametro rappresentativo del costo variabile di produzione e non del costo marginale della domanda.

Con riferimento alle curve di domanda di capacità, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in merito ai parametri economici delle curve elaborate secondo la metodologia consultata da Terna nel mese di gennaio 2017. Quest'ultima metodologia prevede che le curve di domanda siano definite, per ciascuna area, come interpolazione lineare di quattro punti. Sull'asse delle ascisse, Terna definirebbe, per ciascuna area, la capacità corrispondente a determinati livelli di adeguatezza definiti ex ante e misurati in termini di *Loss of Load Expectation* (LOLE), vale a dire di numero atteso di ore all'anno nelle quali la capacità di produzione disponibile non è tale da soddisfare strutturalmente la somma dei consumi e dei margini di riserva di potenza necessari a rispettare prefissati standard di sicurezza e di qualità del servizio. Sull'asse delle ordinate sarebbe rappresentata la volontà di pagare del sistema elettrico e, quindi, il premio (in euro/MW/anno) da riconoscere alle risorse selezionate, attraverso il meccanismo competitivo, in corrispondenza dei predetti livelli di adeguatezza. Il punto centrale di ciascuna curva presenterebbe un'ascissa pari alla quantità di capacità corrispondente all'obiettivo di adeguatezza e un'ordinata pari al costo fisso che occorre sostenere per rendere possibile la realizzazione di nuova capacità di punta.

Ancora nel documento per la consultazione 3 agosto 2017, 592/2017/R/eel, l'Autorità ha illustrato la relazione che intercorre tra l'obiettivo di adeguatezza espresso in termini di LOLE, il costo fisso della nuova capacità di generazione di punta (CONE) e il valore per il consumatore dell'energia non fornita ai fini dell'adeguatezza (VOLL). Questa relazione risulta, tra l'altro, rilevante in sede di scelta preventiva del valore obiettivo di LOLE, in quanto evidenzia la necessità di selezionare un valore che, in equilibrio, sia compatibile con il VOLL, dato il CONE corrispondente all'obiettivo di adeguatezza e il costo variabile della tecnologia di produzione di punta.

L'Autorità ha altresì consultato specifiche misure di gestione del rischio di esercizio del potere di mercato, per considerare il fatto che,

in base alle analisi elaborate da Terna, la fase di eccesso di offerta di capacità ai fini dell'adeguatezza potrebbe essere stata superata. Questa circostanza potrebbe avere un impatto rilevante sul grado di concorrenzialità atteso nelle prime aste del Mercato della capacità, al punto da rendere possibili esiti caratterizzati da esercizio di potere di mercato da parte dei titolari di capacità esistente, a causa dell'insufficiente pressione competitiva della capacità di nuova realizzazione. In tali condizioni, lo svolgimento delle procedure concorsuali della fase di prima attuazione potrebbe risultare critico a causa del rischio concreto che l'onere connesso al riconoscimento dei premi risulti particolarmente elevato, pur in presenza di un parco di generazione sostanzialmente invariato (per il limitato contributo atteso della capacità nuova).

Sempre secondo il documento per la consultazione 592/2017/R/eel, per l'implementazione della fase di prima attuazione, sarebbe pertanto necessario adottare misure volte a prevenire gli effetti dell'esercizio del potere di mercato da parte dei titolari della capacità esistente, al fine di proteggere il consumatore finale. Inoltre, per la medesima finalità, sarebbe opportuno procedere con cautela anche all'avvio della fase di piena attuazione, in considerazione delle difficoltà a stimare la pressione competitiva che la capacità nuova sarà in grado di esercitare. Detta pressione dipende da molteplici variabili, alcune delle quali esterne al sistema del Mercato della capacità, quali, per esempio, il livello delle barriere amministrative rappresentate dai processi autorizzativi. Inoltre, laddove la concorrenza potenziale dipende da parametri del sistema del Mercato della capacità, come la durata del periodo di pianificazione e del periodo di consegna e il valore massimo del premio per la capacità nuova, la reale efficacia delle scelte effettuate su detti parametri rispetto all'attivazione degli investimenti in nuova capacità può essere valutata soltanto a valle delle prime aste. Alla luce di ciò, l'Autorità ritiene opportuno, almeno nelle prime aste, differenziare il valore massimo del premio della capacità esistente dal valore massimo del premio della capacità nuova, adottando specifici accorgimenti per tener conto del graduale incremento del periodo di pianificazione. L'Autorità ha espresso l'orientamento a determinare il valore massimo del premio della capacità nuova in base al costo fisso della nuova capacità di punta, e a ritenere il valore massimo del premio della capacità esistente in linea con i costi fissi operativi annui per MW (esclusa la quota di ammortamento) della tecnologia di produzione programmabile prevalente nel parco di generazione esistente (ciclo combinato).

Regolazione tecnica: impianti essenziali

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime di reintegrazione dei costi ex art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14

Il decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, art. 23, comma 3-bis, prevede che, sino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi tra la Sicilia e il Continente e degli altri interventi finalizzati all'incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare, le unità di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 MW (escluse quelle rinnovabili non programmabili) siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e debbano essere offerte sul mercato del giorno prima. La citata norma di rango primario stabilisce altresì che l'Autorità definisca le modalità di offerta e remunerazione delle predette unità, seguendo il criterio di puntuale riconoscimento per singola unità produttiva dei costi variabili e dei costi fissi di natura operativa, e di equa remunerazione del capitale residuo investito riconducibile alle stesse unità.

Ai sensi della delibera 23 ottobre 2014, 521/2014/R/eel, che definisce i criteri di offerta e remunerazione delle unità di produzione soggette alle disposizioni di cui all'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14, gli utenti del dispacciamento che dispongono di dette unità hanno titolo a ricevere, con cadenza annuale, un corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione per ciascuna delle citate unità, in relazione al periodo dall'1 gennaio 2015 alla data di entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi, avvenuta in data 28 maggio 2016. Il menzionato corrispettivo è pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti e i ricavi conseguiti nell'anno considerato.

Con la delibera 10 novembre 2017, 745/2017/R/eel, l'Autorità ha stabilito l'importo del corrispettivo di reintegrazione dei costi per l'anno 2015 con riferimento all'impianto CTE Nuce Nord di Erg Power Generation, incluso nel novero delle unità di produzione soggette al regime di reintegrazione dei costi ex art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14. Il corrispettivo riconosciuto è risultato

inferiore rispetto a quanto richiesto dall'utente del dispacciamento, in quanto, tra l'altro, sono state esclusi dal relativo calcolo oneri ritenuti non strettamente necessari al normale esercizio dell'impianto, quali le spese di pubblicità, promozione e rappresentanza e una quota delle spese generali indirette per servizi erogati da altre imprese del gruppo Erg.

Inoltre, al fine di contenere l'onerosità dell'esposizione finanziaria degli utenti titolari di unità soggette al regime di reintegrazione dei costi ex art. 23, comma 3-bis, del decreto legge n. 91/14 – unità degli impianti San Filippo del Mela di A2A Energiefuture, Milazzo di Edison Trading, Anapo, Guadalami, Porto Empedocle, Priolo e Termini Imerese di Enel Produzione, Trapani Turbogas di EP Produzione, CTE Nuce Nord di Erg Power Generation e Impsud e Isab Energy di Isab – l'Autorità, con le delibere 5 dicembre 2017, 841/2017/R/eel, e 14 dicembre 2017, 863/2017/R/eel, ha previsto il riconoscimento di un acconto del corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2016 relativo alle medesime unità.

L'importo dell'acconto è stato determinato, per ciascun impianto, nel 70% della differenza tra il minor valore di riferimento per i costi fissi (e cioè tra l'importo dei costi fissi richiesti dall'utente del dispacciamento interessato e l'importo dei costi fissi *benchmark*) e il margine di contribuzione risultante dall'istanza di reintegrazione avanzata dallo stesso utente. I costi fissi *benchmark* sono stati definiti in funzione dei costi fissi riconosciuti relativi all'ultimo anno, con riferimento al quale è stata effettuata la determinazione del corrispettivo di reintegrazione e dei costi fissi stimati per il primo semestre dell'anno 2016 che l'utente del dispacciamento ha indicato nella relazione previsiva elaborata alla fine dell'anno 2015.

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

**Essenzialità e regolazione asimmetrica su unità di produzione
abilitate ex delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel**

Al termine di un processo articolato – avviato con le delibere 24

giugno 2016, 342/2016/E/eel, e 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel, condotto in coordinamento con un procedimento parallelo dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) – l'Autorità, con la delibera 5 maggio 2017, 314/2017/R/eel, e alla luce degli impegni assunti da Enel Produzione, ha disposto l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi dell'impianto Brindisi Sud del medesimo utente, ex delibera 9 giugno 2006, 111/06.

Con le delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel, l'Autorità ha avviato, anche con riferimento all'impianto Brindisi Sud, procedimenti per l'adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di misure di regolazione asimmetrica, rispettivamente ai sensi dell'art. 2, comma 20, lett. d), della legge 14 novembre 1995, n. 481, e dell'art. 43, comma 5, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, volte a promuovere la concorrenza e garantire il buon funzionamento dei mercati mediante un efficace e proporzionato contrasto a condotte sui mercati all'ingrosso dell'energia e del servizio di dispacciamento suscettibili di compromettere la corretta interazione tra domanda e offerta, con effetti negativi sui mercati energetici. Inoltre, preso atto del fatto che l'impianto Brindisi Sud è risultato essenziale per la sicurezza del sistema elettrico per l'anno 2017, l'Autorità, con la delibera 27 ottobre 2016, 609/2016/R/eel, ha, tra l'altro, avviato il processo per l'individuazione del regime di essenzialità da applicare al citato impianto; e ha altresì chiarito che la regolazione sulle risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ex delibera 111/06 rappresenta una forma di regolazione asimmetrica, di cui all'art. 43, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, dato che le offerte attinenti alle menzionate risorse sono soggette a vincoli che limitano il potere dei relativi utenti nel mercato per il servizio di dispacciamento e contribuiscono a determinarne le condizioni competitive.

Con la delibera 28 dicembre 2016, 803/2016/R/eel, l'Autorità, oltre a stabilire l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi di altri impianti di produzione oggetto dei procedimenti ex delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel (impianti San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture e Fiumesanto di EP Produzione), ha disposto il proseguimento dell'istruttoria sull'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dei costi avanzata da Enel Produzione per l'impianto Brindisi Sud, in coordinamento con l'AGCM. Quest'ultima, in seguito alla segnalazione dell'Autorità (delibera 6 settembre 2016, 477/2016/E/eel), aveva nel frattempo avviato un'istruttoria per accertare l'esistenza di una possibile violazione della

normativa antitrust con riferimento alle strategie di offerta dell'impianto Brindisi Sud adottate dal relativo utente del dispacciamento (procedimento A498A).

A seguito di un apposito *market test*, condotto anche con il supporto dell'Autorità, l'AGCM con il provvedimento 26562, ha reso obbligatori gli impegni presentati da Enel Produzione in data 19 aprile 2017 rispetto all'impianto Brindisi Sud, per gli anni 2017-2019. Gli impegni definitivi prevedono, tra l'altro, che:

- qualora l'impianto non sia assoggettato al regime di reintegrazione dei costi ed Enel Produzione consegua ricavi, al netto dei costi variabili riconosciuti, superiori a quanto indicato nel testo degli impegni, Enel Produzione restituisca gli importi eccedenti (c.d. impegno n.1);
- in caso di ammissione al regime di reintegrazione dei costi dell'impianto Brindisi Sud, Enel Produzione limiti volontariamente i costi fissi rilevanti ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione a un importo non superiore a quanto indicato nel testo degli impegni e, in ogni caso, significativamente inferiore rispetto ai costi fissi complessivi dell'impianto definiti secondo i criteri della delibera 111/06 (c.d. impegno n. 3);
- Enel Produzione accetti anche l'eventuale applicazione del regime di reintegrazione a decorrere dall'1 gennaio 2017.

In considerazione dei benefici attesi in termini di contenimento e stabilizzazione del corrispettivo *uplift*, l'Autorità, con la delibera 314/2017/R/eel, ha accolto, limitatamente all'anno 2017, l'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi avanzata da Enel Produzione per l'impianto Brindisi Sud, come integrata dall'impegno n.3 presentato da Enel Produzione all'AGCM nell'ambito degli impegni definitivi. Il citato provvedimento ha inoltre stabilito di:

- ammettere l'impianto Brindisi Sud al regime di reintegrazione dei costi a decorrere dall'1 gennaio 2017 ai fini della determinazione dell'omonimo corrispettivo, in modo tale da includere nel calcolo dello stesso anche il margine di contribuzione che Enel Produzione ha conseguito sul mercato elettrico con il menzionato impianto nell'anno 2017 sino all'entrata in vigore dei vincoli di offerta connessi al regime di reintegrazione ex delibera 111/06;
- applicare il regime di reintegrazione a decorrere dal secondo giorno successivo al giorno di pubblicazione del provvedimento di ammissione per quanto attiene all'applicazione dei vincoli

alle offerte previsti dal menzionato regime, all'implementazione delle attività dipendenti dalla determinazione del costo variabile riconosciuto rilevante ai fini della formulazione delle offerte e al calcolo dei ricavi figurativi sui mercati dell'energia;

- chiudere il procedimento ex delibera 342/2016/E/eel avente ad oggetto l'impianto Brindisi Sud, dato l'assoggettamento (in esito al procedimento medesimo) del citato impianto alla regolazione asimmetrica rappresentata dal regime di reintegrazione dei costi, con un rilevante risparmio rispetto all'applicazione dei criteri ex delibera 111/06, da intendersi a compensazione delle strategie adottate nell'anno 2016 per l'impianto in oggetto ed evidenziate con la stessa delibera 342/2016/E/eel;
- prevedere che, ai fini dell'implementazione dell'impegno n.1 nel biennio 2018-2019, qualora l'impianto non risulti più assoggettato al regime di reintegrazione dei costi, gli eventuali importi eccedenti rispetto al limite indicato negli impegni definitivi siano comunque versati da Enel Produzione a Terna e da quest'ultima destinati alla riduzione dei corrispettivi per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento.

Avendo successivamente Terna indicato l'impianto Brindisi Sud tra gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico anche per l'anno 2018, l'Autorità, con la delibera 28 dicembre 2017, 928/2017/R/eel, ha confermato l'ammissione al regime di reintegrazione dell'impianto anche per il suddetto anno, alla luce del permanere dei benefici netti attesi per i consumatori.

Corrispettivi di reintegro

Con le delibere 14 settembre 2017, 632/2017/R/eel e 633/2017/R/eel, e 19 ottobre 2017, 697/2017/R/eel, l'Autorità ha determinato il corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2014 in relazione, rispettivamente, agli impianti San Quirico di Edison Trading, San Filippo del Mela di A2A Energiefuture e Trapani Turbogas di Uniper Global Commodities. Per quanto attiene agli impianti San Filippo del Mela 150 kV e San Filippo del Mela 220 kV, i ricavi figurativi per assenza di offerte non giustificata da indisponibilità sono stati determinati applicando una ponderazione dei valori dei combustibili basata sui consumi effettivi registrati su base annua. Ciò al fine di ovviare all'ingiustificata sovrastima di detti ricavi che sarebbe derivata nel caso in cui fosse stata adottata la tipica metodologia di ponderazione usata per il calcolo del costo variabile riconosciuto rilevante per la reintegrazione e fondata sui consumi effettivi registrati su base oraria.

Con la delibera 16 novembre 2017, 760/2017/R/eel, l'Autorità ha accolto l'istanza di Ottana Energia di modifica del corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2014 relativo all'impianto Ottana, in quanto volta a considerare, ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione per il medesimo anno, l'ammontare di titoli di efficienza energetica effettivamente conseguito. Con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha inoltre definito il corrispettivo di reintegrazione relativo allo stesso impianto per l'anno 2015, considerando l'impegno assunto ex ante da Ottana Energia, che consisteva nel limitare la richiesta di reintegrazione dei costi fissi di impianto, detratti i relativi ricavi di competenza, a un importo non superiore a una cifra predefinita.

Con la delibera 30 novembre 2017, 797/2017/R/eel, l'Autorità ha stabilito il corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2015 rispetto all'impianto Montemartini di Acea Energia, riducendo i costi fissi rilevanti ai sensi della disciplina di riferimento e in ragione del fatto che il tasso di indisponibilità dell'impianto nel suddetto anno è risultato superiore al tasso medio storico relativo ai tre anni precedenti.

Acconti sui corrispettivi di reintegro

Con la delibera 863/2017/R/eel, l'Autorità ha previsto il riconoscimento di un acconto del corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2016 in relazione agli impianti che, nel medesimo anno, sono stati soggetti all'omonimo regime ex delibera 111/06 (Montemartini di Acea Energia, Assemini e Portoferraio di Enel Produzione e Ottana Biopower di Ottana Energia). L'acconto è stato definito in modo da mantenere un margine di sicurezza per eventuali imprecisioni compiute dagli utenti del dispacciamento interessati nel calcolo del margine di contribuzione e dei costi fissi o da Terna nell'elaborazione dei dati sulle indisponibilità.

Per quanto riguarda l'anno 2017, l'Autorità si è espressa in merito alle istanze di riconoscimento di un acconto semestrale del corrispettivo di reintegrazione con le delibere 2 novembre 2017, 735/2017 /R/eel (impianti Assemini, Porto Empedocle e Portoferraio di Enel Produzione), 10 novembre 2017, 744/2017/R/eel (impianto Brindisi Sud di Enel Produzione), 23 novembre 2017, 779/2017/R/eel (impianto San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture), 30 novembre 2017, 798/2017/R/eel (impianto Fiumesanto di EP Produzione) e 5 dicembre 2017, 843/2017/R/eel (impianto Trapani Turbogas di EP Produzione).

Ai sensi della disciplina dell'essenzialità, per ciascuno dei menzionati impianti, è stato riconosciuto un acconto pari alla differenza tra l'importo risultante dalla somma dei costi variabili del primo semestre dell'anno 2017 con il minor valore tra la stima aggiornata dei costi fissi relativi al medesimo semestre e il 50% della stima dei costi fissi indicata nell'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi, e l'importo dei ricavi riconosciuti del semestre stesso. Nel caso degli impianti oggetto dei procedimenti ex delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel (impianti Brindisi Sud, Fiumesanto e San Filippo del Mela 220 kV), si è altresì considerato il vincolo al riconoscimento dei costi fissi rappresentato dal 50% dell'importo massimo (volontariamente indicato da ciascun utente interessato) dei costi fissi annui riconoscibili per la determinazione del corrispettivo di reintegrazione. Dall'applicazione di detto vincolo è derivato il riconoscimento di un importo del corrispettivo inferiore a quanto richiesto dagli utenti interessati nel caso per gli impianti Brindisi Sud e San Filippo del Mela 220 kV.

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

Nel corso del 2017, con la delibera 12 maggio 2017, 331/2017/R/eel, l'Autorità ha ammesso al regime di reintegrazione l'impianto Rosen 132 kV di Engie Italia per il periodo compreso tra il 15 maggio 2017 (giorno successivo alla data di scadenza della relativa convenzione CIP 6/92) e il 31 dicembre 2017. Ai fini dell'ammissione, il soggetto titolare dell'impianto ha aggiornato l'istanza precedentemente comunicata, in modo da renderla conforme ai criteri che, con la delibera 28 dicembre 2016, 802/2016/R/eel, l'Autorità aveva definito per gestire i casi di impianti – come appunto l'impianto Rosen 132 kV – che generano flussi energetici ulteriori rispetto all'energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale.

L'impianto Centrale elettrica di Capri di Sippic è stato ammesso in forma condizionata al regime di reintegrazione con la delibera 28 giugno 2017, 491/2017/R/eel. Detto impianto è stato dichiarato da Terna singolarmente essenziale per la sicurezza del sistema elettrico a decorrere dalla data di ingresso in esercizio del collegamento 150 kV Capri-Torre Centro e sino all'entrata in operatività del secondo collegamento 150 kV Capri-Sorrento e del riclassamento a 150 kV della rete Sorrento-Vico Equense-Agerola-Lettere. Il completamento dell'insieme degli interventi sopra menzionati è previsto entro l'anno 2022.

Con l'ingresso in esercizio del collegamento 150 kV Capri-Torre Centro, l'attività di produzione svolta da Sippic mediante l'impianto

Centrale elettrica di Capri si trasforma da attività esclusivamente asservita alla gestione verticalmente integrata di un sistema elettrico permanentemente isolato ad attività a servizio di Terna nell'ambito di un sistema elettrico tipicamente interconnesso, ma ancora soggetto a periodi di assetto isolato, in caso di indisponibilità del collegamento. La trasformazione appena descritta richiede una parallela evoluzione della configurazione della regolazione applicata all'attività di produzione svolta da Sippic, così da tener conto del ruolo assunto da detto impianto in termini di risorsa indispensabile per Terna ai fini della sicurezza del sistema elettrico. Anche con questa finalità, la delibera 491/2017/R/eel prevede di:

- assoggettare l'impianto al regime di reintegrazione ex delibera 111/06, accogliendo l'istanza di ammissione pluriennale avanzata da Sippic, così da applicare all'impianto medesimo una disciplina che, rispetto al sistema di integrazione tariffaria storicamente adottato, è concentrata sull'attività di produzione e fondata su criteri che rendono il grado di copertura dei costi dipendente dalle performance dell'impianto e dalla realizzazione ed entrata in operatività degli investimenti;
- fissare i parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione del regime di reintegrazione dei costi;
- dichiarare ammissibili, limitatamente alla parte che attiene all'attività di produzione, gli investimenti sull'impianto volti a migliorare l'affidabilità dello stesso e renderne più sostenibile l'attività sotto il profilo ambientale;
- consentire la formulazione di istanze di acconto del corrispettivo di reintegrazione con cadenze che tengano conto delle specifiche esigenze della gestione finanziaria dell'impianto;
- indicare i criteri per la determinazione del periodo nel quale l'impianto Capri è soggetto alla disciplina di essenzialità ex delibera 111/06;
- escludere che, per il periodo menzionato, l'impianto possa essere remunerato attraverso il sistema di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori, di cui all'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, al fine di evitare che possa beneficiare di una doppia remunerazione.

In particolare, per quanto attiene al periodo di applicazione della disciplina ex delibera 111/06, l'impianto è ammesso al regime di reintegrazione sino al 31 dicembre 2022, a decorrere dal giorno successivo alla data in cui siano soddisfatte un insieme di condizioni,

tra cui: l'entrata in esercizio del collegamento 150 kV Capri-Torre Centro; la stipula del contratto di dispacciamento avente ad oggetto l'impianto Centrale elettrica di Capri; l'adempimento, da parte dell'utente del dispacciamento titolare dell'impianto, degli obblighi previsti dalla normativa sul dispacciamento e dal Codice di rete di Terna; la possibilità che l'impianto possa fornire il servizio per il quale è stato dichiarato essenziale da Terna, rispettando i vincoli previsti dal regime di reintegrazione ex delibera 111/06 e gli altri vincoli cui è soggetto l'impianto medesimo (es. derivanti dalla normativa ambientale).

Con le delibere 27 dicembre 2017, 910/2017/R/eel, 911/2017/R/eel e 912/2017/R/eel, l'Autorità ha accolto le istanze di ammissione al regime di reintegrazione presentate da Enel Produzione per gli impianti Assemini e Portoferraio, con riferimento all'anno 2018, e da Ottana Energia per l'impianto Ottana Biopower, rispetto al biennio 2018-2019. L'Autorità ha valutato positivamente dette istanze in ragione del maggior beneficio atteso per i consumatori nel prevedere che i menzionati impianti siano assoggettati al regime di reintegrazione piuttosto che stabilire che siano espunti dall'elenco degli impianti essenziali e, conseguentemente, liberati dai vincoli di offerta previsti dagli artt. 64 e 65 della delibera 111/06.

Regime ordinario e regime di reintegrazione

Con le delibere 20 aprile 2017, 274/2017/R/eel, 28 giugno 2017, 491/2017/R/eel, 17 ottobre 2017, 688/2017/R/eel, 19 ottobre 2017, 696/2017/R/eel, 30 novembre 2017, 799/2017/R/eel, 27 dicembre 2017, 913/2017/R/eel, l'Autorità ha definito la regolazione attinente al regime ordinario e al regime di reintegrazione dei costi per gli anni 2017 – limitatamente agli impianti Rosen 132 kV e Brindisi Sud – e 2018. Il regime ordinario prevede che l'utente del dispacciamento riceva, per ciascuna unità di produzione, un corrispettivo pari, in ciascuna ora, all'eventuale differenza positiva tra il costo variabile ammesso dall'Autorità e il prezzo del mercato del giorno prima. Il corrispettivo per un impianto essenziale in regime di reintegrazione è invece pari alla differenza tra i costi di produzione ammessi in relazione all'impianto considerato e i ricavi dallo stesso conseguiti dal momento dell'inserimento nell'elenco degli impianti essenziali al termine di validità dell'elenco medesimo.

La delibera 274/2017/R/eel ha ad oggetto i parametri tecnico-economici rilevanti per la determinazione del costo variabile riconosciuto dell'impianto Rosen 132 kV per l'anno 2017. In merito a detti parametri, ai sensi della delibera 6 dicembre 2016, 740/2016/R/

eel, Terna ha formulato una proposta che considera il fatto che il menzionato impianto genera flussi energetici ulteriori rispetto all'energia elettrica immessa nella Rete di trasmissione nazionale e che il titolare dell'impianto (Rosen Rosignano Energia) ha richiesto alcuni adattamenti al fine di tenere conto delle peculiarità tecniche dello stesso. Con la delibera 274/2017/R/eel, l'Autorità ha accolto le istanze di Rosen Rosignano Energia per quanto attiene agli standard di rendimento e di emissione, mentre le ha rigettate rispetto allo standard di smaltimento, per carenza di elementi giustificativi.

Nel corso del 2017, Enel Produzione si è avvalsa della facoltà di richiedere cambiamenti ai parametri per la determinazione del costo variabile riconosciuto delle unità dell'impianto Brindisi Sud, motivando la scelta con l'esigenza di adattare i processi operativi a quanto prescritto in data 28 settembre 2017 dall'Autorità giudiziaria rispetto al medesimo impianto. L'istanza di Enel Produzione è stata accolta con la delibera 688/2017/R/eel, che ha altresì definito la decorrenza dell'efficacia delle modifiche dei parametri ai fini della reintegrazione e della formulazione delle offerte.

Con la delibera 696/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato le proposte di Terna in merito agli standard delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche e alle percentuali standard per la valorizzazione degli sbilanciamenti, per l'anno 2018. Con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, inoltre, ha confermato per l'anno 2018 il tasso di remunerazione del capitale valido per l'anno 2017, compensando l'incremento del tasso derivante dall'aumento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio con una corrispondente riduzione volta a tenere conto dell'accelerazione nel riconoscimento degli acconti del corrispettivo di reintegrazione, resa possibile dall'adozione della delibera 491/2017/R/eel.

I parametri per il calcolo del costo variabile riconosciuto degli impianti indicati nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2018 sono stati approvati con le delibere 799/2017/R/eel (impianti Assemini, Brindisi Sud, Fiumesanto, Montemartini, Ottana Biopower, Porcari, Porto Empedocle, Portoferraio, Rosen 132 kV e San Filippo del Mela) e 913/2017/R/eel (impianto Centrale elettrica di Capri). Con la delibera 799/2017/R/eel, l'Autorità ha altresì approvato, per l'anno 2018, le proposte di Terna sui parametri per l'individuazione dei volumi strettamente necessari a implementare i programmi sotto il profilo tecnico, come modificate – nel caso degli impianti

Fiumesanto e San Filippo del Mela – dalle istanze avanzate, rispettivamente, da EP Produzione e A2A Energiefuture.

Nell'ambito del regime di reintegrazione, infine, la delibera 633/2017/R/eel ha integrato la metodologia di determinazione dei ricavi figurativi dovuti ad assenza di offerte non giustificata da indisponibilità, al fine di evitare che detti ricavi siano sovrastimati nel caso delle unità alimentate da più combustibili. In particolare, per questa fattispecie, la menzionata delibera prevede di:

- confermare – in sede di determinazione del costo variabile convenzionale che l'utente avrebbe sostenuto per il funzionamento dell'unità nel caso in cui essa fosse stata offerta e accettata – l'applicazione della configurazione del costo variabile rilevante per la reintegrazione nel calcolo dei suddetti ricavi figurativi, in quanto, nel caso degli impianti alimentati da più di un combustibile, detta configurazione, a differenza di quella del costo variabile rilevante per la formulazione delle offerte, prevede che la ponderazione per il calcolo della componente combustibile sia basata su dati oggettivi (consumi effettivi invece che consumi attesi);
- effettuare – con riferimento alle ore in cui i consumi effettivi di tutti combustibili risultino nulli – la ponderazione del valore dei combustibili in funzione dei consumi effettivi registrati su base annua.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime alternativo

Il regime alternativo di essenzialità, che è caratterizzato da obblighi

e remunerazione semplificati rispetto ai regimi tipici, prevede la stipula di un contratto, tra Terna e l'utente del dispacciamento titolare degli impianti essenziali, disciplinato dall'art. 65-*bis* della delibera 111/06.

Con la delibera 696/2017/R/eel, l'Autorità ha definito i parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione del regime alternativo alla capacità di produzione essenziale, determinando, per ciascun utente del dispacciamento titolare della stessa (CVA Trading, Enel Produzione, Eni e Isab), le quantità di potenza minima di impegno, il prezzo massimo a salire, il prezzo minimo a scendere e il corrispettivo fisso. Nell'individuazione delle citate quantità, alla luce dei fenomeni evidenziati nell'ambito dei procedimenti ex delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel, sono state adottate ipotesi cautelative in merito alla programmazione attesa in esito ai mercati dell'energia degli impianti di produzione. I valori dei parametri economici (prezzi e corrispettivo fisso) sono stati fissati in funzione della struttura di costo standard di un impianto turbogas a ciclo aperto.

I parametri tecnico-economici per l'applicazione del regime alternativo di essenzialità sono stati aggiornati per Enel Produzione, con la delibera 5 dicembre 2017, 842/2017/R/eel, in quanto il menzionato utente, ai sensi della disciplina vigente, ha manifestato l'intenzione di aderire al regime alternativo soltanto per le quantità di potenza essenziale di una parte degli impianti o di raggruppamenti di impianti indicati nella delibera 696/2017/R/eel.

Infine, con la delibera 21 dicembre 2017, 891/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato le proposte contrattuali avanzate da Terna in relazione agli utenti del dispacciamento che hanno aderito al regime alternativo per l'anno 2018 (CVA Trading, Enel Produzione, Eni e Isab).

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

Nel corso del 2017, l'Autorità ha portato avanti i procedimenti prescrittivi avviati con la delibera 342/2016/E/eel, in esito alle risultanze dell'attività di monitoraggio svolta ai sensi del *Testo Integrato per il monitoraggio del mercato all'ingrosso e del mercato per il servizio di dispacciamento* (TIMM) e riguardante, in particolare, il periodo

compreso tra gennaio 2015 e luglio 2016.

Al completamento della fase istruttoria, che ha visto il coinvolgimento di oltre cento utenti del dispacciamento in prelievo e in immissione, titolari di unità non abilitate a fornire servizi sul Mercato per il servizio del dispacciamento (MSD), l'Autorità ha adottato

più di cento provvedimenti prescrittivi ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera d) della legge 481/95, finalizzati alla restituzione degli importi dai medesimi soggetti indebitamente conseguiti tramite la regolazione economica dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio. In particolare, l'Autorità ha contestato il mancato rispetto dei principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un operatore nell'ambito del servizio di dispacciamento, ai sensi di quanto previsto dall'art. 14, comma 6, della delibera 111/06. Gli importi oggetto dell'intervento prescrittivo andranno a riduzione del corrispettivo *uplift* a beneficio della generalità dei clienti finali, come anticipato nella delibera 14 ottobre 2016, 575/2016/R/eel.

Con i suddetti provvedimenti prescrittivi, è stato inoltre garantito un supplemento di istruttoria agli operatori al fine di consentire la presentazione di ulteriori elementi fattuali utili per rivedere la loro posizione rispetto alle determinazioni della misura prescrittiva.

Nel periodo dicembre 2017- aprile 2018, l'Autorità ha confermato 68 provvedimenti prescrittivi, rivedendo in alcuni casi l'applicazione dell'intervento prescrittivo al fine di tenere conto delle specificità operative che, sulla base della documentazione di dettaglio fornita dai soggetti interessati nonché dell'utilizzo di opportune metodologie statistiche, risultavano aver inciso sulla condotta di programmazione dai medesimi adottata nel periodo di indagine. In assenza dell'invio di tale ulteriore idonea documentazione da parte degli utenti di dispacciamento, alcuni procedimenti si sono conclusi direttamente con la quantificazione e successiva fatturazione da parte di Terna dei conguagli relativi alle partite economiche contestate.

La chiusura dei singoli procedimenti prescrittivi non ha precluso l'avvio di altrettanti procedimenti sanzionatori per violazione della disciplina del dispacciamento.

In 21 casi i procedimenti prescrittivi si sono conclusi invece con un'archiviazione che, in 11 casi, ha anche escluso ogni conseguenza di natura sanzionatoria.

La delibera 342/2016/E/eel aveva anche prospettato l'adozione di

misure di regolazione asimmetrica ai sensi dell'art. 43, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, nei confronti di alcuni utenti del dispacciamento, titolari di unità di produzione abilitate alla presentazione di offerte sull'MSD, che risultavano aver adottato strategie di trattenimento di capacità sullo stesso MSD nel secondo trimestre 2016, costringendo Terna ad accettare offerte di minimo tecnico a prezzi particolarmente elevati.

In seguito alle segnalazioni del GME e di Terna, che avevano evidenziato variazioni nel comportamento di offerta di altri utenti del dispacciamento, con la delibera 459/2016/E/eel, l'Autorità ha avviato nuovi procedimenti individuali nei confronti di tali soggetti. A valle degli approfondimenti svolti, con la delibera 477/2016/E/eel, l'Autorità ha segnalato all'AGCM, ai sensi della normativa nazionale ed europea, la potenziale violazione della disciplina della concorrenza da parte di alcuni utenti del dispacciamento titolari di unità produttive abilitate al mercato per il servizio di dispacciamento. Facendo seguito a tale segnalazione, l'AGCM, in data 29 settembre 2016, ha avviato due istruttorie nei confronti, rispettivamente, delle società Enel Produzione e Sorigenia, per accertare l'esistenza di una possibile violazione dell'art. 3, lettera a), della legge 10 ottobre 1990, n. 287, o dell'art. 102, lettera a), del Trattato sul Funzionamento dell'Unione europea.

Le suddette istruttorie si sono concluse nel mese di maggio 2017 senza l'accertamento dell'illegittimità delle condotte e con l'accettazione, da parte dell'AGCM, degli impegni presentati da Enel Produzione per autolimitare la redditività del proprio impianto di produzione nell'area di Brindisi. Successivamente, l'Autorità, con la delibera 928/2017/R/eel, ha accolto l'istanza di Enel Produzione di ammissione al regime di reintegrazione dei costi relativa all'impianto di Brindisi, per l'anno 2018, in applicazione dell'impegno presentato all'AGCM.

Con i primi provvedimenti prescrittivi in materia di sbilanciamenti non diligenti, l'Autorità, anche al fine di fornire un quadro certo e chiaro a tutti i numerosi operatori coinvolti, ha escluso l'ipotesi di violazione dell'art. 5 del regolamento (UE) 1227/2011 (c.d. REMIT) che aveva formulato in sede di avvio dei procedimenti individuali con la delibera 342/2016/E/eel.

Regolazione tecnica: norme in materia di qualità e output dei servizi di distribuzione e trasmissione

Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel è stato approvato il *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica* per il periodo di regolazione 2016-2023 (TIQE).

In attuazione del TIQE, con la delibera 30 novembre 2017, 793/2017/R/eel, si è chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2016, dei premi e delle penalità relativi alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. In materia di regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni senza preavviso sono stati riconosciuti complessivamente 17,7 milioni di euro di premi al netto delle penalità, così ripartiti:

- penalità pari a 5,3 milioni di euro per la durata delle interruzioni (saldo fra 15,3 milioni di euro di premi e 20,6 milioni di euro di penalità);
- premio pari a 22,9 milioni di euro per il numero di interruzioni (saldo fra 37,6 milioni di euro di premi e 14,7 milioni di euro di penalità).

Nell'ambito del procedimento succitato, gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto cinque verifiche ispettive previste dalla delibera 18 maggio 2017, 339/2017/E/eel. Due verifiche hanno riguardato e-distribuzione, relativamente ai centri di telecontrollo di Brescia e Palermo, mentre altre tre verifiche sono state effettuate presso ASM Voghera, Consorzio elettrico di Storo società cooperativa e Deval. Per ASM Voghera e Deval sono state riscontrate alcune non conformità di sistema, previste dall'Indice di sistema di registrazione (ISR), attestante l'adeguatezza

complessiva del sistema di registrazione), che hanno comportato una diminuzione del premio per gli ambiti sottoposti a verifica. Con la delibera 29 marzo 2018, 179/2018/R/eel, il Consorzio elettrico di Storo società cooperativa, a seguito di verifica ispettiva, è stato escluso dalla regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni senza preavviso per il periodo 2016-2023, e ha ricevuto intimazione ad adeguare il proprio sistema di registrazione delle interruzioni e delle segnalazioni e chiamate telefoniche, nonché a predisporre con urgenza un piano di emergenza conforme alla Guida CEI 0-17 *Linee guida per la predisposizione dei piani di emergenza dei distributori di energia elettrica*.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio 2016, gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto tre verifiche ispettive previste dalla delibera 20 aprile 2017, 260/2017/E/eel, nei confronti di imprese distributrici che non partecipano della regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni senza preavviso. Per il Consorzio elettrico industriale di Stenico con la delibera 8 giugno 2017, 408/2017/E/eel, e per l'Azienda elettrica comunale di Vipiteno con la delibera 22 giugno 2017, 448/2017/E/eel, sono state determinate penalità in quanto sono state riscontrate alcune non conformità previste dall'indice di sistema di registrazione ISR. Si conferma la difficoltà delle imprese distributrici di minore dimensione nell'assicurare la corretta registrazione delle interruzioni del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Sempre con la delibera 793/2017/R/eel sono stati assegnati premi, pari a 42.000 euro, relativi alla regolazione incentivante le funzionalità innovative delle reti di distribuzione nelle aree a elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile (osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse

sulle reti MT e regolazione di tensione delle reti di distribuzione MT).

Con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2016, l'Autorità ha pubblicato nel marzo 2018 la quinta graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni, disponibile nel sito internet dell'Autorità. Dai dati pubblicati si conferma che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio si collocano prevalentemente nel Nord Italia, in aree urbane, e sono serviti da imprese di distribuzione con la maggior parte di rete interrata. Anche per i clienti industriali in media tensione i dati evidenziano che il minor numero di interruzioni si verifica nelle province del Nord Italia. Resta invariato l'impegno dell'Autorità nel promuovere con molteplici iniziative, anche di natura incentivante, la riduzione del divario tra i livelli di qualità del servizio elettrico del Nord Italia e quelli del Sud Italia.

Con la delibera 14 dicembre 2017, 861/2017/R/eel, sono stati apportati aggiornamenti al TIQE:

- per effetto dell'aumento dell'intensità e della frequenza di accadimento di eventi meteorologici severi e di vasta estensione, è stata introdotta la possibilità per le imprese distributrici, con vantaggi più evidenti per quelle di minori dimensioni, di richiedere al Fondo per eventi eccezionali l'anticipo delle somme da corrispondere agli utenti BT e MT in indennizzi automatici per interruzioni di lunga durata dovute a forza maggiore, a condizione che tali somme superino il 15% dei ricavi riconosciuti annualmente per l'attività di distribuzione; in assenza dell'aggiornamento la regolazione avrebbe potuto comportare rilevanti esposizioni finanziarie per le imprese, dal momento che prescriveva dapprima il pagamento degli indennizzi automatici agli utenti BT e MT e solo successivamente la possibilità di richiedere il reintegro al Fondo per Eventi Eccezionali;
- ai fini del computo dei tempi di esecuzione delle prestazioni soggette a livelli specifici e generali di qualità commerciale del servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica sono stati esclusi il giorno della richiesta da parte dell'utente e il giorno del Santo Patrono.

Resilienza del sistema elettrico

Nel 2017 è continuata l'azione dell'Autorità finalizzata a promuovere

l'incremento della resilienza delle reti elettriche. La resilienza delle reti elettriche è rappresentabile attraverso due caratteristiche tra loro complementari: la capacità del sistema elettrico di resistere alle sollecitazioni meccaniche, strettamente dipendente dai limiti di progetto e dal tipo di avversità meteorologica (cosiddetta tenuta alle sollecitazioni), e la capacità del sistema elettrico di riportarsi, dopo il verificarsi di interruzioni, in uno stato di funzionamento accettabile, anche con interventi provvisori (c.d. ripristino). Il Tavolo resilienza, istituito nel 2016 e coordinato dagli Uffici dell'Autorità, ha ulteriormente approfondito le metodologie applicabili dagli operatori di rete mirate a individuare le parti più a rischio delle reti elettriche in relazione ai diversi fenomeni meteorologici avversi, quali i manicotti di ghiaccio sulle linee aeree in conduttori nudi, la caduta di alberi ad alto fusto, siti al di fuori della fascia di rispetto sulle linee aeree a causa del peso eccessivo della neve, gli allagamenti e le inondazioni per precipitazioni intense nelle cabine di trasformazione della rete interrata, ecc. (c.d. fattori di rischio). Da inizio 2018, nell'ambito del Tavolo resilienza, sono stati costituiti alcuni sottogruppi di lavoro, coordinati dagli operatori, per le analisi dei diversi fattori di rischio. Con la delibera 9 marzo 2017, 127/2017/R/eel, sono state introdotte nuove disposizioni per gli operatori di rete (in vigore dall'1 ottobre 2017) aventi l'obiettivo di accelerare il ripristino del servizio di distribuzione dell'energia elettrica nei casi di emergenza dovuti a fenomeni meteorologici avversi. Tale delibera:

- sancisce il principio per cui la responsabilità delle interruzioni di lunga durata, seppur innescate da cause di forza maggiore, diventa a carico degli operatori di rete oltre 72 ore dall'inizio dell'interruzione;
- prevede indennizzi automatici per i consumatori sino al decimo giorno di interruzione, triplicandone l'ammontare massimo rispetto alla situazione vigente sino al 30 settembre 2017.

Nella prima parte del 2017 Terna e i principali distributori hanno elaborato e trasmesso all'Autorità una versione preliminare dei Piani di lavoro finalizzati all'individuazione delle parti più deboli della rete di distribuzione, in applicazione delle Linee guida approvate con la determina della Direzione Infrastrutture del 7 marzo 2017, n. 2/2017. L'esame di tali Piani ha consentito all'Autorità di sviluppare il documento per la consultazione 21 settembre 2017, 645/2017/R/eel, nel quale sono stati sviluppati orientamenti, principalmente rivolti al settore della distribuzione, in tema di:

- incentivazione reputazionale, per dare maggiore impulso alla

fase di pianificazione e pubblicazione degli interventi di incremento della resilienza delle reti elettriche e, per le imprese distributrici di maggiori dimensioni, per stimolare un graduale passaggio dagli attuali Piani di sviluppo a Piani integrati di distribuzione;

- incentivazione economica per l'incremento della tenuta delle reti alle sollecitazioni causate da fenomeni meteorologici avversi;
- incentivazione economica per migliorare l'efficacia del ripristino della fornitura in seguito a disalimentazioni causate da fenomeni meteorologici avversi.

In esito parziale al documento per la consultazione 645/2017/R/eel, con la delibera 25 gennaio 2018, 31/2018/R/eel, sono state approvate le *Direttive per l'integrazione di sezioni relative alla resilienza del sistema elettrico nei piani di sviluppo delle imprese distributrici*. Tali direttive riguardano l'incentivazione reputazionale e sono al momento riferibili al solo aspetto della resilienza concernente la tenuta delle reti alle sollecitazioni meccaniche; le direttive, tuttavia, pongono le basi per il futuro sviluppo della regolazione riguardante il ripristino della fornitura e l'incentivazione economica. La delibera 31/2018/R/eel, che ha aggiornato il TIQE, ha introdotto obblighi di predisposizione dei Piani per la resilienza per tutte le imprese distributrici, e di integrazione dei Piani di sviluppo con sezioni dedicate all'incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica per le principali imprese distributrici. Il Piano per la resilienza deve:

- avere un orizzonte almeno triennale;
- essere elaborato in modo coordinato con Terna e con le imprese distributrici interconnesse e sottese;
- includere gli interventi per contenere il rischio di disalimentazione a fronte dei principali fattori di rischio che possono avere impatto sulla propria rete di distribuzione.

Per le sole principali imprese distributrici, tale obbligo è soddisfatto costituendo un'apposita sezione dedicata all'incremento della resilienza all'interno del Piano di sviluppo della rete di distribuzione. Per principali imprese distributrici si intendono:

- dal 2018, le imprese distributrici con più di 300.000 utenti;
- dal 2019, con facoltà di anticipare al 2018, le imprese distributrici soggette all'obbligo di pubblicazione del proprio piano di sviluppo ai sensi del TICA, in sostanza quelle con più di 100.000 utenti;

- dal 2020, con facoltà di anticipare al 2018 o al 2019, anche le imprese distributrici con meno di 100.000 utenti direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale.

L'apposita sezione del Piano di sviluppo della rete di distribuzione dedicata all'incremento della resilienza, corredata di specifiche informazioni su ciascun intervento o raggruppamento di interventi, deve essere pubblicata sul sito internet di ciascuna "principale impresa distributtrice" entro il 30 giugno di ciascun anno (con avanzamento al 31 dicembre dell'anno precedente l'orizzonte del piano).

Nuovo meccanismo di regolazione output-based dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica: le interruzioni programmate

Con la delibera 6 ottobre 2016, 549/2016/R/eel, che ha aggiornato il TIQE, è stata approvata la *Regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica*.

In attuazione del TIQE, con la delibera 7 settembre 2017, 612/2017/R/eel, sono stati pubblicati i livelli di partenza e i livelli obiettivo, per il periodo 2017-2019, per gli ambiti territoriali ammessi al meccanismo sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso.

Aggiornamento della regolazione della qualità della tensione

Tra le finalità della regolazione della qualità della tensione vi sono quelle di assicurare un livello adeguato di qualità della tensione, di ridurre le differenze di prestazione tra le reti di distribuzione di energia elettrica sul territorio nazionale e di disporre di indicatori di qualità affidabili, comparabili e verificabili, al fine di consentire una adeguata informazione agli utenti interessati dai disturbi di qualità della tensione.

Sinora il parametro di qualità di tensione oggetto di maggiore attenzione da parte dell'Autorità è il buco di tensione. A seguito di precedenti disposizioni dell'Autorità, attualmente tutte le semisbarre MT delle cabine primarie della distribuzione sono equipaggiate con apparecchiature in grado di registrare i buchi di tensione che interessano le forniture MT a esse sottese. Tali buchi di tensione possono avere origine sulla rete MT o sulla rete AT. Con la delibera 861/2017/R/eel è stato aggiornato il TIQE, e in particolare:

- è stata fissata al 30 settembre di ogni anno la data entro la quale le imprese distributrici devono comunicare ai propri utenti MT i dati relativi ai buchi di tensione che li hanno interessati nell'anno precedente;
- è stato disposto che l'informazione relativa all'origine dei buchi di tensione, seppur oggetto di registrazione, non debba essere comunicata agli utenti MT.

Infine, con la determina 12/2017 la Direzione Infrastrutture ha approvato nuove disposizioni in materia di registrazione e trasmissione all'Autorità dei dati relativi ai buchi di tensione rilevati dalle imprese distributrici alle semisbarre MT di cabina primaria.

Qualità e output del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Con la delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, è stato approvato il *Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica* per il periodo di regolazione 2016-2023 (TIQ.TRA) che 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, calcolato su base nazionale.

Gli Uffici dell'Autorità, con la collaborazione della Guardia di Finanza, hanno svolto una verifica ispettiva nei confronti di Terna, ai sensi della delibera 21 settembre 2017, 641/2017/E/eel, avente ad oggetto i dati di continuità del servizio di trasmissione dell'anno 2016. Con la delibera 21 dicembre 2017, 881/2017/R/eel, sono stati determinati i premi relativi alla regolazione della energia non servita di riferimento per l'anno 2016, pari a 25,6 milioni di euro.

Con la delibera 14 dicembre 2017, 856/2017/R/eel:

- è stato modificato il TIQ.TRA, prevedendo che gli obblighi di pubblicazione da parte di Terna dei valori minimo e massimo della tensione efficace attesa e della tensione effettiva si riferiscano alle imprese distributrici (cabine primarie) e ai clienti finali AAT o AT connessi alla rete rilevante;
- è stato aggiornato l'Allegato A alla delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel, che definisce i requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale e per le relative analisi dei costi e dei benefici;
- è stata modificata la delibera 06/111 per aspetti correlati al documento di descrizione degli scenari del piano decennale di sviluppo che, come disciplinato dalle delibere 2016/627/R/eel e 28 settembre 2017, 654/2017/R/eel, è stato pubblicato da Terna per la prima volta a fine gennaio 2018;
- con riferimento al Codice di rete di Terna, sono stati verificati positivamente il Capitolo 11, riguardante la qualità del servizio di trasmissione, e il Capitolo 2 e l'Allegato A.74, riguardante gli aspetti di dettaglio della nuova metodologia di analisi costi benefici. Tale allegato riflette le disposizioni della delibera 627/2016/R/eel, che prevede due specifici indicatori relativi alla variazione di resilienza del sistema elettrico, valutati e quantificati da Terna come differenziale "con" e "senza" un intervento di sviluppo della rete di trasmissione.

Con la delibera 15 marzo 2018, 151/2018/R/eel, è stato verificato positivamente l'Allegato A55 al Codice di rete Terna in materia di caratteristiche della tensione sulla rete di trasmissione nazionale. L'Autorità ha delineato, già a partire dal proprio Quadro strategico 2015-2018, la fase di transizione dalla regolazione *input-based* (adottata fino al quarto periodo di regolazione, 2012-2015) a una regolazione maggiormente focalizzata agli *output* del servizio di trasmissione, ulteriori rispetto alla regolazione dell'affidabilità già avviata nei precedenti periodi regolatori. Per l'attuale semiperiodo di regolazione (2016-2019), l'Autorità ha perciò previsto con le delibere 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel e 654/2015/R/eel:

- una regolazione incentivante transitoria *input-based* ai sensi del citato art. 20 del TIT e una regolazione incentivante l'efficienza degli investimenti oggetto di tale incentivazione transitoria *input-based* ai sensi dell'art. 21 del TIT (si veda più oltre la sezione dedicata alle tariffe di trasmissione);
- la progressiva definizione di nuovi strumenti di regolazione incentivante focalizzati sugli output, che ha trovato successiva attuazione nel corso del 2017 e dei primi mesi del 2018.

In merito all'ultimo punto, l'Autorità ha svolto una consultazione nell'estate 2017 (20 luglio 2017, 542/2017/R/eel) e successivamente adottato due deliberazioni (21 dicembre 2017, 884/2017/R/eel e 8 marzo 2018, 129/2018/R/eel), trattando complessivamente cinque aspetti:

- incentivi di breve termine ad alcuni strumenti propedeutici

necessari alla definizione e misurazione dell'utilità per il sistema (applicazione di "CBA 2.0" e definizione di Capacità obiettivo) e alla regolazione incentivante *output-based*;

- incentivo per il gestore del sistema di trasmissione a ottenere contributi *Connecting Europe Facility* per il finanziamento degli interventi di sviluppo;
- adattamenti per i meccanismi incentivanti riguardanti i progetti infrastrutturali con rischi elevati;
- incentivi alla realizzazione di capacità di trasporto addizionale tra zone e alle frontiere;
- orientamenti iniziali per incentivi all'efficienza nel servizio di dispacciamento, che si sono successivamente evoluti in incentivi alla realizzazione di capacità di trasporto per sviluppi di rete diversi da quelli "interzonal" del punto precedente.

Relativamente agli strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*, Terna ha titolo a ricevere un premio annuale nella misura massima di 1,5 milioni di euro l'anno per ciascun anno dal 2017 al 2019, qualora le attività disposte dall'Autorità al comma 39.1 del TIQ.TRA siano effettuate con la dovuta qualità e nel rispetto delle tempistiche previste. Nella definizione del meccanismo premiante, l'Autorità ha inoltre definito criteri generali di qualità e l'effettuazione di verifiche esterne indipendenti, con due modalità: *model-based*, con incarichi a società che utilizzano modelli di mercato e di rete per la replica delle simulazioni svolte da Terna, ed *expert-based*, con incarichi a esperti individuali o società/enti che fornirebbero una valutazione sulla base dell'esperienza e delle evidenze emerse dagli esiti dei mercati e dell'esercizio del sistema elettrico e dalle simulazioni sul comportamento atteso, senza necessariamente utilizzare tutti i tool di simulazione di mercato e di rete.

Relativamente all'incentivo a ottenere contributi *Connecting Europe Facility* a riduzione degli impatti tariffari per gli utenti della rete, Terna ha titolo a ricevere, per il 2018 e per il 2019, un'integrazione del costo riconosciuto in caso di ottenimento di contributi al finanziamento degli interventi di trasmissione. L'integrazione è commisurata al contributo *Connecting Europe Facility* ricevuto ed è

da una parte limitata a un valore massimo, e dall'altra richiede che il contributo superi una soglia iniziale (30 milioni di euro) sotto la quale l'incentivo non è applicabile.

Relativamente ai meccanismi incentivanti riguardanti i progetti infrastrutturali con rischi elevati, l'Autorità ha disposto un percorso semplificato di preparazione, consultazione e analisi delle istanze applicabile ai progetti di trasmissione con durata di costruzione superiore a 3 anni e con un rapporto benefici / costi superiore a 1,5, qualora Terna si limiti a richiedere la remunerazione delle immobilizzazioni in corso a un tasso di remunerazione calcolato secondo l'ipotesi 80% capitale di debito e 20% capitale proprio.

Relativamente ai meccanismi incentivanti la realizzazione di capacità di trasporto addizionale tra zone e alle frontiere, l'Autorità ha previsto che Terna, nel periodo 2019 - 2023, abbia titolo a ricevere un premio in caso di realizzazione di capacità di trasporto addizionale rispetto alla capacità dell'anno precedente, per le sezioni tra zone della rete rilevante e alle sezioni di rete con i sistemi elettrici confinanti. I premi sono determinati limitatamente alla "capacità di trasporto obiettivo" per ciascuna sezione di rete e in proporzione alla capacità effettivamente realizzata e messa a disposizione del mercato. I premi sono valorizzati in parte come percentuale delle congestioni effettivamente registrate negli anni 2016 e 2017 e in parte come percentuale del beneficio annuale atteso nel mercato del giorno prima. I premi complessivi sono limitati alla misura massima di 150 milioni di euro nel periodo quinquennale 2019-2023.

Relativamente ai meccanismi incentivanti la realizzazione di ulteriore capacità di trasporto (sviluppi di rete finalizzati alla risoluzione delle congestioni all'interno delle zone, dei vincoli di rete per regolazione di tensione e delle condizioni di essenzialità), l'Autorità ha previsto che per la valorizzazione dei relativi premi siano valutati gli output da essi derivanti tenendo conto dei benefici netti attesi determinati ai sensi dell'Allegato A alla delibera 627/2016/R/eel e della variazione, in riduzione, dei costi di dispacciamento imputabile a tali interventi.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

L'Autorità, con delibera 654/2015/R/eel ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 con efficacia dal 1 gennaio 2016.

La durata del periodo regolatorio è stata articolata in due sotto periodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023). Con riferimento all'NPR1 è prevista la definizione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e di schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per i costi di capitale, in sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione. Relativamente all'NPR2 è prevista invece l'adozione, in via evolutiva, di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio c.d. *totex*), come dettagliato nel seguito.

Applicazione dell'approccio totex nel settore elettrico

Con il documento per la consultazione 12 ottobre 2017, 2017/683/R/eel, l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti per la definizione del piano di attività per l'introduzione di un nuovo approccio di regolazione incentivante basato sul controllo complessivo della spesa e sulla valutazione di business plan proposti dagli operatori di rete in relazione alla domanda prevista, alle esigenze di sviluppo del sistema e agli output attesi in relazione ai servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico; l'approccio *totex*. Nel documento sono state sviluppate considerazioni sullo sviluppo di modelli di regolazione basati sull'approccio *totex*, con particolare attenzione alle finalità connesse all'introduzione di tali modelli, e sono state descritte le principali caratteristiche di tale approccio, orientato a una più marcata integrazione tra la regolazione tariffaria, la regolazione della continuità e qualità del servizio e il supporto dell'innovazione, secondo logiche output based:

- focalizzazione sulla spesa totale, con il superamento dell'attuale regime, che considera separatamente i costi operativi e gli investimenti;
- orientamento *forward-looking*;
- applicazione di menu di regolazione.

Per lo sviluppo dell'approccio *totex* l'Autorità, nella prospettiva di rendere coerenti gli incentivi forniti dalla regolazione tariffaria con gli obiettivi di maggiore selettività negli investimenti e seguendo l'esempio delle *best practice* regolatorie internazionali, ha ritenuto di definire un piano di attività che si sviluppa in un orizzonte pluriennale, prevedendo specifiche fasi di ricognizione, consultazione e la creazione di gruppi di lavoro *ad hoc*.

Il documento 683/2017/R/eel individua anche le principali aree di approfondimento tematico propedeutiche allo sviluppo di un approccio *totex*, che riguardano:

- il *business plan*. Le imprese sottopongono ai regolatori i propri *business plan*, nei quali sono tenute a spiegare al regolatore le loro valutazioni sulla domanda del servizio da esse fornito, sulla base delle quali vengono formulate le scelte di investimento, a precisare gli obiettivi perseguiti e a dimostrare di adottare le soluzioni più efficienti per raggiungere tali obiettivi. Tali attività sono integrate dal processo di discussione pubblica, in cui le imprese acquisiscono il punto di vista degli *stakeholder* mediante sessioni pubbliche di discussione dei piani;
- il *cost assessment*. Il regolatore deve sviluppare strumenti di analisi volti a verificare criticamente le previsioni di spesa formulate dalle imprese, con stima di una *baseline* di costo;
- gli incentivi. Il regolatore combina incentivi all'efficienza e alla qualità del servizio, al fine di orientare il comportamento delle imprese;
- la gestione delle incertezze e controllo dell'avanzamento. Il regolatore deve sviluppare un sistema di controllo delle performance, fisiche ed economiche.

Nel documento 683/2017/R/eel sono stati infine individuati i primi

elementi e le tempistiche per il Piano di attività, indicando per ciascuna fase di sviluppo del Piano gli obiettivi, gli strumenti e i principali output.

La prima fase di sviluppo del Piano ha l'obiettivo di allineare le aspettative e le conoscenze di operatori e stakeholder rispetto ai contenuti della riforma. A questa segue una fase di data gap analysis che coinvolge direttamente l'Autorità e gli operatori e ha la finalità di individuare quali sono le esigenze informative necessarie per lo sviluppo dell'approccio totex. Segue, poi, la fase di individuazione e definizione dei criteri di regolazione, che saranno adottati dall'entrata in vigore dell'approccio totex. In seguito è prevista la fase di attuazione, con la presentazione, analisi e approvazione dei business plan. A completamento vi è la fase di sviluppo reportistica per controllo e monitoraggio attuazione business plan. Con riferimento all'ambito di applicazione, nel documento si intende valutare la possibilità di prevedere, per il quinto periodo di regolazione, l'applicazione dell'approccio totex al gestore di trasmissione nazionale e, in relazione al servizio di distribuzione, di garantire un'ampia copertura del territorio nazionale pur limitando il numero di soggetti interessati.

Incentivazione transitoria degli investimenti nella RTN

L'articolo 20 del TIT 2016-2019 (Allegato A della delibera 654/2015/R/eel) definisce un meccanismo di incentivazione transitoria per il periodo 2016-2019 per lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione elettrica che, entro un limite massimo pari al costo stimato e con vincoli sui tempi di entrata in esercizio, prevede il riconoscimento di una maggiorazione del tasso di remunerazione pari all'1% per 12 anni alle opere di sviluppo O-NPR1 di cui al comma 20.3 del TIT e alle opere che compongono gli interventi di sviluppo I-NPR1 di cui al comma 20.4 del TIT.

L'Autorità, ai sensi del sopra citato articolo del TIT, con delibera 3 agosto 2017, 579/2017/R/eel, ha approvato e pubblicato la lista delle opere di sviluppo O-NPR1 di cui all'art. 20, comma 3, del TIT, e la lista di opere che compongono gli interventi di sviluppo I-NPR1 di cui all'art. 20, commi 4 e 6, del TIT, unitamente alle date obiettivo di entrata in esercizio delle opere e al costo massimo ammesso al meccanismo incentivante di ciascuna opera O-NPR1 e di ciascuna opera componente un intervento I-NPR1.

In particolare, l'Autorità ha definito l'incentivazione alla realizzazione nel periodo 2016-2019 di:

- 27 opere che compongono gli interventi di sviluppo I-NPR1, con un costo stimato complessivo di 537 milioni di euro;
- 42 opere di sviluppo O-NPR1, con un costo stimato complessivo di 332 milioni di euro.

Inoltre, l'articolo 21 del TIT prevede un meccanismo correttivo per l'efficienza dell'incentivazione transitoria delle opere di sviluppo della rete di trasmissione (O-NPR1 e I-NPR1) per il periodo 2016-2019, in base al quale, nel caso in cui il costo consuntivato a valle dell'entrata in esercizio sia inferiore al costo stimato, al gestore del sistema di trasmissione è riconosciuto un premio pari al 20% della differenza tra il costo stimato e il costo consuntivato.

Con la delibera 881/2017/R/eel l'Autorità ha determinato, per la prima volta, i premi per l'efficienza definiti dal succitato articolo 21 del TIT. A seguito dell'entrata in esercizio di 11 opere nel corso del 2016, l'Autorità ha previsto il completamento della consuntivazione per quattro opere a seguito del compimento di lavori accessori e delle relative comunicazioni da parte di Terna all'Autorità. Negli altri casi, per tre opere il costo consuntivato è risultato inferiore alle stime. L'Autorità ha quindi determinato un premio per Terna pari a circa 114 mila euro.

Tariffe per il servizio di trasmissione

L'Autorità, con delibera 21 dicembre 2017, 883/2017/R/eel, ha determinato le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2018, approvando le proposte tariffarie presentate dal gestore del sistema di trasmissione relative all'aggiornamento dei ricavi di riferimento a copertura dei costi afferenti all'attività di trasmissione e dei costi sostenuti per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento. Ai fini della determinazione delle tariffe di trasmissione per l'anno 2018, l'Autorità ha ritenuto opportuno, tra l'altro, riconoscere, a valere sulle tariffe di trasmissione per l'anno 2018, la maggiorazione del tasso di remunerazione sugli investimenti relativi alle opere I-NPR1 e O-NPR1 approvati con delibera 3 agosto 2017, 579/2017/R/eel, entrati in esercizio nell'anno 2016.

Tariffe per i servizi di distribuzione e misura

Nell'NPR1 relativamente ai servizi di distribuzione e misura

dell'energia elettrica l'Autorità, con la delibera 654/2015/R/eel, al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni, ha introdotto modalità differenziate di riconoscimento dei costi di capitale, tra le imprese che hanno oltre 100.000 punti di prelievo connessi alle proprie reti e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia.

Per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo, è prevista una stretta continuità metodologica con i criteri adottati nel periodo di regolazione 2012-2015, sia sotto il profilo della determinazione dei costi operativi sia sotto il profilo dei costi di capitale (regime tariffario individuale).

Una delle principali novità rispetto al periodo regolatorio riguarda la compensazione degli effetti finanziari del *regulatory lag* nel riconoscimento alle imprese distributrici dei nuovi investimenti. Dall'anno 2016 infatti è previsto che nel riconoscimento tariffario si includa il valore degli investimenti dell'anno $n-1$ rispetto all'anno di applicazione della tariffa. Tale meccanismo implica che le determinazioni tariffarie effettuate nell'anno t a cui si riferiscono le tariffe di riferimento siano provvisorie, non essendo ancora disponibili i valori a consuntivo degli investimenti effettuati dalle imprese nell'anno $t-1$. Le tariffe di riferimento vengono conseguentemente approvate in via definitiva solo l'anno successivo quando il valore degli investimenti oggetto di riconoscimento tariffario è disponibile a consuntivo.

Relativamente alle imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo, per la determinazione delle tariffe di riferimento è previsto invece che vengano definiti meccanismi di riconoscimento dei costi basati su criteri parametrici con riferimento sia al servizio di distribuzione sia al servizio di misura.

È peraltro previsto, in continuità con il precedente periodo di regolazione, 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 distributrice.

Coerentemente con il quadro normativo sopra richiamato, con la delibera 21 dicembre 2017, 882/2017/R/eel, e con la delibera 27 dicembre 2017, 907/2017/R/eel, sono state approvate le tariffe obbligatorie relative al servizio di distribuzione e misura per l'anno 2018 per i clienti non domestici e domestici.

Con riferimento alle imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, con le delibere 24 marzo 2017, 188/2017/R/eel e 30 marzo

2017, 199/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive per il servizio di distribuzione (inclusa la commercializzazione) e per il servizio di misura relative all'anno 2016. Con le delibere 286/2017/R/eel e 287/2017/R/eel del 28 aprile 2017 sono state determinate in via provvisoria le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura per l'anno 2017. Infine con le delibere 15 marzo 2018, 150/2018/R/eel e 29 marzo 2018, 174/2018/R/eel, sono state determinate in via definitiva le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione e misura per l'anno 2017, mentre con le delibere 29 marzo 2018, 175/2018/R/eel e 176/2018/R/eel sono state determinate in via provvisoria le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura per l'anno 2018.

Il procedimento per la definizione dei criteri di riconoscimento tariffario per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo è stato avviato con delibera 9 ottobre 2014, 483/2017/R/eel.

Nel documento per la consultazione 21 luglio 2016, 428/2016/R/eel, sono state delineate le prime ipotesi dell'Autorità in materia di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo

L'art. 1, comma 92, della legge 4 agosto 2017 n. 124 ha modificato l'art. 38 del decreto legislativo n.93/11 prevedendo che l'Autorità adegui i propri provvedimenti in materia di obblighi di separazione funzionale, stabilendo altresì che, per le imprese distributrici di energia elettrica che servono meno di 25.000 punti di prelievo (a esclusione delle imprese beneficiarie di integrazioni tariffarie ai sensi dell'art. 7 della legge 10/91) le modalità di riconoscimento dei costi per le attività e di distribuzione e di misura dell'energia elettrica siano basate su logiche parametriche, che tengano conto anche della densità dell'utenza servita, nel rispetto dei principi generali di efficienza ed economicità e con l'obiettivo di garantire la semplificazione della regolazione e la riduzione dei connessi oneri amministrativi.

Alla luce delle disposizioni della legge 124/2017 il procedimento per la definizione dei criteri di riconoscimento tariffario per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo si è tramutato nel procedimento per adeguare i criteri di regolazione tariffaria per le imprese di minori dimensioni alle disposizioni della normativa primaria.

Di conseguenza, l'Autorità ha emanato un documento per la consultazione – 3 agosto 2017, 580/2017/R/eel – nel quale sono

stati illustrati ulteriori orientamenti in relazione al riconoscimento parametrico dei costi e i primi orientamenti in materia di promozione delle aggregazioni, perimetrando l'applicazione del regime parametrico, in coerenza con le disposizioni introdotte dalla legge 124/2017, alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo. La suddetta consultazione ha ipotizzato che il regime parametrico dei costi venga introdotto a partire dall'anno 2017 con un meccanismo di gradualità fino al 2019. Sono rimandati a un successivo documento per la consultazione gli esiti delle analisi in corso per la definizione delle variabili esogene da tenere in considerazione nella determinazione delle tariffe parametriche.

Con il documento per la consultazione 1 marzo 2018, 104/2018/R/eel, l'Autorità ha illustrato l'esito delle analisi suddette e gli orientamenti finali per la definizione parametrica dei costi per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo. In considerazione delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati alla consultazione, con riferimento al servizio di distribuzione, l'Autorità ha previsto l'introduzione del regime parametrico dei costi a partire dall'anno 2018 con un meccanismo di gradualità fino all'anno 2023 e una fase di verifica ed eventuale aggiustamento del meccanismo dopo i primi tre anni di applicazione.

Nel documento è stato inoltre proposto di applicare il regime parametrico di riconoscimento dei costi per il servizio di misura a partire dall'anno 2018 senza meccanismo di gradualità.

Con la delibera 11 aprile 2018, 237/2018/R/eel, sono stati approvati i criteri di riconoscimento dei costi relativi ai servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo. Con essa, l'Autorità ha previsto che, ai fini del riconoscimento dei costi per i servizi di distribuzione e di misura delle imprese che servono almeno 20.000 e fino a 100.000 punti di prelievo si applichi il regime tariffario individuale analogamente alle imprese di maggiore dimensione.

Per le imprese che servono fino a 25.000 punti di prelievo, in accoglimento di alcune osservazioni raccolte nell'ambito della consultazione, la delibera 237/2018/R/eel prevede l'applicazione del regime tariffario individuale per gli anni 2016 e 2017 e l'introduzione del regime parametrico a partire dall'anno 2018 con una prima revisione del meccanismo dopo i primi 3 anni di applicazione. Relativamente al servizio di distribuzione inoltre, la delibera prevede che l'introduzione del regime parametrico sia accompagnata da un meccanismo di gradualità fino all'anno 2023.

Altre attività relative al servizio di misura

Come indicato nel paragrafo relativo alle tariffe per la connessione e l'accesso alle reti della Relazione annuale del 2017, in esito alla delibera 10 novembre 2016, 646/2016/R/eel, con cui l'Autorità ha definito i criteri di riconoscimento dei costi per la messa in servizio dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G), e-distribuzione ha presentato il proprio piano di messa in servizio e pertanto sono state avviate le attività, da un lato, di consultazione pubblica dei soggetti interessati da parte di e-distribuzione e, dall'altro, di valutazione del piano, dell'impatto tariffario e delle osservazioni emerse dalla consultazione da parte dell'Autorità.

A conclusione dell'iter istruttorio svolto, con la delibera 6 aprile 2017, 222/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato il piano predisposto da e-distribuzione con riferimento al quindicennio 2017-2031, fissandone la data di avvio al 1 gennaio 2017. La spesa di capitale complessiva prevista è risultata compatibile con la sostanziale invarianza delle tariffe del servizio di misura per i clienti finali. La delibera 222/2017/R/eel ha tenuto conto degli esiti del processo di consultazione pubblica del piano di e-distribuzione e degli impegni aggiuntivi assunti da e-distribuzione in esito a tale procedura. Nell'approvazione del piano, l'Autorità ha ritenuto opportuno individuare ulteriori condizioni specifiche, a tutela dei clienti finali e dell'efficienza del servizio. In particolare:

- con riferimento alla visualizzazione sul display del misuratore 2G delle letture di sostituzione, l'obbligo di visualizzare anche le letture dei totalizzatori del mese precedente e di mantenere visibili tali letture per almeno 18 mesi dalla data di sostituzione del misuratore;
- con riferimento alle verifiche, l'obbligo di rendere comunque disponibile al cliente finale per 15 giorni la possibilità di richiedere la verifica della lettura di sostituzione;
- con riferimento alla comunicazione diretta dei dati dal misuratore al cliente finale, attraverso appositi dispositivi (c.d. *Chain 2*), nell'ambito dell'impegno assunto da e-distribuzione di monitorarne l'effettivo funzionamento in campo, l'Autorità ha previsto l'obbligo di includere nel monitoraggio anche interventi per verifiche presso i clienti di eventuali casi di interferenze sulla comunicazione tra misuratore e dispositivo di utenza.

La delibera 222/2017/R/eel ha definito i livelli complessivi di spesa di capitale, nell'orizzonte del piano approvato (15 anni) cui si applicano

i meccanismi incentivanti previsti dalla delibera 646/2016/R/eel. In considerazione della ancora limitata disponibilità dei servizi della *Chain 2*, sono stati neutralizzati per il 2017 gli incentivi a vantaggio di e-distribuzione.

L'Allegato B alla delibera 654/2015/R/eel reca le disposizioni dell'Autorità per la regolazione dell'attività di misura elettrica (TIME).

Ulteriori attività svolte

Nel corso dell'anno 2016, con delibere 25 maggio 2017, 363/2017/R/eel e seguenti, l'Autorità ha approvato, nei confronti di sei imprese distributrici, il riconoscimento della maggiore remunerazione, di cui al comma 13.1 del TIT, riferita agli investimenti incentivati entrati in esercizio nel periodo di regolazione 2008-2011, per l'anno tariffario 2017.

Con delibere 12 ottobre 2017, 677/2017/R/eel e seguenti, 19 ottobre 2017, 690/2017/R/eel e seguenti e 26 ottobre 2017, 716/2017/R/eel e seguenti, l'Autorità ha approvato, nei confronti di 18 imprese distributrici, l'ammissibilità/non ammissibilità alla maggiore remunerazione degli investimenti dichiarati dalle imprese, di cui al comma 13.2 del TIT, entrati in esercizio negli anni 2012-2013, per gli anni tariffari dal 2014 al 2017.

Con delibera 28 giugno 2017, 482/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato le disposizioni in materia di riconoscimento degli ammontari di integrazione dei ricavi a copertura degli oneri relativi allo sconto dipendenti per l'anno 2014 in attuazione del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito nella legge 11 agosto 2014, n. 116

Con delibera 13 aprile 2017, 237/2017/R/com, l'Autorità ha avviato il procedimento per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione (*debranding*) e successivamente, in data 5 maggio 2017 l'Autorità ha approvato il documento di consultazione 05 maggio 2017, 307/2017/R/com, contenente le proposte relative ai criteri per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione. Il documento ha previsto una raccolta dati necessaria per il riconoscimento dei suddetti costi che è stata avviata nel mese di febbraio 2018.

Perequazione specifica aziendale per le imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo

Con la delibera 3 agosto 2017, 578/2017/R/eel, l'Autorità ha chiuso il procedimento di cui alla delibera 15 dicembre 2016, 758/2016/R/eel, riconoscendo alle imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo, ammesse al regime di perequazione specifica aziendale, gli importi spettanti ai sensi del citato regime. Il regime di perequazione specifica aziendale per le imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo era stato introdotto dall'art. 38, comma 3 del decreto legislativo n. 93/11. Questo aveva disposto che, ai fini della rimozione degli ostacoli all'aggregazione delle piccole imprese di distribuzione di energia elettrica e per favorirne l'efficienza, l'Autorità, nell'ambito della regolazione generale, individuasse per le imprese di distribuzione di energia elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo, appositi meccanismi di perequazione specifica aziendale, da applicarsi, con metodi di calcolo forfetario dal 2008 alla data di entrata in vigore del medesimo decreto. La disposizione di cui all'art. 38, comma 3 del decreto legislativo n. 93/11 ha, in tal senso, trovato applicazione con la citata delibera 758/2016/R/eel, con cui l'Autorità ha dettato le disposizioni definitive in materia di perequazione specifica aziendale per le imprese di distribuzione elettrica con meno di 5.000 punti di prelievo, prevedendo un'applicazione del regime con modalità parametriche per gli anni dal 2008 al 2011 e con modalità semplificate per gli anni successivi.

Determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite a Enel

Nel corso del 2017 è proseguita l'attività finalizzata alla determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel. L'Autorità, a valle della conclusione delle istruttorie condotte dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), ha approvato le seguenti delibere:

- delibera 409/2017/R/eel dell'8 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Selis Lampedusa;
- delibera 410/2017/R/eel dell'8 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Selis Linosa;

- delibera 411/2017/R/eel dell'8 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- delibera 412/2017/R/eel dell'8 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;
- delibera 428/2017/R/eel del 15 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Liparese;
- delibera 429/2017/R/eel del 15 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Ponzese;
- delibera 430/2017/R/eel del 15 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore SIE - Società Impianti Elettrici;
- delibera 452/2017/R/eel del 22 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità ICEL;
- delibera 453/2017/R/eel del 22 giugno 2017, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2014, per l'impresa elettrica minore Sea Società Elettrica di Favignana.

Perequazione specifica aziendale per le ex-imprese elettriche minori che superano il regime di integrazione tariffaria

Con la delibera 22 giugno 2017, 454/2017/R/eel, l'Autorità ha determinato l'ammissione della società Odoardo Zecca al meccanismo di gradualità e ai regimi previsti dalla delibera 22 marzo 2012, 101/2012/R/eel. Con quest'ultima delibera, l'Autorità aveva, infatti, stabilito, in attuazione delle disposizioni dell'art. 38.4 del decreto legislativo 93/11, un meccanismo di gradualità finalizzato a consentire alle imprese elettriche minori, che avessero cessato l'attività di produzione, di recuperare i costi legati alla cessazione della suddetta attività nonché l'applicazione del regime di perequazione specifico aziendale e del regime di reintegrazione dei costi per le unità essenziali di produzione elettrica, con lo scopo di consentire la definitiva uscita di queste imprese dal regime di integrazione tariffaria di cui all'art. 7, della legge 10/91. Con la delibera 454/2017/R/eel, l'Autorità, a fronte dell'istanza presentata dalla società Odoardo Zecca e alla sua contestuale rinuncia, a partire dal 1 gennaio 2015, al regime di integrazione tariffaria di cui alla legge 10/91, ha, quindi, stabilito l'ammissione della società ai citati regimi e al meccanismo di gradualità previsto dalla delibera 101/2012/R/eel, fissando, altresì, le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2016 a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione dell'energia elettrica svolta dalla società.

Oneri generali di sistema per il settore elettrico

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A₂)

Con l'anno 2016 è terminato il secondo periodo regolatorio, definito dalla delibera 9 maggio 2013, 194/2013/R/eel. In conseguenza del termine, Sogin ha chiesto la proroga di un anno per la disposizione del nuovo programma a vita intera e l'applicazione di un regime transitorio per l'anno 2017.

Con la delibera 25 maggio 2017, 381/2017/R/eel, l'Autorità ha pertanto previsto, per l'anno 2017, una estensione della regolazione di cui alla delibera 194/2013/R/eel, e determinato a preventivo gli

oneri nucleari per il medesimo anno, esplicitando l'auspicio "...che tale anno sia fruttuosamente dedicato a porre le basi per la presentazione di un Programma a vita intera che segni una definitiva discontinuità".

Con la delibera 442/2017/R/eel l'Autorità ha altresì riconosciuto gli oneri nucleari a consuntivo per l'anno 2016 e aggiornato le *milestone* per l'anno 2017.

L'avanzamento delle attività di *decommissioning* del 2016 è stato inferiore rispetto a quello dei tre anni precedenti, interrompendo il trend in lieve aumento, delle stesse registrato nei medesimi anni. In

relazione al rallentamento delle attività di *decommissioning*, nonché della messa a disposizione delle risorse finanziarie destinate alla riduzione della componente tariffaria A₂ dall'art. 5, comma 2, del decreto legge 21 giugno 2013 n. 69, l'Autorità aveva già adeguato in diminuzione la componente tariffaria A₂, fino a un livello (a partire dal 1 gennaio 2017) pari a circa un terzo di quello previsto nel primo trimestre 2016. Detto livello è stato mantenuto inalterato nel corso di tutto l'anno 2017.

In data 20 novembre 2017 la Sogin ha trasmesso il nuovo programma a vita intera della commessa nucleare. Detto programma è, allo stato, in fase di analisi presso gli Uffici dell'Autorità.

Anche nel corso del 2017 non si sono registrati progressi significativi nel processo per la realizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi.

Oneri per il finanziamento delle fonti rinnovabili e degli incentivi previsti per gli impianti CIP6 (A₃)

Nell'anno 2017, gli oneri posti in capo al conto A₃ hanno evidenziato una significativa riduzione rispetto a quelli di competenza dell'anno 2016. Pertanto, con la delibera 29 dicembre 2016, 814/2016/R/com, l'Autorità ha provveduto a un rilevante adeguamento in diminuzione della componente tariffaria A₃, a un livello che consentiva di coprire gli oneri di competenza del medesimo anno e di annullare gli

oneri residui in capo al conto A₃ di competenza di anni precedenti. Nei primi mesi del 2017 si è evidenziata una favorevole situazione finanziaria del conto A₃ connessa alle modalità di pagamento stabilite dal GSE per gli incentivi di cui all'art. 24, comma 5, lettera b), del decreto legislativo 28/11 (come attuato dall'art. 19 del decreto interministeriale 6 luglio 2012), diversi dal ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva.

Con la delibera 30 marzo 2017, 200/2017/R/com, l'Autorità ha pertanto provveduto a un secondo adeguamento in diminuzione della componente tariffaria A₃ a un livello che, in assenza di modifiche della normativa di riferimento o dell'onere da sostenere, dovrebbe consentire di mantenere una sostanziale stabilità della componente nel breve-medio termine.

La tavola 3.1 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A₃ nel 2017 (dati di preconsuntivo) confrontati con quelli del 2016.

Progressiva revisione delle tariffe domestiche

Nel paragrafo relativo alla progressiva revisione delle tariffe domestiche contenuto nella Relazione annuale 2017 era stato illustrato come – con la delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel, e la delibera 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel – fossero stati attuati rispettivamente il primo passo (dal 1 gennaio 2016) e il secondo passo (dal 1 gennaio 2017) del percorso triennale di graduale

TAV. 3.1

Dettaglio degli oneri A₃
Milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2016 VALORE	QUOTA%	2017 VALORE	QUOTA%
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	267	1,9	232	1,6
Ritiro certificati verdi	2.062	14,3	137	1,1
Conversione CV in incentivi	3.320	23,0	3.217	25,7
Fotovoltaico	5.981	41,4	6.353	50,8
Ritiro dedicato	49	0,3	18	0,1
Tariffa onnicomprensiva	1.940	13,4	1.810	14,5
Scambio sul posto	181	1,3	139	1,1
FER incentivi amministrati ex dlgs 28/11	305	2,1	394	3,2
Altro	1	0,01	1	0,01
TOTALE RINNOVABILI	14.106	97,7	12.301	98,4
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	272	1,9	180	1,4
Oneri CO ₂ assimilate	36	0,2	24	0,2
Copertura certificati verdi assimilate	14	0,1	0	0,0
Risoluzione CIP6	9	0,1	0	0,0
TOTALE ASSIMILATE	331	2,3	204	1,6
TOTALE ONERI A₃	14.437	100,0	12.505	100,0

Fonte: ARERA

attuazione della riforma tariffaria. Percorso definito a seguito del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per le utenze domestiche in bassa tensione (avviato con la delibera 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel, e poi assorbito nell'ambito del più ampio procedimento avviato con la delibera 7 agosto 2014, 412/2014/R/efr, per l'attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo 102/2014).

In coerenza con il summenzionato percorso di gradualità, dall'1 gennaio 2017 è entrata a regime la nuova struttura delle tariffe di rete (trasmissione, distribuzione e misura), caratterizzata dal completo superamento della progressività a favore di una maggiore aderenza delle tariffe ai costi dei relativi servizi, mentre per le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali l'effetto progressivo è stato smorzato, limitando a due il numero di scaglioni con aliquote differenziate. In base al programma definito con la delibera 582/2015/R/eel, il totale superamento della struttura a scaglioni era previsto entrare in vigore all'1 gennaio 2018.

Tuttavia, con l'approssimarsi dell'aggiornamento tariffario dall'1 gennaio 2018, l'Autorità ha ravvisato il rischio che sulle bollette elettriche delle famiglie italiane cumulassero gli effetti dell'ultimo passo della riforma tariffaria per i clienti domestici e delle nuove misure inerenti la revisione delle agevolazioni per le imprese energivore (si veda il successivo paragrafo dedicato alle "Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica"), qualora l'iter di approvazione fosse proceduto come allora previsto. Con la segnalazione 2 novembre 2017, 733/2017/I/eel, l'Autorità ha dunque inteso fornire una stima dell'entità dei suddetti effetti cumulati ed evidenziare come, al fine di assicurare nella sostanza il rispetto del principio di gradualità formulato dal decreto legislativo 102/14, Governo e Parlamento avrebbero potuto valutare l'opportunità di fornire all'Autorità indirizzi sugli obiettivi da privilegiare. Ciò in considerazione del fatto che, come già evidenziato due anni prima nella segnalazione 18 giugno 2015, 292/2015/I/eel, non è possibile individuare per gli oneri generali una struttura di corrispettivi aderenti ai costi, poiché tali oneri non corrispondono a uno specifico servizio, bensì sono utilizzati per coprire l'esigenza di gettito di politiche pubbliche che non trovano copertura dalla fiscalità generale.

La pubblicazione della suddetta segnalazione 733/2017/I/eel ha stimolato un dibattito parlamentare presso la X Commissione Attività Produttive della Camera, dal quale è scaturita una richiesta

di approfondimenti e integrazioni trasmessa dal Presidente della medesima Commissione all'Autorità, che li ha forniti con la Memoria 30 novembre 2017, 805/2017/I/eel. La discussione in Commissione si è quindi conclusa in data 13 dicembre 2017 con l'approvazione di tre risoluzioni che impegnavano il Governo ad assumere iniziative volte, tra l'altro, a rinviare di un anno il completamento della riforma tariffaria per i clienti domestici. In data 14 dicembre 2017, il Ministro dello sviluppo economico ha trasmesso al Presidente dell'Autorità una comunicazione con la quale invitava, tra l'altro, a voler adottare iniziative per uno slittamento temporale di almeno un anno dell'ultima fase della riforma domestica.

Alla luce delle indicazioni fornite da Governo e Parlamento, con la delibera 14 dicembre 2017, 867/2017/R/eel, l'Autorità ha pertanto stabilito di:

- differire fino al 1 gennaio 2019 l'attuazione della terza e ultima fase della riforma, mantenendo invariate per l'anno 2018 le strutture tariffarie applicabili ai clienti domestici nell'anno 2017;
- definire le aliquote dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema in modo tale che, nel corso del 2018, il mantenimento di aliquote differenziate tra due scaglioni di consumo consentisse di attenuare, per i clienti domestici con bassi consumi, gli effetti derivanti dall'incremento degli oneri connessi con la revisione delle agevolazioni per le imprese energivore;
- estendere ancora per un anno, cioè fino al completamento della transizione alla nuova struttura tariffaria di regime ora previsto per il 1 gennaio 2019, l'applicabilità delle condizioni economiche dedicate ai clienti domestici che hanno aderito alla sperimentazione tariffaria per pompe di calore, al fine di garantire loro la tutela degli investimenti compiuti (cfr. paragrafo "Progetti pilota e sperimentazioni").

Con l'entrata a regime della nuova struttura delle tariffe di rete sono anche stati attuati, dal 1 gennaio 2017, interventi per agevolare il cliente finale domestico nell'ottimizzazione della propria spesa elettrica, facilitando l'individuazione del livello di potenza contrattualmente impegnata più rispondente alle sue esigenze (introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata con un passo più fitto e riduzione per 24 mesi, a decorrere dal 1 aprile 2017, dei costi associati a ogni operazione di variazione di questo aspetto contrattuale). Dopo i primi sei mesi di applicazione delle agevolazioni sui contributi, la Direzione Infrastrutture Energia e

Unbundling ha richiesto alle otto principali imprese di distribuzione (rappresentative del 98% del totale dei clienti domestici italiani) di fornire dati di dettaglio relativi alle richieste di variazione di potenza ricevute tra 1 aprile e il 30 settembre 2017.

Nel corso del periodo considerato, le richieste registrate sono state quasi 71.000; tali operazioni riguardano circa 70.300 clienti, pari a circa lo 0,25% del totale dei clienti domestici serviti dalle medesime otto imprese. Per quanto riguarda il segno e l'entità delle variazioni di potenza richieste nel corso dei sei mesi analizzati, è innanzitutto importante rilevare la netta prevalenza degli aumenti rispetto alle riduzioni: 5 richieste su 6 sono per aumentare la potenza impegnata (Tav. 3.2). Analogo rapporto vale anche in termini di kW, poiché l'entità media di una riduzione è sostanzialmente pari a quella di un incremento (2 kW).

Complessivamente, dunque, la potenza impegnata totale è cresciuta in sei mesi di quasi 92 MW; si tratta di un incremento significativo rispetto alla situazione di partenza del gruppo di clienti interessati (+71%), ma ancora impercettibile a livello nazionale, poiché pari a meno dello 0,1% della potenza totale impegnata dal settore domestico italiano (93,3 GW). In merito all'entità delle singole variazioni di potenza richieste dai clienti domestici analizzati, è interessante osservare che poche sono state le richieste di riduzione di 0,5 kW (i.e., per passare da 3 a 2,5 kW), mentre quasi la metà del campione ha richiesto di aumentare la potenza impegnata di 1,5 kW e più del 20% di 3 kW.

Riforma degli oneri generali per le utenze non domestiche

Nel corso del 2017 sono proseguite le attività istruttorie relative alla riforma delle componenti tariffarie degli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche, ai sensi dell'art. 3, comma 2, lettera b), del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210, il cui termine di decorrenza è stato fissato al 1 gennaio 2018 dall'art. 6, comma 9, del decreto legge n. 244/16. Dette attività sono state coordinate

con il parallelo procedimento per la riforma delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica (si veda il successivo paragrafo dedicato a "Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica").

Con la decisione C(2017) 3406 del 23 maggio 2017, la Commissione europea ha infatti approvato il piano di adeguamento presentato dal Governo in conformità a quanto previsto dal paragrafo 199, sezione 3.7.3, della *Disciplina europea per gli aiuti di stato nei settori dell'energia e dell'ambiente*. Detto piano di adeguamento prendeva a riferimento, quale nuova struttura degli oneri generali di sistema, la cosiddetta ipotesi "C" presentata nel documento per la consultazione dell'Autorità 24 maggio 2016, 255/2016/R/eel (cfr. paragrafo dedicato alla "Riforma degli oneri generali per i clienti non domestici" della *Relazione annuale 2017*).

Con la delibera 28 giugno 2017, 481/2017/R/eel, l'Autorità ha pertanto definito le caratteristiche principali e sostanziali della nuova struttura tariffaria degli oneri generali per clienti non domestici a partire dall'1 gennaio 2018, sulla base dei risultati del processo di consultazione avviato con il documento per la consultazione 255/2016/R/eel, e in conformità a quanto previsto dalla decisione della Commissione europea C(2017) 3406. In particolare, la delibera 481/2017/R/eel ha previsto che la nuova struttura degli oneri generali da applicare agli utenti non domestici:

- sia relativa alle attuali componenti A_2 , A_3 , A_4 , A_5 , A_5 , MCT, UC4 e UC7;
- riunisca le suddette componenti in due soli raggruppamenti: "oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione" e "rimanenti oneri generali";
- conferisca a ciascuno dei suddetti due raggruppamenti struttura trinomica: un'aliquota unitaria espressa in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, un'aliquota unitaria espressa in centesimi di euro/kW/anno e un'aliquota unitaria espressa in centesimi di euro/kWh;
- stabilisca, ai fini dell'applicazione dell'aliquota espressa in centesimi di euro/kW/anno, di cui al precedente punto, che la

TAV. 3.2

Numero ed entità totale delle variazioni di potenza impegnata registrate nei sei mesi analizzati

	N.	(%)	KW.
Variazioni negative	11.391	16%	-23.495
Variazioni positive	59.525	84%	115.458
TOTALE	70.916	100%	91.963

Fonte: ARERA

nozione rilevante di potenza sia quella prevista dal TIT al fine dell'applicazione delle tariffe di rete.

La stessa delibera 481/2017/R/eel ha poi previsto che la struttura del raggruppamento relativo al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione possa essere differenziata tra clienti che non godono delle agevolazioni previste per le imprese a forte consumo di energia elettrica (clienti non agevolati) e clienti agevolati, (e, per questi ultimi, per classi di agevolazioni); e che la componente A_e , che ha finanziato le agevolazioni riconosciute ai clienti agevolati fino a tutto l'anno 2017, fosse sostituita (implicitamente dal 2018) dalle differenze nei livelli tariffari del raggruppamento relativo al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione applicabili ai clienti agevolati e non agevolati (inclusi tra questi i clienti domestici). Con la delibera 481/2017/R/eel, l'Autorità ha pertanto stabilito che le aliquote degli oneri generali e delle ulteriori componenti da applicare a tutte le tipologie di utenti siano distinte nei seguenti raggruppamenti:

- oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (A_{SOS}), differenziati quanto all'applicazione delle classi di agevolazione, ivi inclusi i clienti non agevolati (ossia ad agevolazione zero);
- rimanenti oneri generali (A_{RIM});
- componenti perequative UC3 e UC6.

La medesima delibera 481/2017/R/eel ha stabilito che la logica di raggruppamento delle varie componenti in "oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili" e "rimanenti oneri generali" venga applicata anche alle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze domestiche, ferma restando la diversa struttura tariffaria applicata a tali utenze per gli oneri generali.

Con il successivo documento per la consultazione 27 luglio 2017, 552/2017/R/eel, l'Autorità ha esaminato gli impatti della Ipotesi "C" presentata nel documento per la consultazione dell'Autorità 255/2016/R/eel.

Le osservazioni ricevute in risposta al suddetto documento per la consultazione hanno evidenziato una netta preferenza per la cosiddetta Ipotesi "C 25-75", come segnalato al Ministro dello sviluppo economico con comunicazione dell'Autorità 27 ottobre 2017.

L'Ipotesi "C 25-75" prevede che le aliquote degli elementi della componente tariffaria A_{SOS} siano combinazioni lineari di:

- aliquote definite moltiplicando la somma delle aliquote (per punto di prelievo, per kW e per kWh) delle componenti TRAS, DIS, MIS, UC3 e UC6 per un coefficiente moltiplicativo, uguale per tutte le tipologie di utenti non domestici, con l'obiettivo di raccogliere un importo pari al 25% del gettito complessivo;
- un'aliquota indifferenziata per kWh prelevato e uniforme per tutte le tipologie di utenti non domestici, con l'obiettivo di raccogliere un importo pari al rimanente 75% del gettito complessivo.

La medesima ipotesi "C 25-75" prevede che le aliquote degli elementi della componente tariffaria A_{RIM} siano invece definite applicando alla somma delle aliquote delle componenti TRAS, DIS, MIS, UC3 e UC6 un coefficiente moltiplicativo, uguale per tutte le tipologie di utenti non domestici.

Con la delibera 27 dicembre 2017, 922/2017/R/eel, l'Autorità ha apportato le modifiche al TIT, a valere dal 1 gennaio 2018, conseguenti alle disposizioni della delibera 481/2017/R/eel, in merito alla struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici. Detta modifica tiene anche conto delle disposizioni della delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel, adottata dall'Autorità a valle della conclusione dell'iter normativo per la riforma delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica, che ha la medesima decorrenza (si veda anche il successivo paragrafo "Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica"). Ai fini della definizione della struttura delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} per gli utenti non domestici, la delibera 922/2017/R/eel dà seguito all'Ipotesi "C 25-75".

Con la delibera 28 dicembre 2017, 923/2017/R/com, l'Autorità ha pertanto proceduto, sia per gli utenti domestici che per gli utenti non domestici, alla definizione delle aliquote delle componenti tariffarie A_{SOS} e A_{RIM} e delle ulteriori componenti UC3 e UC6 a partire dal 1 gennaio 2018.

Nella tavola 3.3 sono riportati, per tipologie di clienti e per l'anno 2017, i volumi di energia prelevata e di potenza impegnata, il numero dei punti di prelievo e l'allocazione degli oneri generali a livello aggregato.

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica

Con le precedenti *Relazioni Annuali* si è dato conto dell'attività condotta dall'Autorità riguardante la prima applicazione delle disposizioni in materia di agevolazione per le imprese a forte consumo di

TAV. 3.3

Componenti tariffarie A₂, A₃, A₄, A₅, As, UC4, UC7 e MCT per tipologia di clienti. Anno 2017

	Tipologie	ENERGIA PRELEVATA		POTENZA		PUNTI DI PRELIEVO		ONERI GENERALI	
		(TWh)	(%)	GW	(%)	n.	(%)	M€	%
Clienti domestici	Residenti	50,14	18,99%	73,85	40,94%	23.276.300	64,01%	1.744,75	12,77%
	Non residenti (*)	7,38	2,80%	19,46	10,79%	5.993.673	16,48%	1.008,98	7,39%
	Totale domestici	57,53	21,78%	93,32	51,73%	29.269.973	80,49%	2.753,73	20,16%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	5,69	2,15%	nd	nd	nd	nd	335,13	2,45%
	Clienti non domestici di bassa tensione (escl. illuminaz.pubblica)	68,66	26,00%	52,15	28,91%	6.993.981	19,23%	4.892,24	35,82%
	Clienti di media tensione (escl. illuminazione pubblica)	93,68	35,47%	25,17	13,95%	101.028	0,28%	4.693,41	34,36%
	Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferrov.)	38,53	14,59%	9,76	5,41%	1.118	0,00%	983,31	7,20%
	Totale non domestici	206,55	78,22%	87,07	48,27%	7.096.127	19,51%	10.904,09	79,84%
	TOTALE	264,08	100,00%	180,39	100,00%	36.366.101	100,00%	13.657,81	100,00%

(*) prima stima sulla base di una suddivisione forfetaria dei consumi del primo scaglione

Fonte: ARERA. Elaborazioni su fonti CSEA e GSE.

energia, definite in attuazione dell'art. 39, comma 3, decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, così come modificato dalla legge di conversione 7 agosto 2012, n. 134.

Nel corso del 2017, in conformità a quanto previsto dal paragrafo 199 della *Disciplina in materia di aiuti di stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020* (di cui alla Comunicazione 2014/C 200/01, di seguito Linee guida), la Commissione europea ha approvato con la decisione C(2017) 3406 il piano di adeguamento presentato dal Governo italiano per il periodo antecedente il 1 gennaio 2018, che prevede un aggiustamento graduale e che assicuri a ciascuna impresa a forte consumo di energia elettrica il pagamento del contributo minimo previsto agli oneri per il supporto alle fonti rinnovabili e la cogenerazione del meccanismo Cip 6/92 (cfr. paragrafo precedente relativo alla riforma degli oneri generali). La decisione della Commissione europea C(2017) 3406 prevede (cfr. punti 62 e 66 della decisione):

- un contributo minimo pari al valore minore tra il 15% del contributo teorico agli oneri del c.d. "perimetro A₃" (definito al punto 37, lettera a, della decisione) e lo 0,5% del VAL (valore aggiunto lordo) per le imprese a forte consumo di energia operanti nei

settori degli Annessi 3 e 5 alle Linee guida e caratterizzate da un indice di intensità energetica rispetto al VAL, calcolato come indicato nell'Annesso 4 alle Linee guida (di seguito: *electro-intensity*) superiore al 20%;

- un contributo minimo pari al valore minore tra il 15% del contributo teorico agli oneri del perimetro A₃ e il 4% del VAL per le imprese a forte consumo di energia operanti nei settori dell'Annesso 3 e caratterizzate da un indice di *electro-intensity* inferiore al 20%;
- un contributo minimo pari al 20% del contributo teorico agli oneri del perimetro A₃ per le imprese a forte consumo di energia non operanti nei richiamati settori dell'Annesso 3 e dell'Annesso 5 alle Linee guida, ma inclusi negli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica negli anni 2013 e 2014, in applicazione della *grandfathering clause* (di cui al paragrafo 3.7.2 delle Linee guida), ovvero per le imprese a forte consumo di energia operanti nei settori dell'Annesso 5 e caratterizzate da un indice di *electro-intensity* inferiore al 20%;
- un contributo minimo pari al 100% del contributo teorico agli oneri del perimetro A₃ per le imprese che non rientrano in

TAV. 3.4

Curva di adeguamento progressivo. Coefficiente % del contributo minimo.

ANNO	% DEL CONTRIBUTO MINIMO RICHiesto
2011	5%
2012	10%
2013	15%
2014	20%
2015	30%
2016	45%
2017	60%

Fonte: Piano di adeguamento approvato con decisione C(2017) 3406 della Commissione europea".

- nessuna delle categorie di cui ai precedenti punti;
- l'applicazione di un coefficiente percentuale del contributo minimo richiesto per il supporto alle fonti rinnovabili come definito ai precedenti punti, che cambia annualmente in applicazione della curva di adeguamento progressivo di cui al paragrafo 197 delle Linee guida come riportato nella tavola 3.4.

In particolare, ai sensi del punto 67 della già richiamata decisione della Commissione europea C(2017) 3406, le imprese a forte consumo di energia elettrica che negli anni dal 2011 in poi non hanno garantito la corresponsione del contributo minimo agli oneri per le fonti rinnovabili e la cogenerazione (di seguito: imprese in condizione di sovracompensazione) dovranno essere soggette al recupero delle somme eventualmente non versate (anche tramite la riduzione delle agevolazioni non ancora erogate), in modo da ottemperare al pagamento del contributo minimo previsto dal piano di adeguamento per ciascun anno.

Con la delibera 6 luglio 2017, 507/2017/R/eel, in seguito alla decisione della Commissione europea C(2017) 3406, l'Autorità ha dato disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) in materia di agevolazioni a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica, con riferimento all'anno 2015 e alla regolazione definitiva delle partite di competenza 2013 e 2014, con l'eccezione delle imprese che risultano in condizione di sovracompensazione; e ha anche disposto istruttorie per l'accertamento delle sovracompensazioni in primo luogo per il periodo dal 2011 al 2014, e successivamente per l'anno 2015.

Con la successiva delibera 18 gennaio 2018, 14/2018/R/eel, l'Autorità ha impartito disposizioni alla medesima CSEA per il recupero delle somme corrispondenti alle sovracompensazioni accertate per il periodo dal 2011 al 2014.

Con la delibera 28 settembre 2017, 655/2017/R/eel l'Autorità ha anche dato disposizioni alla CSEA per l'apertura del portale on-line

ai fini della raccolta delle dichiarazioni attestanti la effettiva sussistenza dei requisiti caratterizzanti le imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2016, prevedendo di utilizzare le modalità già previste per l'anno 2015 dalle delibere 28 dicembre 2016, 801/2016/R/eel, 23 febbraio 2017, 81/2017/R/eel e 09 marzo 2017 134/2017/R/eel.

Di seguito la tavola 3.5 riporta la stima dell'ammontare delle agevolazioni per imprese energivore di competenza degli anni 2014 e 2015 e della raccolta della componente A_e che finanzia tali agevolazioni. I dati relativi alle agevolazioni di competenza 2016 sono attualmente in corso di verifica da parte CSEA.

Ai sensi di quanto previsto dalla delibera 655/2017/R/eel, la CSEA ha messo a disposizione dal 16 ottobre al 30 novembre 2017 il portale per l'aggiornamento dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2016. Con la determinazione DIEU 11/2017, sono state date disposizioni in materia di raccolta dei dati di bilancio rilevanti ai fini del calcolo del valore aggiunto lordo (VAL) nell'ambito delle dichiarazioni attestanti la titolarità dei requisiti tipici delle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2016.

Si segnala infine che, con la più recente delibera 29 marzo 2018, 181/2018/R/eel, sono state definite norme attuative per consentire alla CSEA di procedere all'erogazione delle agevolazioni a favore delle imprese a forte consumo di energia di competenza degli anni 2016 e 2017 e agli altri adempimenti istruttori connessi (verifiche di sovracompensazione ai sensi della decisione della Commissione europea C(2017) 3406).

In attuazione di quanto previsto dall'art. 19, comma 2, della legge 20 novembre 2017, n. 167, il Ministro dello sviluppo economico ha adottato, in data 21 dicembre 2017, il decreto recante *Disposizioni*

TAV. 3.5

Stima delle agevolazioni per le imprese energivore di competenza 2014 e 2015 e contributo dei clienti non energivori alla raccolta della componente A_e.

	MILIONI DI EURO (COMPETENZA)		ENERGIA (TWH/ANNO)	
	2014	2015	2014	2015
Agevolazioni				
Imprese energivore MT	-308,2	-324,4	24,2	24,4
Imprese energivore AT/AAT	-288,9	-292,4	27,8	28,1
TOTALE	-597,1	-616,9	52,1	52,5
Contributo Ae (non energivori)				
BT domestici	201,5	168,6	58,8	59,9
BT non domestici	297,4	261,3	63,6	67,9
IP (BT e MT)	26,4	21,8	6,1	6,1
MT non energivori	270,5	223,6	69,5	69,9
AT non energivori	5,7	13,2	5,7	8,5
TOTALE	801,5	688,6	203,7	212,3

Fonte: ARERA/ CSEA - Dati soggetti a variazioni in esito a controlli ancora in corso presso CSEA

in materia di riduzioni delle tariffe a copertura degli oneri generali di sistema per imprese energivore. Tale decreto è stato adottato dal Ministro dello sviluppo economico dopo che sia l'Autorità sia le competenti commissioni parlamentari hanno espresso il proprio parere sul possibile schema del decreto.

Il decreto 21 dicembre 2017 persegue la finalità di riordinare il sistema delle agevolazioni per le imprese energivore al fine di armonizzarlo alle disposizioni comunitarie in materia. La nuova disciplina delle agevolazioni delle imprese a forte consumo di energia elettrica definita dal decreto 21 dicembre 2017 ha decorrenza dal 1 gennaio 2018.

Con la delibera 921/2017/R/eel, l'Autorità ha adottato le disposizioni necessarie ad attuare il nuovo meccanismo di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica, disciplinato dal decreto 21 dicembre 2017, a valere dal 1 gennaio 2018, in coerenza con la struttura tariffaria stabilita dall'Autorità dei nuovi raggruppamenti degli oneri generali di sistema elettrico definita dalla delibera 481/2017/R/eel (si veda il paragrafo "riforma degli oneri per i clienti non domestici").

La richiamata delibera prevede l'applicazione di aliquote differenziate della componente ASOS (secondo il nuovo raggruppamento degli oneri generali relativo al finanziamento delle fonti rinnovabili e della cogenerazione del meccanismo CIP 6/92) tra clienti non agevolati e clienti agevolati, ossia a forte consumo di energia, in funzione della classe di agevolazione di appartenenza, come definita

dal decreto 21 dicembre 2017.

La delibera 921/2017/R/eel dettaglia nell'Allegato A le disposizioni per la CSEA, valide sia per il periodo transitorio (ossia la fase di prima applicazione nel 2018) che per la situazione a regime, con riferimento alla raccolta dati, alla predisposizione degli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica, all'assegnazione alle medesime imprese delle varie classi di agevolazioni e al controllo dei dati al fine della verifica dei requisiti delle imprese.

Al fine dell'attribuzione della classe di agevolazione dei singoli punti di prelievo e per facilitare le attività delle imprese distributrici e dei venditori, la delibera definisce modalità affinché i dati relativi alle classi di agevolazione siano trasmessi al Sistema Informativo Integrato (SII), che abbina a ciascuna Partita IVA di impresa a forte consumo di energia elettrica i relativi POD.

Infine, in considerazione della presenza di unità di consumo che possono rientrare tra le imprese a forte consumo di energia elettrica nell'ambito dei Sistemi di distribuzione chiusi (SDC) e di Altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC), la delibera dispone l'aggiornamento del Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC) e del Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC). In particolare è definito il criterio di calcolo delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali da applicare in corrispondenza dei punti di connessione con la rete pubblica che tiene conto dell'eventuale presenza di imprese a forte consumo di energia.

Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari

Valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN

L'Autorità ha fornito e pubblicato, con delibera 14 dicembre 2017, 862/2017/R/eel, la propria valutazione sullo schema di piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale (RTN).

Tale valutazione fa seguito al processo di consultazione svoltosi da inizio maggio a fine luglio 2017, che ha previsto anche l'organizzazione di sessioni pubbliche di discussione, tenutesi il 17 luglio 2017 presso le sedi dell'Autorità. La ormai consolidata modalità di svolgimento del seminario pubblico (preceduta da quesiti dei soggetti interessati, cui Terna fornisce risposte e osservazioni durante il seminario) è stata integrata per la prima volta da sessioni tematiche che hanno riguardato due aspetti specifici:

- l'integrazione degli scenari di sviluppo in ambito energetico, con riferimento alle attività in corso in Europa e ai riflessi sulle attività italiane;
- le congestioni tra Sud e Nord del Paese, per l'identificazione delle criticità previste e la pianificazione dei relativi interventi di sviluppo.

Nella propria valutazione, oltre a sottolineare il carattere di innovazione dello schema di Piano di sviluppo 2017, soprattutto in relazione all'implementazione della nuova metodologia di analisi costi benefici (cosiddetta CBA 2.0) e a fornire raccomandazioni per futuri miglioramenti, l'Autorità ha rilasciato il proprio nulla osta all'approvazione dello schema di Piano 2017 da parte del Ministro dello sviluppo economico, a condizione che:

- l'intervento Sa.Co.I.3 Sardegna - Corsica - Italia Continentale veda 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;

- l'intervento di interconnessione Italia - Tunisia sia confermato "in valutazione", allo scopo di favorire lo sviluppo di un quadro informativo più completo, che faccia emergere il beneficio per ciascun Paese coinvolto in vista di una conseguente allocazione dei relativi costi di sviluppo, nonché le evidenze della sua utilità non solo per il sistema elettrico italiano, ma più in generale per l'intero sistema europeo, investendo quindi profili che devono essere affrontati nella dovuta sede europea;
- le eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali approvati in sede di Piano di sviluppo 2011, siano confermate "in valutazione" atteso che il giudizio su tale intervento non può prescindere dal completamento della fase di sperimentazione, dalla verifica degli esiti di tali sperimentazioni e da appropriate analisi costi benefici che ne dimostrino l'utilità per il sistema elettrico italiano;
- le sedici proposte di acquisizione di porzioni di rete di proprietà di produttori e relativo inserimento nella RTN siano stralciate dallo schema di Piano, a fini di riproposizione, con i previsti elementi informativi, in successivi schemi di Piano di sviluppo.

Infine, l'Autorità ha disposto che Terna effettui una analisi costi-benefici del solo secondo polo del collegamento di interconnessione tra Italia e Montenegro e di trasmettere all'Autorità, entro il 30 aprile 2018, un documento pubblicabile con ipotesi e risultati di tale analisi costi-benefici.

Valutazione della coerenza con il Piano di sviluppo comunitario

L'Autorità ha valutato la coerenza tra il Piano decennale dello

sviluppo della RTN e il Piano di sviluppo comunitario *Ten Year Network Development* (TYNDP):

- in sede di proprio contributo all'opinione di ACER 08/2017 del 3 aprile 2017 sui progetti elettrici nei piani di sviluppo nazionali e nel TYNDP 2016;
- nella fase di preparazione della già richiamata valutazione sul piano di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale (Delibera 862/2017/R/eel).

I principali elementi di attenzione nel confronto tra lo schema di Piano 2017 e il TYNDP 2016 hanno riguardato le stime di costo di investimento per il sistema italiano relative a due progetti transfrontalieri: l'intervento Sa.Co.I.3 Sardegna - Corsica - Italia Continentale e l'intervento di interconnessione Italia - Tunisia. Tali elementi hanno contribuito alle specifiche condizioni formulate al Ministero dello sviluppo economico per la successiva fase di approvazione dello schema di Piano 2017.

Integrazione del mercato all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei

Regolamenti europei per il mercato elettrico

I regolamenti europei relativi al mercato elettrico, identificati anche come Codici di rete o Linee guida, sono provvedimenti normativi di carattere tecnico funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Il regolamento (CE) 714/2009, in coerenza con

il regolamento per il mercato elettrico del c.d. Terzo pacchetto, ne ha definito le aree di intervento e indicato il processo di sviluppo e approvazione che si è concluso nel 2017.

Informalmente, i Codici di rete e le Linee guida possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete. L'elenco completo è riportato nella tavola 3.6.

TAV. 3.6

Codici di rete e Linee guida previsti dal regolamento (CE) 714/2009

	REGOLAMENTO	ABBREVIAZIONE (ACRONIMO)	ENTRATA IN VIGORE
Codici di mercato	Regolamento (UE) 1222/2015	CACM GL (Capacity Allocation and Congestion Management Guideline)	15 agosto 2015
	Regolamento (UE) 1719/2016	FCA GL (Forward Capacity Allocation Guideline)	17 ottobre 2016
	Regolamento (UE) 2195/2017	EB GL (Electricity Balancing Guideline)	18 dicembre 2017
Codici di connessione	Regolamento (UE) 631/2016	RfG NC (Requirements for Generators Network Code)	17 maggio 2016
	Regolamento (UE) 1388/2016	DCC (Demand Connection Network Code)	7 settembre 2017
	Regolamento (UE) 1447/2016	HVDC NC (High Voltage Direct Current Network Code)	28 settembre 2016
Codici di gestione della rete	Regolamento (UE) 1485/2017	SO GL (System Operation Guideline)	14 settembre 2017
	Regolamento (UE) 2196/2017	ER NC (Emergency and Restoration Network Code)	18 dicembre 2017

Fonte: ARERA

Lo stato di implementazione di Linee guida e Codici di rete al termine del 2017 è quello sintetizzato nella figura 3.1. Da essa si nota che, se alcune attività sono state portate a compimento (in blu), molte altre vedranno impegnata l'Autorità negli anni a venire. Nello specifico, i valori riportati negli istogrammi quantificano il numero dei differenti processi di implementazione nazionale delle varie previsioni contenute nei regolamenti.

Nell'elenco di regolamenti riportato nella tavola 3.6 e nella figura 3.1 compaiono le diciture Codice di rete (NC) e Linea guida (GL). La sostanziale differenza tra le due categorie è riconducibile al fatto che i primi, i Codici di rete, identificano delle regole direttamente implementabili a livello nazionale mentre le seconde, le Linee guida, prevedono la successiva elaborazione di una serie di disposizioni attuative, denominate *Terms and Conditions* (TC) o *Methodologies* (M, o "metodologie"). Ne discende che la pubblicazione dei regolamenti non esaurisce l'attività di sviluppo e pubblicazione di normativa secondaria. Al contrario, ogni regolamento nella forma di linea guida prevede, al suo interno, l'elaborazione di regole specifiche (appunto le metodologie) a cura di TSO e/o NEMO (le borse dell'energia) che i regolatori di ciascuno stato membro sono chiamati a valutare e approvare. Il processo di elaborazione delle metodologie è stato avviato nel 2015 in riferimento al regolamento CACM GL per poi essere esteso alle altre Linee guida tra il 2016 (FCA GL) e il 2017 (SO GL, EB GL). Dalla figura 3.1 si evince che 6 delle 15 metodologie

previste nell'ambito del regolamento FCA devono ancora essere portate a compimento.

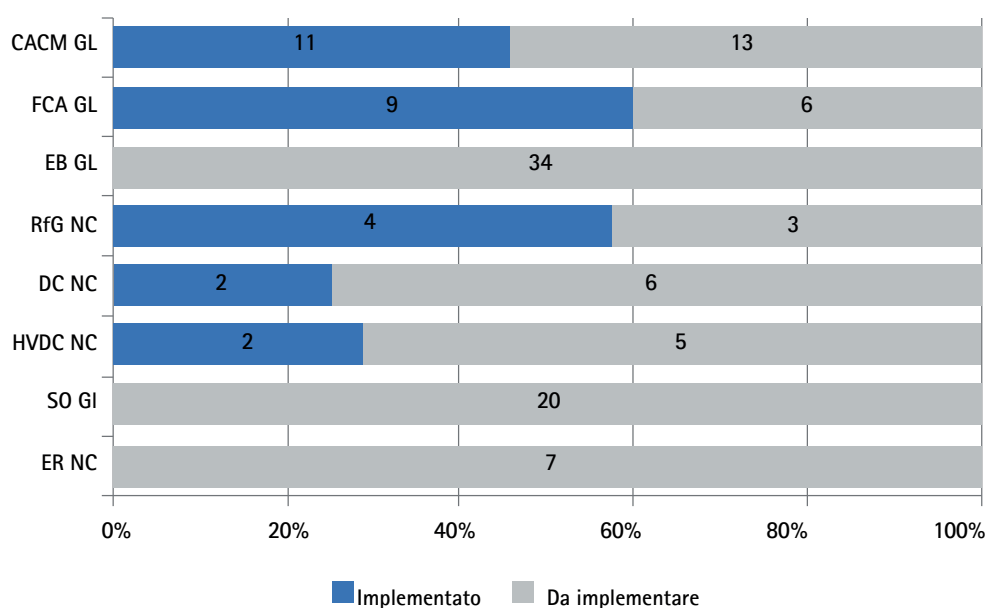
Processi decisionali regionali ed europei

L'ambito geografico di adozione delle metodologie (se ne contano all'incirca un centinaio) può essere, a seconda dei casi, di natura paneuropea, regionale o nazionale.

Le decisioni in merito alle metodologie avvengono in un contesto denominato *Electricity Regulatory Forum* (ERF), cui partecipano con diritto di voto tutti i regolatori dell'Unione Europea e cui sono ammessi in qualità di osservatori il regolatore norvegese e ACER, ma non la Commissione Europea.

Le decisioni in seno all'ERF devono essere prese all'unanimità. Ciò può comportare l'accordo nell'approvare la proposta, nel qual caso ogni regolatore recepisce nel proprio ordinamento nazionale la proposta di metodologia. Tuttavia, l'unanimità potrebbe anche significare che tutti i regolatori competenti concordano di chiedere ai rispettivi TSO e/o NEMO di apportare degli emendamenti alle proposte (*Request for Amendments* - RfA). Anche in questo caso ogni regolatore recepisce la decisione dell'ERF a livello nazionale e istruisce conseguentemente TSO e/o NEMO, rispettivamente Terna e GME nel caso italiano, di rivedere la proposta.

In mancanza di unanimità, la proposta di TC o M è trasferita ad ACER che, dopo consultazione con le parti interessate, finalizza il



Fonte: ARERA

FIG. 3.1

Stato di implementazione delle previsioni di Codici di rete e Linee guida in Italia

testo e lo sottopone al Board of Regulators (BoR) per approvazione. L'approvazione, in questo caso, è a maggioranza qualificata dei due terzi (una testa, un voto). Il processo è sintetizzato nello schema di figura 3.2. In termini di durata, secondo una rigorosa lettura dei regolamenti, tale processo potrebbe richiedere fino a un massimo di ventidue mesi. In realtà, ad oggi si sono verificati processi anche più lunghi. Per quanto riguarda le metodologie ad approvazione regionale, l'ambito geografico di applicazione cambia a seconda del regolamento coinvolto.

Per i regolamenti CACM e FCA sono state identificate le cosiddette Regioni per il calcolo della capacità (CCR), approvate da ACER con la decisione 06/2016. L'Italia fa parte della CCR Italy North, per quanto riguarda le frontiere con Francia, Slovenia e Austria; e della CCR Greece-Italy, per quanto riguarda la frontiera con la Grecia e i confini fra le zone interne al territorio nazionale. La figura 3.3 riporta una schematizzazione delle CCR.

Il regolamento SO GL prevede alcune metodologie relative alle CCR, mentre altre metodologie devono essere approvate all'interno di ciascuna area sincrona, coincidente con la porzione della rete europea che condivide la stessa frequenza.

Infine il regolamento EB GL opera con geometria fortemente variabile a seconda della metodologia coinvolta: si passa, infatti, 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.

L'impegno dell'Autorità nel 2017

L'Autorità è stata parte attiva in sede europea nell'ambito del processo di sviluppo dei Codici di rete e Linee guida a partire dal 2011 e ha supportato il Ministero dello sviluppo economico durante la fase di comitologia che ha portato alla votazione dei regolamenti stessi.

In particolare il personale l'Autorità ha guidato, in ambito ACER, il gruppo di lavoro dei regolatori volto alla definizione delle *framework guidelines* dell'Agenzia sulla base delle quali ENTSOE ha sviluppato il regolamento (UE) 2195/2017 (EB GL) relativo all'integrazione dei mercati di bilanciamento, entrato in vigore il 18 dicembre 2017.

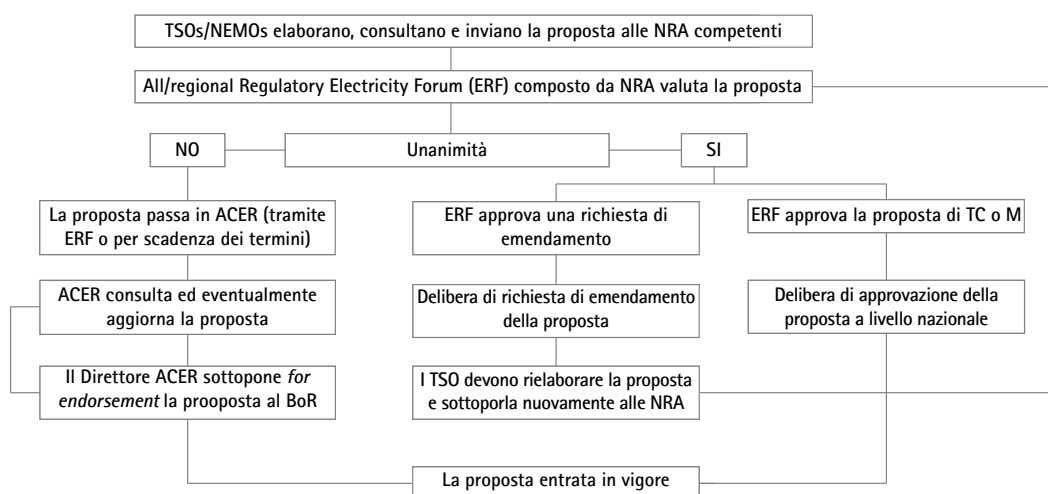
Per presidiare lo sviluppo e l'implementazione di questa nuova normativa europea l'Autorità, nel rivedere il proprio assetto organizzativo nel febbraio 2017, ha istituito un apposito ufficio: l'Ufficio Speciale Regolazione Euro-unitaria (REU) nell'ambito della Divisione Energia.

Con particolare riferimento all'implementazione dei codici di mercato a livello regionale, l'Autorità, nel corso del 2017, ha promosso un *memorandum of understanding* con i regolatori di Francia, Austria Slovenia e Grecia in esito ai quali sono state definite le regole di governance applicate nell'approvazione delle proposte di TSO e/o NEMO.

In estrema sintesi, solo nel corso del 2017, l'Autorità ha pubblicato 23 provvedimenti (delibere o documenti per la consultazione) di implementazione dei Codici di rete o Linee guida, 18 dei quali

FIG. 3.2

Schema di approvazione delle TC o M europee o regionali



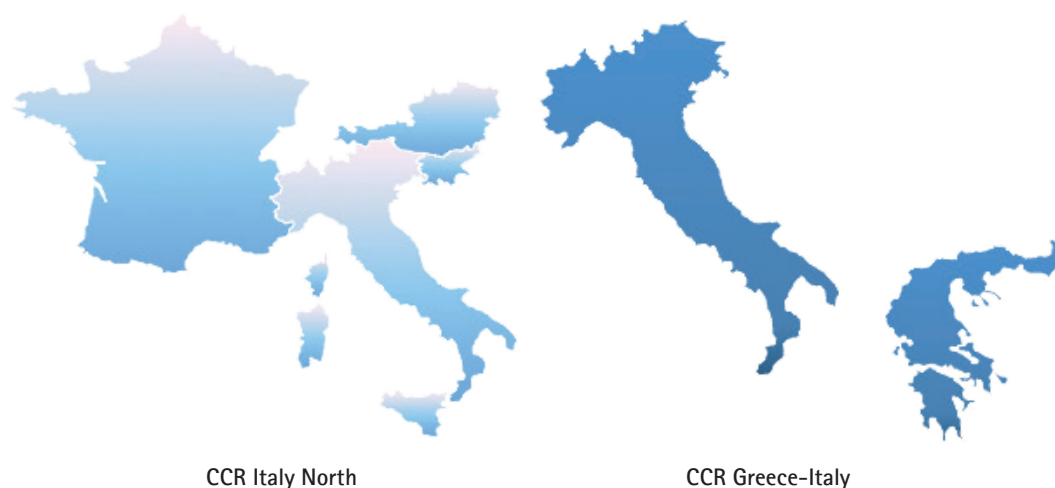


FIG. 3.3

Regione Italy North

relativi alle metodologie implementative previste dalle stesse Linee guida.

Al fine di favorire la massima trasparenza su processi decisionali spesso complessi e il coinvolgimento di tutti gli stakeholder nazionali, l'Autorità si è fatta inoltre promotrice di diverse iniziative di confronto pubblico, a livello europeo, regionale e nazionale.

Focus sui Codici di mercato

Nel seguito, vengono presentati i principali interventi dell'Autorità che, nel corso del 2017, hanno dato un contributo all'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo, con particolare riferimento ai Codici di mercato.

Forward capacity allocation (FCA)

Il regolamento FCA fissa i requisiti che devono essere soddisfatti dai diritti di trasmissione di lungo termine assegnati a livello europeo, unitamente alle modalità di allocazione.

Nel corso del 2017 l'Autorità, facendo seguito alle decisioni assunte in sede ERF, ha approvato le metodologie per lo scambio dei dati inerenti la generazione e il carico necessari per la predisposizione del modello di rete europeo (delibera 16 novembre 2017, 766/2017/R/eel) e i requisiti per l'istituzione della piattaforma unica di allocazione e per la suddivisione dei relativi costi (delibera 12 ottobre 2017, 685/2017/R/eel). L'Autorità ha altresì partecipato all'iter di approvazione delle regole armonizzate per l'allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine, conclusosi con la decisione 03/2017

adottata da ACER a seguito del mancato accordo dei regolatori in sede ERF.

A livello regionale l'Autorità ha approvato, previo accordo unanime nei corrispondenti forum regionali, le proposte per la tipologia dei diritti di trasmissione di lungo termine (delibere 19 ottobre 2017, 701/2017/R/eel e 703/2017/R/eel) e per le regole specifiche di allocazione (delibere 19 ottobre 2017, 699/2017/R/eel e 702/2017/R/eel) applicabili sulle frontiere con Austria, Slovenia, Francia e Grecia.

Infine, sempre ai sensi del regolamento FCA, l'Autorità ha dovuto adottare alcune disposizioni inerenti i diritti di trasmissione di lungo termine relativi ai confini fra le zone interne al territorio nazionale: in particolare con la delibera 12 maggio 2017, 333/2017/R/eel, adottata a seguito del documento per la consultazione 3 marzo 2017, 110/2017/R/eel, è stato deciso di non allocare diritti di trasmissione ai sensi del regolamento FCA, ma di proseguire con i prodotti di copertura ad oggi in vigore (CCC e CCP).

Capacity allocation and congestion management (CACM)

Nell'ambito dell'implementazione del regolamento CACM l'Autorità è stata principalmente coinvolta nella valutazione, svolta congiuntamente con gli altri regolatori europei, delle diverse metodologie che TSO e NEMO sono chiamati a sviluppare per la realizzazione dei mercati europei integrati nell'orizzonte temporale giornaliero e infragiornaliero (*single day ahead e intraday coupling*).

In particolare tutti i regolatori europei hanno congiuntamente richiesto modifiche alla metodologia relativa ai prodotti scambiabili nei mercati e alle procedure di backup che i NEMO devono

predisporre in caso di malfunzionamento del mercato del giorno prima (delibere 3 agosto 2017, 599/2017/R/eel e 600/2017/R/eel). Sono state invece approvate: la metodologia relativa allo svolgimento della funzione di Market Coupling Operator (delibera 22 giugno 2017, 467/2017/R/eel) che rappresenta l'ossatura del funzionamento del futuro mercato europeo integrato, e la metodologia relativa al modello di rete comune che i TSO sono chiamati a realizzare per poter procedere a un calcolo congiunto e armonizzato delle diverse capacità interzonali da rendere disponibili al mercato.

Oltre all'implementazione delle diverse metodologie, il regolamento CACM disciplina anche le modalità con cui si può rivedere la configurazione delle zone d'offerta a livello europeo, regionale (CCR) e nazionale. In particolare, l'art. 32 del suddetto regolamento definisce le varie fasi del processo (dall'identificazione della configurazione zonale alternativa a quella vigente, alle relative valutazioni a cura dei TSO coinvolti nel processo), mentre l'art. 33 indica i criteri minimi (sicurezza dell'esercizio, impatto sui mercati, robustezza della configurazione zonale nel tempo) che devono essere tenuti in conto in sede di revisione.

La configurazione zonale attualmente vigente in Italia risale al 2012. Inizialmente, con validità limitata al 2014, essa è stata più volte prorogata dall'Autorità, dapprima per evitare sovrapposizioni con l'implementazione del *market coupling* sulle frontiere con Francia e Austria (2015), e successivamente per consentire a Terna di adeguare le modalità di revisione della configurazione zonale alle disposizioni introdotte con il regolamento CACM (anni 2016, 2017 e 2018). In parallelo l'Autorità ha condotto con Terna un'attività preparatoria finalizzata ad acquisire informazioni sulle configurazioni zonali alternative e sulla metodologia di analisi che si sarebbe inteso utilizzare per le successive valutazioni. I lavori, avviati con la delibera 4 agosto 2016, 461/2016/R/eel, e proseguiti secondo le disposizioni di cui alla delibera 28 giugno 2017, 496/2017/R/eel, si sono conclusi a inizio 2018, allorché l'Autorità, avendo ritenuto conclusa la fase preparatoria con la delibera 18 gennaio 2018, 22/2018/R/eel, ha avviato formalmente la revisione delle zone ai sensi dell'art. 32, comma 1, lettera d), del regolamento CACM (avvio disposto su base nazionale e limitato alle sole zone interne con impatto trascurabile sulle zone dei paesi confinanti)

Regolamento Balancing (BAL)

Il regolamento europeo 2195/2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico, *Regolamento Balancing* (BAL), è entrato in vigore il 18 dicembre 2017, pertanto il flusso di lavoro dei provvedimenti che porterà all'approvazione a livello nazionale delle metodologie di implementazione delle Linee guida è previsto a partire dal 2018 e per gli anni successivi. Tuttavia, nel corso del 2017 l'Autorità ha costantemente partecipato alla *task force* dei regolatori dedicata, dialogando con i gruppi di lavoro dell'associazione dei TSO (ENTSO-E), già da tempo impegnati nei progetti di implementazione che porteranno alla definizione formale delle metodologie richieste ai sensi del BAL. Tra questi, l'Autorità coordina come co-leader, per conto dei regolatori, le attività con i TSO relative alla valorizzazione degli sbilanciamenti e al *settlement* tra TSO. Da tempo inoltre l'Autorità è coinvolta nel progetto TERRE (*Trans-European Replacement Reserves Exchange*), progetto pilota riconosciuto come riferimento per l'implementazione della piattaforma europea di scambio della riserva di sostituzione (*Replacement reserve*, nella nomenclatura del BAL). Nel corso del 2017 l'Autorità ha inoltre partecipato ai cosiddetti *Implementation Group* dei progetti di riferimento per l'implementazione delle piattaforme europee (Fig 3.4) e in particolare ha contribuito, insieme agli altri regolatori, alla stesura degli *opinion paper* in risposta alle consultazioni pubbliche dei progetti TERRE e MARI, nei quali l'Italia, con il proprio TSO Terna, partecipa come full member. L'impegno dell'Autorità su questi tavoli è volto a garantire coerenza tra i processi di integrazione europei e la disciplina nazionale del dispacciamento, per trarre i massimi benefici dall'armonizzazione senza pregiudicare l'efficienza del proprio modello di mercato.

Il regolamento sulla *System Operation* (SO) è entrato in vigore nel corso del 2017. Le prime metodologie sviluppate riguardano la definizione dei blocchi rilevanti per la regolazione di frequenza (c.d. *LFC block*), del modello di rete comune europeo per le analisi di sicurezza dell'esercizio coordinate a livello transnazionale, dei requisiti generali per lo scambio dei dati e delle informazioni fra tutti i soggetti (produttori, clienti finali, distributori, gestori della rete di trasmissione) coinvolti nella sicurezza dell'esercizio e dei criteri per l'analisi costi e benefici necessari alla definizione del periodo

di consegna per la regolazione primaria di frequenza per i dispositivi con ridotta disponibilità di energia. Le proposte

sono pervenute a marzo 2018 e saranno oggetto di valutazione a cura dei regolatori nel corso dello stesso anno.



FIG. 3.4

Piattaforme TERRE, MARI, IGCC e PICASSO (da sinistra a destra)

Promozione della concorrenza, tutela dell'ambiente e innovazione

Progetti pilota e sperimentazioni

Sperimentazione tariffaria per pompe di calore utilizzate come unico sistema di riscaldamento

Come già illustrato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, tra il 1 luglio 2014 e il 31 dicembre 2016, per i clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione di residenza è stato possibile presentare richiesta di adesione alla sperimentazione tariffaria avviata dall'Autorità con la delibera 8 maggio 2014, 205/2014/R/eel. A decorrere da tale data è stato possibile per i clienti presentare richiesta di adesione, ottenere l'applicazione di una tariffa elettrica non progressiva (c.d. tariffa D1-pdc) e, conseguentemente, essere sottoposti a monitoraggio in continuo dei propri prelievi di energia elettrica per consentire all'Autorità di raccogliere

informazioni e dati utili ai fini della caratterizzazione di questa particolare tipologia di clienti.

Nella *Relazione Annuale 2017* si era evidenziato come l'iniziativa avesse riscosso un discreto interesse tra le famiglie italiane: al 15 ottobre 2016, dopo circa 28 mesi dall'avvio, le adesioni superavano le 10.000. La sesta e ultima edizione della raccolta dati prevista dalla delibera 205/2014/R/eel, con la quale l'Autorità ha ricevuto dalle imprese di distribuzione gli aggiornamenti delle banche dati relative ai dati anagrafici e di prelievo elettrico dei clienti che risultavano aver aderito alla sperimentazione fino alla data ultima disponibile (31 dicembre 2016), si è svolta nel mese di febbraio 2018 e ha certificato come le famiglie alla fine complessivamente aderenti siano state più di 11.000.

L'alto numero di famiglie aderenti e l'orizzonte pluriennale di monitoraggio quartorario dei prelievi di energia elettrica hanno reso particolarmente ponderosa la banca dati complessiva derivata dall'unione delle sei edizioni della raccolta dati associata alla sperimentazione. Di conseguenza, prima di poter procedere ad analisi statistiche estensive, si sono rese necessarie rilevanti attività di verifica e consolidamento dei dati. Alcuni primi risultati preliminari, riguardanti la distribuzione geografica delle famiglie aderenti, la tempistica delle installazioni e l'utilizzo combinato di pompe di calore e impianti fotovoltaici, sono già stati presentati nella precedente *Relazione Annuale*.

Di seguito si concentra l'attenzione su alcune caratteristiche delle abitazioni dotate di pompa di calore come unico sistema di riscaldamento e della relativa fornitura di energia elettrica. Dall'analisi del campione di oltre 10.000 abitazioni riscaldate con pompa di calore emergono:

- una netta prevalenza di abitazioni di dimensioni medio-grandi; il 40% si colloca infatti nell'intervallo tra 100 e 160 mq e la taglia media è pari a circa 150 mq;
- l'utilizzo di un punto di prelievo dedicato ad alimentare la pompa di calore solo nel 10% dei casi, mentre nel restante 90% dei casi il punto di prelievo è unico per tutti i prelievi dell'abitazione;
- un valore medio di potenza contrattualmente impegnata pari a 7,4 kW; 6 kW risulta essere il valore di potenza impegnata nettamente più frequente, adottato nei contratti di quasi la metà dei clienti, mentre solo l'8% delle abitazioni mostra potenze superiori a 10 kW;
- una potenza contrattualmente impegnata pari in media a circa il doppio della potenza elettrica di targa della pompa di calore;
- un volume medio di energia prelevata di poco inferiore ai 6000 kWh/anno.

Sperimentazione di sistemi di accumulo dell'energia elettrica

Nel corso del 2017 sono stati per la prima volta presentati e disseminati i risultati del primo anno di esercizio dei sistemi di accumulo realizzati da Terna, anche grazie a un seminario pubblico svoltosi il 27 settembre 2017.

Il 2016 ha seguito un anno di pre-esercizio caratterizzato da alcune problematiche di indisponibilità e anomalie dei progetti pilota *energy-driven* già installati, che ha portato Terna a considerare come primo anno di esercizio effettivo il 2016 stesso.

I 3 progetti pilota *energy-driven* (con potenza complessiva di 34,8 MW

ora interamente installata) hanno mostrato valori di efficienza energetica ancora non soddisfacenti e alcune residue limitazioni di disponibilità. I costi di investimento complessivi per le tre installazioni (fino al 2015) sono stati dell'ordine di 159-165 milioni di euro, mentre i costi di investimento e i costi operativi nel 2016 risultano di fatto trascurabili. Il beneficio reso dalle tre installazioni pilota di Ginestra, Flumeri e Scampitella per la riduzione dei volumi di mancata produzione eolica nel 2016 è così sintetizzabile:

- *saving* di mancata produzione eolica nel 2016: 17,71 GWh/anno;
- beneficio legato al *saving* (valorizzato 43 euro/MWh): 0,76 milioni euro/anno.

Nella valutazione degli impatti delle installazioni pilota vanno inoltre considerati:

- gli scambi di energia per asservimento al servizio di regolazione secondaria (da 4000 a 5500 ore a seconda dell'impianto), che, come somma di energia in ingresso e energia in uscita, sono stati nel 2016 pari a 18,55 GWh;
- le perdite energetiche, che nel corso del 2016 sono state complessivamente pari a 23,25 GWh.

Sono invece risultati estremamente interessanti in termini di rapporto costi/benefici le analisi sugli interventi di *Dynamic Thermal Rating* (DTR) che erano richiesti dalle delibere dell'Autorità sulle stesse porzioni di rete interessate dai progetti pilota di accumulo.

Terna ha concluso le analisi di impatto segnalando che il DTR può incrementare la corrente massima trasportabile in sicurezza dalla linea di un valore massimo dell'ordine del 30% in uno scenario estivo, e di circa il 10% in quello invernale. I costi di investimento per le tre installazioni DTR sulle due dorsali Benevento 2 - Volturara - Celle San Vito e Bisaccia - Bisaccia 380 sono stati pari a 840 mila euro; i costi operativi (ricadenti al costo del personale, delle attrezzature per l'esecuzione del piano di manutenzione ordinaria e straordinaria e ad altri costi quali il canone annuale di utilizzo del traffico dati delle schede SIM impiegate) sono trascurabili.

Il beneficio reso dalle tre installazioni DTR sulle due dorsali Benevento 2 - Volturara - Celle San Vito e Bisaccia - Bisaccia 380 per la riduzione dei volumi di mancata produzione eolica nel 2016 è così sintetizzabile:

- *saving* di mancata produzione eolica nel 2016: 49,11 GWh/anno;
- beneficio legato al *saving* (valorizzato 43 euro/MWh): 2,11 milioni euro/anno

Tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita

Definizione della remunerazione spettante ai produttori di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili nelle isole minori non interconnesse

L'Autorità, dando seguito a quanto previsto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017 e nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 7 settembre 2017, 614/2017/R/efr, ha pubblicato il documento per la consultazione 1 marzo 2018, 115/2018/R/efr, tramite cui vengono esposti i primi orientamenti in merito alla remunerazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di nuova realizzazione o oggetto di riattivazione e alle modalità di ritiro dell'energia elettrica immessa nella rete isolana.

Il documento per la consultazione 115/2018/R/efr, redatto nelle more dell'ottenimento della deroga prevista dall'art. 44 della direttiva 2009/72/CE⁹, contiene gli orientamenti dell'Autorità in merito a:

- le condizioni per l'accesso alla nuova remunerazione prevista dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, facendo riferimento il più possibile, con semplificazioni, ai requisiti già previsti dai decreti di incentivazione vigenti sul territorio nazionale. Il soggetto deputato alla verifica dei predetti requisiti, sia in sede di ammissione sia durante la vita utile, è il Gestore dei servizi energetici (GSE);
- le condizioni per la connessione degli impianti di produzione alla rete elettrica e per la misura, confermando quanto già vigente;
- le condizioni per il ritiro dedicato e lo scambio sul posto,

confermando per il momento, nelle more della richiamata deroga, quanto già vigente;

- la determinazione e l'erogazione della remunerazione per l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, prevedendo che, nelle more della richiamata deroga, l'energia elettrica immessa in rete e remunerata ai sensi del decreto ministeriale 14 febbraio 2017 debba essere ritirata dal GSE (come già attualmente avviene nell'ambito del ritiro dedicato, scambio sul posto e *feed in tariff*). Come previsto dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, la tariffa base unitaria è pari al costo evitato efficiente, entro un valore minimo e un valore massimo indicati per taglia (tali valori minimo e massimo rappresentano l'intervallo entro cui si ritiene debba collocarsi la corretta remunerazione determinata con l'obiettivo della copertura dei costi di produzione con WACC = 5,31%). Ai fini della determinazione del costo evitato efficiente (tramite una formula che, oltre al prezzo del gasolio, tiene conto di costi medi di trasporto del combustibile e del consumo specifico) e dei valori limite distinti per taglia, è stato utilizzato uno studio condotto dalla società Ricerca sul sistema energetico (RSE). I predetti valori minimo e massimo sono stati, in una prima fase, definiti solo con riferimento agli impianti fotovoltaici, essendo quelli che con maggiore probabilità verranno realizzati sulle isole: la remunerazione che ne deriva è comunque applicabile a qualunque impianto alimentato da fonti rinnovabili. Viene anche prospettata una alternativa di semplice applicazione,

⁹ Come previsto dall'art. 8, comma 1, del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, il Ministero dello sviluppo economico, sentita Terna per quanto di propria competenza, provvede, per l'insieme delle isole minori non interconnesse indicate nel medesimo decreto, a richiedere alla Commissione europea la deroga prevista dall'art. 44 della direttiva 2009/72/CE (prevista per gli Stati membri che possono "dimostrare l'esistenza di seri problemi per la gestione dei loro piccoli sistemi isolati", al fine di "chiedere alla Commissione deroghe alle pertinenti disposizioni dei capi IV, VI, VII e VIII, nonché del capo III, per quanto riguarda il rinnovamento, il potenziamento e espandere la capacità esistente"), evidenziando il contributo atteso che, ai sensi del medesimo decreto, i gestori di rete forniscono ai fini degli obiettivi comunitari su clima ed energia. L'ammissione alle deroghe previste dall'art. 44 della direttiva 2009/72/CE per tutte le isole minori non interconnesse consentirebbe, in tali realtà, la gestione del servizio elettrico da parte di imprese verticalmente integrate, in regime di regolazione completa del servizio, anche per le fasi di produzione e vendita ove non diversamente previsto. Tali deroghe non escluderebbero comunque la presenza di produttori terzi.

secondo cui la "tariffa base" rimanga invariata per tutto il periodo di remunerazione e sia pari alla media aritmetica dei predetti valori minimo e massimo.

- è stato previsto, inoltre, che i predetti valori minimo e massimo, una volta definiti in funzione della data di entrata in esercizio di un impianto, rimangano invariati per tutto il periodo di remunerazione, ipotizzato pari a 20 anni da tale data. Questi valori saranno soggetti a complessiva revisione su base triennale previa consultazione; nell'ambito di ciascun triennio, essi saranno oggetto di revisione automatica (effettuata dall'Autorità) a fronte di eventuali aggiornamenti, ai sensi del Testo integrato che definisce i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC) e dei parametri che compongono il WACC. I valori così rivisti verranno applicati agli impianti che entrano in esercizio successivamente alle revisioni.
- è stato previsto che ai produttori che percepiscono la remunerazione prevista dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017 si debba applicare un corrispettivo convenzionale a copertura dei costi amministrativi del GSE, pari a 0,05c€/kWh con esclusione degli impianti di potenza fino a 3 kW destinati all'autoconsumo;
- la determinazione ed erogazione della remunerazione per

l'energia termica prodotta da pannelli solari termici, definendo solo la tariffa base unitaria distinta per tecnologia e derivante da studi effettuati da RSE (essa rappresenta la corretta remunerazione ai fini della copertura dei costi di produzione con $WACC = 5,31\%$ ed è espressa in €/m²). È stato, inoltre, previsto che la remunerazione spettante (visti anche i bassi importi) possa essere erogata dal GSE in un'unica soluzione. I predetti valori saranno soggetti a complessiva revisione su base triennale previa consultazione; nell'ambito di ciascun triennio, essi sono oggetto di revisione automatica (effettuata dall'Autorità) a fronte di eventuali aggiornamenti, ai sensi del TIWACC, dei parametri che compongono il WACC. I valori così rivisti verranno applicati agli impianti che vengono installati successivamente a tali revisioni. Ai produttori che percepiscono la remunerazione prevista dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017 si applica un corrispettivo convenzionale a copertura dei costi amministrativi del GSE, pari all'1% del valore del contributo totale spettante al medesimo soggetto, con un massimale pari a 150 euro per ciascun impianto;

Le modalità di rendicontazione dell'applicazione del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, descrivendo la raccolta dati annuale ai fini del monitoraggio dell'attuazione del decreto stesso e, in particolare, dei costi posti in capo alla collettività.

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

L'Autorità di regolazione per Energia Reti e Ambiente ha svolto, anche nel 2017, le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), affidatele in via transitoria con decreto del Ministro dello sviluppo economico del 21 giugno 2007, nell'ambito del quadro normativo e con le modalità organizzative già ampiamente illustrate nelle precedenti *Relazioni annuali* dell'Autorità.

Nel mese di marzo 2018, il Ministero dello sviluppo economico ha predisposto e inviato all'Autorità uno schema di decreto recante nuove modalità di gestione del Fondo per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale, sostitutivo del vigente (si è ancora in attesa di registrazione alla Corte dei Conti e di pubblicazione) decreto 8

marzo 2006. L'Autorità ha rilasciato intesa in ordine al suddetto schema di decreto con propria delibera del 5 aprile 2018, 215/2018/rds, come previsto dal decreto interministeriale 26 gennaio 2000. Il decreto introduce modifiche sostanziali, particolarmente per quanto riguarda la *governance* della ricerca di sistema elettrico, la tempistica di valutazione dei progetti di ricerca e la programmazione operativa delle attività previste dai Piani triennali approvati dal Ministro dello sviluppo economico.

Per quanto riguarda le attività 2017, l'Autorità:

- ha organizzato le attività di valutazione e verifica sui progetti svolti nell'ambito degli accordi di programma in essere tra Ministero dello sviluppo economico ed ENEA e RSE;
- ha organizzato le attività di valutazione e verifica sui progetti presentati ai sensi dei decreti del Ministero dello sviluppo economico 12 dicembre 2008 e 4 maggio 2009 e ammessi al finanziamento per effetto del decreto del medesimo Ministero 16 febbraio 2010;
- ha organizzato le attività di valutazione e le attività connesse con l'approvazione degli aggiustamenti richiesti dagli assegnatari e con la predisposizione dei capitolati tecnici dei progetti presentati ai sensi del decreto del Ministero dello sviluppo economico 30 giugno 2014

e ammessi al finanziamento con decreto del medesimo Ministero 21 aprile 2016;

- ha approvato i capitolati tecnici dei progetti ammessi al finanziamento per effetto del decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2016, nonché, quando richiesto, gli aggiustamenti e le varianti richieste dagli assegnatari dei progetti di ricerca;
- ha approvato gli esiti delle verifiche sullo stato di avanzamento e sul conseguimento dei risultati finali per tutti i progetti di ricerca finanziati a valere sul fondo per la ricerca di sistema elettrico, e disposto il pagamento delle quote riconosciute a seguito delle attività di verifica in itinere o finali.

Per le attività di valutazione e verifica sui progetti di ricerca e per le attività connesse con l'approvazione degli aggiustamenti e delle varianti richieste dagli assegnatari, nonché con la predisposizione dei capitolati tecnici, l'Autorità si è avvalsa della CSEA e degli esperti di ricerca di sistema elettrico.

Per quanto riguarda il gettito della componente tariffaria A_5 , che alimenta l'apposito Fondo costituito presso la CSEA, nel corso del 2017, per effetto delle delibere 814/2016/R/com, 200/2017/R/com, e delle delibere 28 giugno 2017, 480/2017/R/com, e 28 settembre 2017, 656/2017/R/com, esso è stato di circa 68,2 milioni di euro,

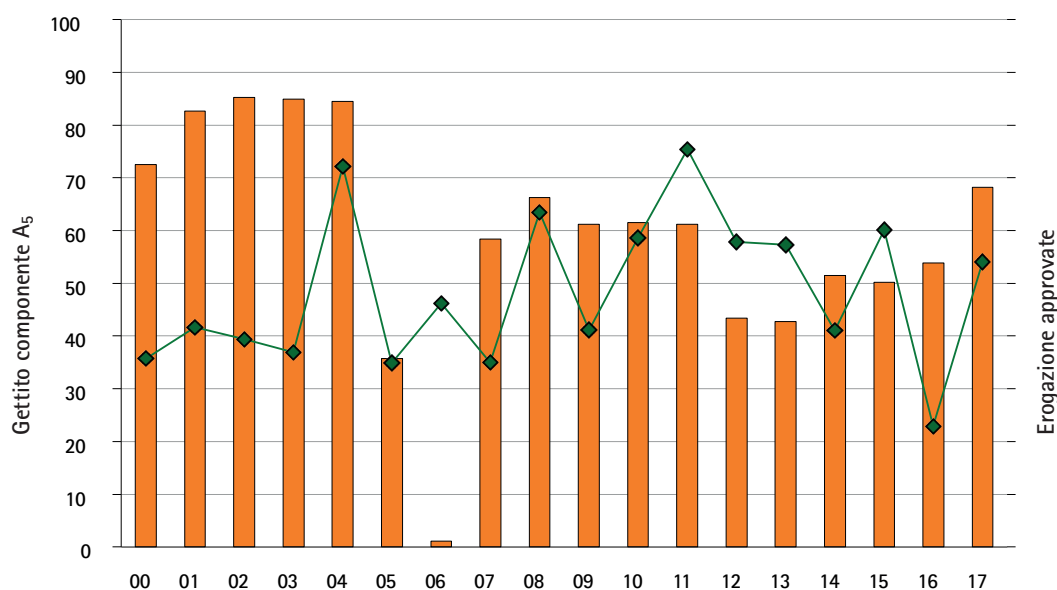


FIG. 3.5

Gettito della componente A_5
ed erogazioni approvate
Miliardi di euro

come mostrato nella figura 3.5, dove sono riportati l'andamento del gettito e le erogazioni approvate a partire dal 2000.

Bandi di gara per la selezione di progetti di ricerca del sistema elettrico

Nel corso del 2017 sono proseguite le attività relative ai progetti di ricerca applicata ammessi al finanziamento ai sensi del decreto del Direttore generale per il Mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica e il nucleare, del 30 giugno 2014. In particolare, con delibere 9 febbraio 2017, 48/2017/rds, 16 febbraio 2017, 60/2017/rds, 6 aprile 2017, 221/2017/rds, 27 luglio 2017, 551/2017/rds e 21 settembre 2017, 644/2017/rds, si è conclusa l'approvazione dei capitolati tecnici di progetto, mentre, con delibere 16 febbraio 2017, 61/2017/rds, 483/2017/rds e 13 luglio 2017, 523/2017/rds, sono state approvate le richieste di aggiustamento o di varianti presentate dai proponenti dei progetti di ricerca. Sono inoltre proseguite le azioni per il monitoraggio e la verifica del corretto svolgimento dei progetti già avviati e acquisiti i risultati intermedi e risolto le criticità intervenute.

Attività di valutazione e verifica dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma tra Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR

Per quanto riguarda ENEA e RSE, nel corso del 2017 si sono svolte le attività di valutazione per l'ammissione al finanziamento e per la verifica finale dei rispettivi piani di realizzazione 2015. In esito alle attività per la verifica dei risultati conseguiti e della congruità, pertinenza e ammissibilità delle spese sostenute nell'ambito del piano 2015, con delibere del 27 luglio 2017, rispettivamente 549/2017/rds e 550/2017/rds, l'Autorità ha approvato il consuntivo delle attività svolte da ENEA e da RSE e disposto l'erogazione delle rispettive quote di contribuzione a saldo (rispettivamente, circa 24,8 e 29,3 milioni di euro).

Attività di valutazione, monitoraggio e verifica dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento ai sensi dei bandi 12 dicembre 2008 e 30 giugno 2014

Nel corso del 2017, parallelamente alle attività di monitoraggio e controllo, sono proseguite le attività di verifica relative ai progetti

ammessi al finanziamento ai sensi del bando 12 dicembre 2008. In particolare:

- con delibera 26 gennaio 2017, 28/2017/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Contributo delle masse estranee estese alla rete di terra globale* (Meterglob) e disposta l'erogazione della quota di contribuzione a saldo;
- con delibera 9 febbraio 2017, 49/2017/rds, è stato approvato il consuntivo delle attività del progetto *Innovative silicon - Concentration photovoltaic module* (Isi-Cpv) e disposta l'erogazione della quota di contribuzione a saldo.

Per quanto riguarda il bando 30 giugno 2014, con riferimento alle richieste di aggiustamenti e di varianti presentate dagli assegnatari dei progetti di ricerca, l'Autorità ha approvato le seguenti delibere:

- delibera 12/2017/rds del 19 gennaio, riguardante il progetto *Staged Pyrolysis and Gasification* (Spyga);
- delibera 61/2017/rds del 16 febbraio 2017, riguardante il progetto *Riduzione dei consumi elettrici per la climatizzazione estiva di edifici mediante sviluppo di Cool Materials cementizi a elevata riflettanza solare* (Cool it);
- delibera 455/2017/rds del 22 giugno 2017, riguardante il progetto *Air Solar Heat Pump* (Solairhp);
- delibera 483/2017/rds del 16 febbraio 2017, riguardante il progetto *Gestione virtuale di risorse energetiche distribuite* (Virtus);
- delibera 523/2017/rds del 13 luglio 2017, riguardante il progetto *Impianto dimostrativo di co-produzione di biometano ed energia elettrica basato su un processo innovativo di adsorbimento di CO₂ su sorbenti solidi* (Prometeo);

Per quanto riguarda i capitolati tecnici dei progetti, l'Autorità ha approvato le seguenti delibere:

- delibera 48/2017/rds del 9 febbraio 2017, riguardante il progetto *Accumulo di energia termica prodotta da sistemi solari a media temperatura per applicazioni di solar-cooling e calore di processo* (Sunstore);
- delibera 60/2017/rds del 16 febbraio 2017, riguardante il progetto *Sistema esperto per il monitoraggio permanente delle apparecchiature elettriche in smart grids di MT per incrementare la continuità del servizio* (Sempa);
- delibera 221/2017/rds del 6 aprile 2017, riguardante il progetto

Distributed management logics and devices for electricity savings in active users installations (Demand);

- delibera 551/2017/rds del 27 luglio 2017, riguardante il progetto *Riduzione dei consumi elettrici per la climatizzazione estiva di edifici mediante sviluppo di cool materials cementizi a elevata riflettanza solare* (Cool it);
- delibera 644/2017/rds del 21 settembre 2017, riguardante il progetto *Nuovo apparecchio e sistema di illuminazione industriale a elevatissimo risparmio energetico* (Luminare).

L'Autorità ha, inoltre, approvato tre provvedimenti riguardanti i seguenti progetti:

- delibera 240/2017/rds del 13 aprile 2017, progetto *Sistema per la gestione Ottimale della Illuminazione e di altre utenze elettriche nei Grandi Edifici* (Soige);
- delibera 241/2017/rds del 13 aprile 2017, progetto *Nuovo apparecchio e sistema di illuminazione industriale a elevatissimo risparmio energetico* (Luminare);
- delibera 264/2017/rds del 20 aprile 2017, il progetto *Staged pyrolysis and gasification* (SpyGa).

4.

Regolazione nel settore del gas naturale

Settoriale

Unbundling

Regolazione dell'unbundling

Per questa parte si rinvia a quanto esposto nel Capitolo 3 di questo stesso volume: la disciplina dell'*unbundling* funzionale e

contabile illustrata in quella sede riguarda anche il settore del gas naturale.

Certificazione dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale

Con la delibera 6 aprile 2017, 219/2017/R/gas, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità o ARERA) ha adottato la decisione di ricertificazione preliminare per Società Gasdotti Italia in qualità di gestore di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria, ai sensi degli artt. 10 e 11 della direttiva 73/2009/CE. La ricertificazione della società, già certificata come gestore di trasporto secondo il modello di separazione proprietaria, si è resa necessaria a seguito della modifica dell'assetto di controllo della stessa. È stata finalizzata ad accertare la permanenza delle condizioni poste alla base della prima certificazione adottata e del rispetto degli obblighi previsti dal modello di separazione proprietaria di

cui all'art. 9 par. 1, lettere b), c) e d) della succitata direttiva, nonché che l'acquisizione del controllo del gestore del sistema di trasporto da parte di soggetti di paesi terzi non metta a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dello stato membro e della Comunità (come previsto dall'art. 11 della stessa direttiva). A seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi degli artt. 10, par. 6, e 11, par. 6, della direttiva 73/2009/CE e dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, l'Autorità, con la delibera 3 agosto 2017, 577/2017/R/gas ha quindi adottato la decisione finale di certificazione per Società Gasdotti Italia in qualità di gestore di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria.

Regolazione delle reti e del sistema gas

Regolazione tecnica: servizi di bilanciamento

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Il 2017 è stato il primo anno di operatività del nuovo regime di bilanciamento secondo il modello definito con delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas, che recepisce integralmente il regolamento (UE) 312/2014 del 26 marzo 2014. Nonostante lo *switching* tra il vecchio e il nuovo regime sia avvenuto (1 ottobre 2016), senza il ricorso alle misure transitorie e di gradualità che il regolamento avrebbe consentito, il primo anno di funzionamento non ha registrato particolari criticità.

Nella *Relazione sui primi sei mesi di funzionamento* pubblicata dall'Autorità il 15 maggio 2017 sul proprio sito internet, è stato rilevato come il nuovo mercato si sia inserito con continuità nei mercati preesistenti senza effetti rilevanti rispetto ai trend registrati in precedenza, a parte la volatilità fisiologica dei prodotti infragiornerali. Le prime analisi qualitative e quantitative hanno mostrato un andamento generalmente soddisfacente per il nuovo bilanciamento. Il meccanismo ha mostrato in generale di funzionare bene, anche se l'inverno non ha sottoposto il sistema a momenti di tensione, fatti salvi alcuni giorni caratterizzati da consumi particolarmente elevati. Inoltre, rispetto al regime preesistente, in cui in caso di scarsità di gas, era attivata la cosiddetta sessione di mercato *locational*, i picchi di prezzo registrati non hanno mai raggiunto i valori del periodo precedente e sono apparsi più proporzionati rispetto alle reali esigenze del sistema.

Gli interventi dell'Autorità in materia di bilanciamento si sono quindi concentrati sull'affinamento della taratura degli incentivi a Snam Rete Gas, introdotti con delibera 6 ottobre 2016, 554/2016/R/gas, e rivisti nel 2017 con delibera 28 settembre 2017, 661/2017/R/gas. Osservando che lo schema di incentivazione originario è stato nel complesso efficace nel perseguire gli obiettivi di efficienza delle azioni di bilanciamento, l'Autorità ha rimodulato i parametri in base all'esperienza acquisita. Tale rimodulazione peraltro non ha modificato gli obiettivi che Snam Rete Gas deve perseguire per trarre il massimo profitto dagli incentivi.

Con la delibera 18 maggio 2017, 349/2017/R/gas, sono state definite, in linea con le previsioni del TIB (*Testo integrato del bilanciamento*), di cui all'Allegato alla delibera 312/2016/R/gas), le misure volte a garantire la neutralità del Responsabile del bilanciamento (RdB) rispetto alle partite economiche derivanti dalla gestione del *line-pack*, del gas non contabilizzato (GNC) e del gas di autoconsumo e da perdite di rete.

In conclusione, l'Italia, confrontata con altri paesi europei, si trova in una posizione avanzata di implementazione del regolamento (UE) 312/2014.

Riforma della disciplina del settlement

Con il documento per la consultazione 3 agosto 2017, 590/2017/R/gas l'Autorità ha esposto i propri orientamenti in merito, *inter alia*, alla semplificazione delle modalità di esecuzione delle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento previste dalla vigente disciplina del *settlement* gas, affrontando anche le problematiche emerse durante il periodo di applicazione della medesima sia in relazione alla determinazione delle partite economiche a seguito dell'effettuazione della sessione di aggiustamento, sia afferenti alla possibile presenza di barriere all'accesso e alla contendibilità del mercato *retail*, dovute all'esistenza di una differenza tra i quantitativi immessi all'impianto di distribuzione e quelli prelevati dai clienti finali serviti dal medesimo, differenza che – come si evince dai dati raccolti relativamente agli anni passati – è caratterizzata da una rilevante variabilità temp orale e territoriale.

Facendo seguito al predetto documento per la consultazione, con riferimento alla gestione delle sessioni di aggiustamento per gli anni pregressi, a partire dal 2013 e sino all'avvio della nuova disciplina, con la delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas, l'Autorità ha previsto:

- in relazione alla determinazione delle partite di aggiustamento, l'applicazione di un procedimento articolato in due processi:
 - il primo funzionale al calcolo del conguaglio delle partite economiche attribuite all'utente del bilanciamento (UdB) al

momento del bilancio definitivo, applicando nuovamente l'algoritmo già utilizzato in sessione di bilanciamento, ad oggi in vigore, e rideterminando il disequilibrio di ciascun UdB;

- il secondo volta a valorizzare la quantità di competenza di ogni UdB, oggetto di compensazione, della differenza tra immesso e prelevato al punto di riconsegna della rete di trasporto interconnesso con la rete di distribuzione (*city gate*), ripartendo la quota annua riconosciuta di tale differenza in proporzione ai prelievi allocati nell'anno all'UdB presso il medesimo *city gate*;
- di effettuare la sola sessione di aggiustamento pluriennale già prevista per maggio 2018 ai sensi della regolazione vigente, con riferimento agli anni dal 2013 al 2016, senza anticipare quella relativa al 2013 a dicembre 2017;
- che la pubblicazione degli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale avvenga l'11 giugno 2018; ciò in ragione dell'esigenza di prevedere adeguati tempi di verifica dei dati messi a disposizione dalle imprese di distribuzione.

Successivamente, con la delibera 23 novembre 2017, 782/2017/R/gas, è stato completato il quadro regolatorio di riferimento per la determinazione delle partite relative alle sessioni di aggiustamento concernenti il periodo pregresso e sino all'entrata in vigore della nuova disciplina; inoltre, è stato dato mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità per l'attivazione di una raccolta di informazioni funzionale alla predisposizione della rettifica dei corrispettivi di scostamento applicati per causa di errori materiali dell'impresa di distribuzione o di errori di misura.

Da ultimo, con la delibera 8 febbraio 2018, 72/2018/R/gas, è stata approvata la riforma della disciplina del *settlement* gas, con entrata in vigore a partire dall'1 gennaio 2020, alla luce dello stato del processo di gestione centralizzato delle misure gas nell'ambito del SII, delle motivazioni addotte dalle imprese di distribuzione circa le tempistiche di adeguamento dei sistemi informativi, delle posizioni espresse dai partecipanti alla consultazione. Nello specifico, la riforma prevede:

- con riferimento alla semplificazione delle procedure per la determinazione delle partite, che i quantitativi prelevati al *city gate*, di competenza di ciascun UdB, sono determinati sulla base delle misure effettive, per i punti di riconsegna della rete di distribuzione (di seguito: PdR) con frequenza di rilevazione

mensile e/o con dettaglio giornaliero, e sulla base dei prelievi attesi, ottenuti dall'applicazione del profilo di prelievo atteso (ossia utilizzando il coefficiente di correzione climatica W_{kr} ex ante ossia determinato alle ore 11:00 del giorno k) al prelievo annuo (di seguito: CA_{PdR}), per i PdR con frequenza di rilevazione inferiore alla mensile; a tal fine, l'RdB provvede a rendere disponibile a ciascun UdB le previsioni sui propri prelievi attesi, aggregati su base nazionale, entro le medesime tempistiche previste per la pubblicazione del W_{kr} con aggiornamento sino alle ore 11:00 del giorno di competenza, determinate sulla base delle informazioni che gli saranno trasmesse dal SII ad inizio anno termico e, in seguito, tempestivamente aggiornate a seguito di *switching*, vulture, nuove attivazioni e disattivazioni sulla rete di distribuzione;

- che sia l'RdB ad approvvigionare la differenza tra i quantitativi immessi ai *city gate* e la somma dei prelievi attesi relativi alla totalità degli UdB attivi sui medesimi;
- di porre in capo al SII la responsabilità di mettere a disposizione dell'RdB i dati di prelievo giornalieri funzionali alla determinazione delle partite di bilanciamento e di aggiustamento, sulla base delle misure trasmesse dalle imprese di distribuzione e provvedendo, ove necessario, alla profilazione dinamica dei prelievi, considerando il coefficiente di correzione climatica W_{kr} ex post (determinato alle ore 18:00 del giorno successivo a k) e utilizzando il CA_{PdR} e il profilo di prelievo assegnato al PdR. È altresì disposto che il SII metta a disposizione anche delle imprese di distribuzione e degli utenti della distribuzione (di seguito: UdD) i dati di prelievo come risultanti dall'applicazione del W_{kr} ex post per i PdR soggetti al *load profiling*, evitando così la duplicazione dei sistemi informativi necessari a tale scopo (*in primis* presso le imprese di distribuzione);
- di assegnare coerentemente al SII il compito di determinare il parametro CA_{PdR} e di attribuire il profilo di prelievo a ciascun PdR a partire dall'anno 2019;
- di confermare il conguaglio dei corrispettivi di scostamento e dei corrispettivi variabili sulla base dell'allocato giornaliero in esito alla sessione di aggiustamento.

È stato inoltre previsto di dare mandato all'RdB affinché:

- pubblichi sul proprio sito internet, entro l'1 luglio 2018, una metodologia semplificata per la determinazione del parametro

W_{kr} , nonché il suo valore stimato alle ore 11:00 del giorno precedente quello di competenza k , aggiornato alle opportune scadenze fino alle ore 18:00 del giorno $k+1$;

- avvii uno studio finalizzato sia all'approntamento della metodologia per la determinazione del parametro W_{kr} , affinché entri in vigore l'1 gennaio 2020, sia alla verifica dei profili di prelievo di cui all'art. 5 del TISG (*Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale*) per una loro eventuale revisione, affinché possano entrare in vigore l'1 ottobre 2019;
- predisponga una proposta di aggiornamento del proprio codice di trasporto finalizzata al recepimento delle disposizioni di cui alla delibera 72/2018/R/gas e la trasmetta all'Autorità, previa consultazione degli utenti, entro e non oltre 31 luglio 2018. Nell'ambito di tale proposta sono definite: le modalità di gestione dei casi di immissione di gas naturale a valle del *city gate* diversi dal biometano, come disciplinato dalla regolazione vigente in materia; le necessarie modifiche alle informazioni rese disponibili agli utenti ai fini del proprio bilanciamento; le eventuali modalità di copertura dell'esposizione alle partite economiche che potrebbero insorgere nelle sessioni di aggiustamento;

- definisca con il gestore dell'SII le modalità operative degli scambi informativi previsti dal TISG;
- conduca, entro l'1 giugno 2019, una fase di *test* sia dei flussi informativi previsti dal TISG tra l'RdB e il SII sia dell'affidabilità della metodologia di determinazione del coefficiente di correzione climatica W_{kr} ;
- valuti le soluzioni più opportune per l'erogazione di un servizio alle altre imprese di trasporto per le attività funzionali al *settlement* previste dal TISG.

Infine, è stato previsto di avviare procedimenti:

- per la definizione di un meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione in relazione alle grandezze che contribuiscono alla formazione della differenza tra i quantitativi immessi e quelli prelevati al *city gate*;
- inerenti alle modalità di approvvigionamento da parte dell'RdB dei volumi a copertura della citata differenza e alle relative integrazioni alla disciplina del bilanciamento e degli incentivi all'RdB;
- inerenti alle modalità di copertura degli eventuali crediti non riscossi dall'RdB per le partite economiche che insorgono nell'ambito del *settlement* e non già coperti ai sensi del comma 8.4 del TIB.

Regolazione tecnica: condizioni di accesso alle infrastrutture e di erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Con la delibera 13 aprile 2017, 242/2017/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'integrazione e modifica delle disposizioni vigenti in materia di allocazione di capacità esistente e

incrementale presso i punti di entrata interconnessi con l'estero, in attuazione del regolamento (UE) 459/2017 (c.d. regolamento nuovo CAM). Il regolamento nuovo CAM ha una portata più ampia rispetto al precedente regolamento (UE) 984/2013 implementato dall'Autorità con la delibera 27 marzo 2014, 137/2014/R/gas, in

quanto, oltre a confermare nella sostanza le precedenti disposizioni in materia di allocazione della capacità esistente, disciplina la procedura per la realizzazione e l'allocazione di capacità incrementale.

La delibera 28 giugno 2017, 487/2017/R/gas, è intervenuta sulla regolazione vigente in materia di penali per scostamento di capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di distribuzione di gas per autotrazione, dando attuazione a quanto disposto in materia dal decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257. Tale decreto prevedeva all'art. 18, comma 18.8, che l'Autorità adottasse "misure finalizzate all'eliminazione delle penali di supero di capacità giornaliera ai punti di riconsegna delle reti di trasporto e di distribuzione direttamente connessi agli impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione, per prelievi superiori fino al 50 per cento della capacità del punto di riconsegna, per un periodo complessivo, anche non continuativo, non superiore a novanta giorni all'anno".

Con la delibera 6 luglio 2017, 512/2017/R/gas, emanata in esito alla consultazione 25 maggio 2017, 373/2017/R/gas, l'Autorità ha completato il progetto pilota relativo al conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica, avviato con la delibera 24 giugno 2016, 336/2016/R/gas, prevedendo, in particolare, a partire dall'1 ottobre 2017, l'introduzione del prodotto di capacità mensile in aggiunta ai prodotti di capacità annuale e giornaliera.

La delibera 28 settembre 2017, 666/2017/R/gas, facendo seguito alla consultazione 3 agosto 2017, 576/2017/R/gas, ha introdotto disposizioni che consentono ai titolari di capacità di trasporto di lungo periodo presso i punti di interconnessione con l'estero di rimodulare nel tempo i propri diritti di trasporto.

Con la delibera 27 dicembre 2017, 914/2017/R/gas, l'Autorità ha disposto le modifiche alla delibera 17 luglio 2002, 137/02, necessarie a estendere a tutti i punti di interconnessione con l'estero le modalità di conferimento della capacità per il servizio di trasporto continuo previste per i punti di interconnessione con l'Unione Europea e con la Svizzera e ad adeguare, coerentemente, le modalità di determinazione dei corrispettivi di scostamento.

La delibera 26 ottobre 2017, 722/2017/R/gas, ha approvato una modifica del Codice di Rete di Snam al fine di prevedere che, in sostituzione della garanzia bancaria valida per l'intera durata del

contratto di trasporto, possa essere presentata una garanzia di durata annuale con rinnovo automatico (salvo disdetta dell'istituto bancario emittente) entro la fine del quinto mese antecedente la conclusione dell'anno termico cui la garanzia si riferisce ovvero di ciascun anno termico successivo per il quale la garanzia sia stata rinnovata. La delibera consente di promuovere l'efficiente accesso alla capacità di nuova realizzazione.

Infine, con la consultazione 1 marzo 2018, 114/2018/R/gas, è stato prospettato un superamento dell'attuale processo di conferimento di capacità ai punti di uscita e riconsegna della rete di trasporto – ossia di attribuzione all'utente del diritto di utilizzare la capacità necessaria per alimentare un cliente finale e di attribuzione del costo di detta capacità – a favore di un sistema che preveda diversi ambiti di semplificazione, come l'accorpamento della capacità di uscita e riconsegna con applicazione di un'unica tariffa, l'attribuzione della capacità "d'ufficio" sulla base delle sole caratteristiche dei punti di prelievo serviti (e non su richiesta dell'utente) e la soppressione dei corrispettivi di scostamento presso i *city gate*.

L'evoluzione prospettata è resa possibile dall'utilizzo del SII per superare l'attuale assetto dei rapporti commerciali tra utenti del bilanciamento e utenti della distribuzione a favore di un sistema che associa i prelievi di ciascun cliente finale (a valle) con un fornitore all'ingrosso (a monte). Questa associazione è resa possibile ricorrendo al SII che, attraverso il Registro centrale ufficiale (RCU), associa a ogni punto di prelievo un utente della distribuzione e un utente del bilanciamento e, conseguentemente, il contributo di ciascun punto di prelievo alla capacità di trasporto necessaria a fornire il cliente finale. Tali processi sono cruciali per la riduzione delle attuali barriere all'ingresso e, pertanto, sono fondamentali per il funzionamento del mercato *retail* nel settore del gas, specialmente in vista del superamento dei meccanismi di tutela.

Accesso al servizio di stoccaggio

Come avviene da alcuni anni, anche nell'anno termico 2017-2018, il conferimento della capacità di stoccaggio è avvenuto con criteri di mercato. Ancora una volta la situazione di mercato, in Italia e in Europa, è stata caratterizzata da differenziali stagionali molto ridotti e tali, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2017, da rendere l'acquisto di capacità di stoccaggio un'opportunità per gli operatori e non una necessità. Ciò in ragione della disponibilità di

gas invernale a prezzi poco superiori al gas estivo.

Questa situazione, che comprime la possibilità di generare ricavi da parte delle imprese di stoccaggio, ha reso necessaria anche nel 2017, con la delibera 3 agosto 2017, 589/2017/R/gas, la definizione di un meccanismo di sterilizzazione (con saldi a credito o a debito) degli impatti di natura finanziaria sulle imprese di stoccaggio derivanti dalle procedure d'asta per l'assegnazione della capacità di stoccaggio. In particolare, è stato rinnovato, anche per il 2017, il meccanismo secondo cui la Cassa per i servizi energetici e ambientali salda mensilmente la differenza, a favore delle imprese di stoccaggio, tra i ricavi che sarebbero stati percepiti da tali imprese con l'applicazione dei previgenti corrispettivi tariffari dell'Autorità e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2017 - 30 marzo 2018, è sostanzialmente analogo a quello attivato lo scorso anno con la delibera 16 giugno 2016, 323/2016/R/gas.

Con la delibera 589/2017/R/gas, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva, avviata con delibera 323/2016/R/gas, e acquisito gli esiti del lavoro istruttorio contenuti nel "Resoconto dell'Istruttoria conoscitiva sullo stato delle prestazioni fornite dai campi di stoccaggio in concessione alla società Stogit". Il predetto resoconto presenta un'analisi delle *performance* dei campi di stoccaggio, con particolare riferimento alla prestazione tecnica massima teorica in erogazione che, dai dati e informazioni forniti da Stogit nel corso dell'istruttoria, è risultata inferiore rispetto a quanto precedentemente definito. Tale riduzione delle prestazioni in erogazione è stata sostanzialmente ricondotta da Stogit a fenomeni di usura e danneggiamento dei pozzi, dovuti a un intenso utilizzo del sistema di stoccaggio e alla revisione dei criteri di stima delle prestazioni tecniche teoriche massime. In ragione di quanto emerso dall'istruttoria e dell'importanza che il servizio di stoccaggio riveste nella formazione dei prezzi nel mercato del gas naturale italiano, nel resoconto si prospetta l'introduzione di sistemi incentivanti che stimolino le imprese di stoccaggio a massimizzare le disponibilità e le flessibilità prestazionali dei campi di stoccaggio nel rispetto della loro integrità. Il provvedimento disciplina, inoltre, i criteri per la regolazione delle partite economiche relative al servizio di stoccaggio per l'anno termico 2017-2018, volte ad assicurare alle imprese di stoccaggio un flusso di ricavi sostanzialmente equivalente a quello ottenibile con l'applicazione dei corrispettivi tariffari alle capacità allocate tramite asta.

In attuazione alle disposizioni del decreto 22 febbraio 2018 del Ministro dello sviluppo economico, con la delibera 1 marzo febbraio 2018, 121/2018/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2018-2019, confermando sia l'impianto generale dei servizi di stoccaggio definito già nel 2013 con la delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas (servizio di punta e servizio uniforme), sia le modalità di organizzazione delle procedure introdotte dalla delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas (aste sequenziali mensili).

L'intervento si inserisce in un contesto di mercato che presenta differenziali stagionali di prezzo a livelli inferiori ai costi connessi all'acquisto della capacità di stoccaggio e al suo utilizzo. Anche per il 2018, in ciascuna procedura di allocazione, i partecipanti sono chiamati a presentare la loro offerta per la capacità di stoccaggio e per i servizi uniforme e di punta, articolata in due diversi prodotti, con:

- il primo che prevede la disponibilità della capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione (prodotto con iniezione stagionale);
- il secondo che considera la disponibilità di capacità di iniezione nel solo mese successivo a quello di conferimento (prodotto con iniezione mensile).

Il decreto ministeriale del 22 febbraio 2018, nell'ambito del servizio uniforme, ha previsto altresì per il 2018 alcune innovazioni rispetto all'assetto dei servizi di stoccaggio nell'anno precedente:

- l'eliminazione del "servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio" offerto nei due anni precedenti;
- l'introduzione dei "servizi di flessibilità, destinati a rendere disponibili agli utenti prestazioni di punta aggiuntive" anche per periodi temporali più limitati rispetto all'intero ciclo di erogazione.

Infine, con le delibere 8 marzo 2018, 140/2018/R/gas e 141/2018/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di stoccaggio. Tali prezzi di riserva non sono resi noti al sistema (pubblicati), come stabilito dal decreto 22 febbraio 2018 del Ministro dello sviluppo economico.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con l'obiettivo di aumentare e diversificare le fonti di approvvigionamento in Italia, il decreto del 6 dicembre 2016 del Ministro dello

sviluppo economico ha confermato anche per il 2017 la possibilità di conferire capacità di rigassificazione attraverso procedure d'asta, con prezzo di riserva fissato dall'Autorità. Con la delibera 12 gennaio 2017, 6/2017/R/gas, l'Autorità ha disciplinato le modalità di svolgimento delle procedure d'asta per il conferimento della capacità di rigassificazione (e stoccaggio per il servizio integrato) e con la successiva delibera 16 febbraio 2017, 64/2017/R/gas, sono stati definiti i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento delle capacità per il servizio integrato. Anche tali prezzi di riserva, come quelli per lo stoccaggio, non sono resi noti al sistema.

Con la delibera 6 aprile 2017, 226/2017/R/gas, è stata approvata una proposta della società Terminale Gnl Adriatico che ridefinisce le modalità di determinazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità coerentemente con le dinamiche dei prezzi di bilanciamento e del gas naturale rilevate a seguito dell'avvio del nuovo regime di bilanciamento secondo quanto previsto dalla delibera 312/2016/R/gas. In particolare, si prevede, al fine della determinazione ex ante del corrispettivo di riconsegna per la flessibilità (CRF), la sostituzione del prezzo della PB-gas, non più disponibile quale riferimento di prezzo, con il SAP (*system average price*), di cui al comma 1.2, lettera m) del TIB, aumentato dello *small adjustment*. Con la successiva delibera 5 ottobre 2017, 671/2017/R/gas, è stata approvata una proposta di Terminale Gnl Adriatico relativa ai corrispettivi per i servizi di flessibilità come previsto dal *Testo integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto* (TIRG).

Con la delibera 28 settembre 2017, 660/2017/R/gas, l'Autorità ha adottato un nuovo TIRG, sostitutivo del testo approvato con la delibera 19 marzo 2015, 118/2015/R/gas. Il TIRG, coerentemente con le previsioni contenute nel quadro strategico dell'Autorità 2015-2018, introduce criteri di mercato per l'allocazione della capacità di rigassificazione. In particolare, vengono previste procedure ad asta per il conferimento della capacità di rigassificazione sia di lungo sia di breve periodo, in linea con gli orientamenti precedentemente prospettati con il documento per la consultazione 1 dicembre 2016, 714/2016/R/gas. Il TIRG prevede, inoltre, che per la gestione delle procedure di conferimento le imprese di rigassificazione possano accedere ai servizi offerti dal Gestore dei mercati energetici (GME). Con la delibera 1 marzo 2018, 111/2018/R/gas, è stata approvato lo schema di regolamento della Piattaforma di assegnazione della

capacità di rigassificazione (PAR) organizzata e gestita dal GME coerentemente con le disposizioni contenute nel TIRG e con le relative modalità applicative definite nei codici di rete delle società Olt Offshore LNG Toscana e Terminale Gnl Adriatico, approvate rispettivamente con le delibere 1 marzo 2018, 110/2018/R/gas e 112/2018/R/gas.

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 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri Codici dei servizi in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificata la coerenza.

Nel corso del 2017, 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 19 gennaio 2017, 13/2017/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete della società Snam Rete Gas finalizzata al recepimento delle disposizioni della delibera 4 agosto 2016, 464/2016/R/gas, che ha introdotto nella regolazione italiana il meccanismo "use-it-or-lose-it" su base *day-ahead* quale strumento di risoluzione delle congestioni contrattuali ai punti di interconnessione con i gasdotti europei;
- con la delibera 26 gennaio 2017, 30/2017/R/gas, sono state approvate le proposte di aggiornamento dei codici di rete di Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia finalizzate al recepimento della delibera 336/2016/R/gas, che ha avviato un progetto pilota per la riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica;
- con la delibera 26 ottobre 2017, 723/2017/R/gas, sono state approvate le proposte di aggiornamento dei codici di rete di Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia, finalizzate al recepimento della delibera 487/2017/R/gas in materia di corrispettivi di scostamento presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di distribuzione di gas per

- autotrazione, e della delibera 512/2017/R/gas, che ha completato il progetto pilota per la riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica;
- con la delibera 2 novembre 2017, 736/2017/R/gas, è stata approvata la proposta di aggiornamento del codice di stoccaggio della società Stogit finalizzata al superamento delle modalità semplificate adottate in attuazione di alcune previsioni della delibera 21 aprile 2016, 193/2016/R/gas (che dà disposizioni in materia di conferimento di capacità di stoccaggio su base mensile o per periodi inferiori), risultate al tempo necessarie nelle more del completo adeguamento dei sistemi di gestione della stessa Stogit, tra le quali si segnalano in particolare le disposizioni in materia di gestione della capacità in anticipo, che trova nel codice approvato la sua configurazione a regime;
 - con la delibera 21 dicembre 2017, 892/2017/R/gas, è stata approvata una proposta di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas finalizzata all'introduzione in Italia del servizio di conversione della capacità di cui all'art. 21, comma 3, del regolamento nuovo CAM;
 - con la delibera 914/2017/R/gas, è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di rete trasmessa da Snam Rete Gas funzionale ad estendere a tutti i punti di interconnessione con l'estero le modalità di conferimento della capacità per il servizio di trasporto continuo previste per i punti di interconnessione con l'Unione Europea e con la Svizzera;
 - con la delibera 110/2018/R/gas è stato approvato lo schema di Codice di rigassificazione della società Olt Offshore LNG Toscana ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00. Lo schema di codice implementa, inoltre, le disposizioni del TIRG che introducono meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento agli utenti della capacità di rigassificazione, prevedendo di avvalersi dei servizi offerti dal Gestore dei mercati energetici per la gestione delle predette procedure;
 - con la delibera 112/2018/R/gas è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione, presentata dalla società Terminale Gnl Adriatico, che integra le disposizioni del TIRG. La proposta di aggiornamento del codice prevede, inoltre, che Terminale Gnl Adriatico si avvalga dei servizi offerti dal GME per la gestione delle predette procedure.

Misure di salvaguardia del sistema gas

In materia di salvaguardia del sistema gas, con la delibera 6 novembre 2017, 739/2017/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2013, relative alla gestione e all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, dei quantitativi di GNL da mantenere stoccati e da rendere

disponibili nell'ambito del servizio di *peak shaving*. Ciò consente di fronteggiare le eventuali situazioni di emergenza del sistema, determinando i prezzi base d'asta in ragione del costo/opportunità per un utente di fornire il gas da immobilizzare nei serbatoi dei rigassificatori e da utilizzare in caso di crisi del sistema.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

Il funzionamento dei mercati del gas naturale, le cui principali regole tecniche presentano un assetto ormai consolidato, ha richiesto soltanto alcuni aggiustamenti.

Con la delibera 5 maggio 2017, 308/2017/R/gas, l'Autorità ha adottato disposizioni per il rafforzamento della propria funzione di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale, ponendo le basi per l'introduzione di un testo unico che – analogamente a quanto avviene per il mercato elettrico – consenta di disporre di maggiori strumenti automatizzati di analisi, *warning* e reportistica. In quella, sede:

- la società Snam Rete Gas è stata individuata quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio delle capacità e dei flussi;
- GME è stato individuato quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio dell'assetto competitivo, dell'integrità e la trasparenza dei mercati.

Successivamente con la delibera 5 dicembre 2017, 846/2017/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta organizzativa della società Snam Rete Gas relativa alla creazione di un ufficio di monitoraggio, corredata dei costi previsti per tali attività. In considerazione del fatto che l'attività di monitoraggio è fondamentale per il buon funzionamento dei mercati e che i benefici della medesima attività ricadono sulla generalità degli utenti del sistema, la delibera ne prevede il finanziamento a valere sul fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema del gas, di cui all'art. 8 del TIB. Infine con la delibera 15 febbraio 2018, 87/2018/R/gas, l'Autorità ha approvato di replicare tale meccanismo di finanziamento anche per la copertura dei costi delle attività svolte dal GME in tema di monitoraggio del mercato gas.

Con riferimento al Mercato del gas naturale (M-GAS) organizzato dal GME, sono stati adottati i seguenti interventi volti a renderne

più efficiente il funzionamento anche ai fini della gestione del servizio di bilanciamento:

- con parere del 3 marzo 2017, 98/2017/I/gas, è stato espresso al Ministro dello sviluppo economico parere favorevole alla modifica della disciplina M-GAS predisposta dal GME, riguardante le misure necessarie all'attuazione della fase a regime della nuova disciplina di bilanciamento del sistema del gas naturale introdotto con la delibera 312/2016/R/gas;
- con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas, sono stati approvati lo schema di convenzione tra Snam Rete Gas e il GME e una proposta di Snam Rete Gas di aggiornamento delle condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al PSV funzionali alla gestione dei mercati nell'ambito del nuovo regime di bilanciamento del sistema del gas naturale di cui alla delibera e del Testo integrato in materia di condizioni regolatorie per lo svolgimento dell'attività di gestione dei mercati fisici del gas (TICORG);
- con la delibera 14 settembre 2017, 630/2017/R/gas, sono state approvate le convenzioni tra il GME e le società Snam Rete Gas, Stogit ed Edison Stoccaggio funzionali alla gestione del Mercato per la negoziazione del gas in stoccaggio (MGS); in particolare le convenzioni regolano gli scambi informativi e le verifiche di coerenza delle transazioni concluse presso l'MGS;
- con la delibera 30 novembre 2017, 800/2017/R/gas, è stata approvata, per l'anno 2018, la misura del contributo unitario per la partecipazione ai mercati che compongono l'M-GAS, gestiti dal GME;
- con parere 30 novembre 2017, 804/2017/R/gas, è stato espresso al Ministero dello Sviluppo Economico parere favorevole alla modifica della disciplina M-GAS predisposta dal GME, riguardante disposizioni in materia di unità di misura utilizzata nei contratti dei prodotti quotati sull'M-GAS e di gestione operativa dell'MGS.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle infrastrutture

Tariffe di trasporto

Il 23 febbraio 2017, l'Autorità ha avviato, con delibera 82/2017/R/gas, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT). Nell'ambito di tale procedimento, in data 8 giugno 2017, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 413/2017/R/gas contenente gli orientamenti in relazione ai criteri di regolazione per il 5PRT, nonché i criteri da applicare nel periodo transitorio nelle more della decorrenza del 5PRT.

In data 3 agosto 2017, con delibera 575/2017/R/gas, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto del gas naturale per gli anni 2018 e 2019 (RTTG 2018-2019), prorogando i criteri in vigore per il quarto periodo di regolazione 2014-2017 (di cui alla delibera 14 novembre 2013 514/2013/R/gas), salvo alcuni affinamenti, quali il riconoscimento degli investimenti di preconsuntivo relativi all'anno t-1 rispetto all'anno tariffario e l'adozione di una ripartizione dei ricavi di rete nazionali tra punti di entrata e punti di uscita in proporzione 40/60. Con successivo provvedimento del 30 novembre 2017, 794/2017/R/gas, l'Autorità ha aggiornato la RTTG 2018-2019 al fine di recepire le norme in materia di obblighi di pubblicazione di cui al Capo VIII del Regolamento (UE) n. 460/2017.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 2018-2019, con delibera 16 novembre 2017, 757/2017/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai ricavi di riferimento per l'anno 2018. Con successiva delibera 30 novembre 2017, 795/2017/R/gas, l'Autorità ha approvato i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2018.

GNL – Tariffe di rigassificazione

In data 16 marzo 2017, l'Autorità ha avviato, con delibera 141/2017/R/

gas, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'utilizzo dei terminali di gas naturale liquefatto (GNL) per il quinto periodo di regolazione (5PR GNL), finalizzato tra l'altro anche alla definizione di una prima regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso ed erogazione dei servizi che possono essere forniti mediante le infrastrutture di stoccaggio di GNL (connesse o funzionali all'allacciamento) e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale; e ancora, un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di obblighi di separazione contabile al fine di recepire le disposizioni di cui al decreto legislativo n. 257/16, in materia per le attività riconducibili ai servizi *small scale LNG* forniti dai terminali di GNL.

Nell'ambito di tali procedimenti:

- in data 28 giugno 2017, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 485/2017/R/gas, contenente gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai criteri di regolazione per il 5PR GNL, e i criteri da applicare nel periodo transitorio nelle more della decorrenza del 5PR GNL;
- in data 20 settembre 2017, l'Autorità ha organizzato un incontro tematico al fine di approfondire il perimetro e le attività riconducibili ai servizi *small scale LNG* nonché di acquisire e approfondire i principali elementi informativi necessari a definire una prima regolazione delle condizioni tecnico-economiche di accesso ed erogazione dei servizi forniti dagli impianti e dalle infrastrutture di stoccaggio di GNL di cui all'art. 9 del decreto legislativo n. 257/16.

In data 28 settembre 2017, con delibera 653/2017/R/gas, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto per il periodo transitorio 2018-2019 (RTRG 2018-2019). Ha così esteso i criteri in vigore per il quarto periodo di regolazione (di cui alla delibera 438/2013/R/gas), salvo alcuni affinamenti, quali il riconoscimento degli investimenti di preconsuntivo relativi all'anno t-1 rispetto all'anno tariffario e una revisione del criterio di calcolo del fattore di copertura dei ricavi finalizzata a considerare anche i ricavi effettivi derivanti

dall'assegnazione della capacità mediante procedure concorsuali. In esito alla verifica delle proposte tariffarie per l'anno 2018 presentate dalle imprese di rigassificazione, in data 21 dicembre 2017 l'Autorità:

- con delibere 877/2017/R/gas e 878/2017/R/gas ha determinato le tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL rispettivamente per le società Terminale Gnl Adriatico e GNL Italia;
- con delibera 879/2017/R/gas ha determinato in via provvisoria le tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL della società Olt Offshore LNG Toscana, nelle more della definizione del criterio per il riconoscimento dei costi sostenuti per l'approvvigionamento del GNL necessario alla produzione di energia elettrica di cui al punto 2 della delibera 27 luglio 2017, 548/2017/R/gas.

Va ricordato che con la sopra menzionata delibera 548/2017/R/gas, l'Autorità ha disposto la chiusura del procedimento per l'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato 26 luglio 2016, n. 3356, e n. 3356/2016 e 9 agosto 2016, n. 3552 in materia di determinazione delle tariffe di rigassificazione della società Olt Offshore LNG Toscana (avviato con delibera 27 ottobre 2016, 607/2016/R/gas) e il ricalcolo dei ricavi di riferimento della società relativi agli anni 2013-2017 e delle spettanze relative al fattore di copertura dei ricavi per gli anni 2013-2016. Con la medesima delibera, l'Autorità ha rinviato a successivo provvedimento l'individuazione del criterio per il riconoscimento dei costi sostenuti per l'approvvigionamento del GNL necessario alla produzione di energia elettrica per il medesimo terminale.

Tariffe di Stoccaggio

L'Autorità, con le delibere 21 settembre 2017, 643/2017/R/gas e 23 novembre 2017, 775/2017/R/gas, ha approvato in via definitiva i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio per l'anno 2017, rispettivamente per le società Stogit ed Edison Stoccaggio.

Con la delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas, l'Autorità ha determinato, in via provvisoria, i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2018.

Tariffe per il servizio di distribuzione

La delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per

il periodo di regolazione 2014-2019, integrando le disposizioni di cui alla delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas (relative alle gestioni comunali e sovracomunali) con le disposizioni relative alle gestioni per ambito di concessione.

Con la delibera 22 dicembre 2016, 775/2016/R/gas, è stata approvata la nuova versione della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) per il periodo di regolazione 2014-2019 e in vigore nel triennio 2017-2019, a valle delle revisioni infraperiodo in materia di costi operativi riconosciuti, di determinazione della componente tariffaria a copertura dei costi delle verifiche metrologiche, di riconoscimento dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori e di definizione dei costi standard dei gruppi di misura elettronici.

In materia di determinazioni tariffarie, le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 40 della RTDG, e le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 65 della RTDG, per l'anno 2017 sono state approvate con la delibera 22 dicembre 2016, 774/2016/R/gas, come rettificata dalla delibera 26 gennaio 2017, 29/2017/R/gas. Con quest'ultima delibera è stato inoltre revocato il riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione di cui all'art. 59 della RTDG, con riferimento a una località, con decorrenza dall'1 gennaio 2017.

Con la delibera 16 marzo 2017, 143/2017/R/gas, sono state rideterminate le opzioni tariffarie "gas diversi" per un'impresa distributrice, mentre con la delibera 16 marzo 2017, 144/2017/R/gas, è stato approvato l'importo di perequazione bimestrale in acconto per il servizio di distribuzione del gas per l'impresa distributrice Valnerina Servizi, sulla base di quanto disposto dalla delibera 774/2016/R/gas, che ha rinviato l'approvazione dell'importo di perequazione in ragione del coinvolgimento dell'impresa negli eventi sismici nei mesi di agosto e ottobre 2016.

Con le delibere 16 marzo 2017, 145/2017/R/gas, e 28 aprile 2017, 288/2017/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2016, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2015, ai sensi dell'art. 3, comma 2, lettera b), della RTDG. Ai fini di tale determinazione sono state recepite le istanze di rideterminazione tariffaria e di applicazione della tariffa d'ufficio con decorrenza dall'anno 2016 e sono state considerate le istanze di rettifica di dati patrimoniali e fisici pervenute entro il 15 febbraio 2017.

La delibera 16 marzo 2017, 146/2017/R/gas, ha disposto la rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2015, a seguito dell'accettazione di richieste di rettifica e integrazione di dati patrimoniali e fisici pervenute entro la data del 15 febbraio 2017.

Con la delibera 6 aprile 2017, 220/2017/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2017, sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi all'anno 2016, ai sensi dell'art. 3, comma 2, lettera a) della RTDG.

La delibera 13 aprile 2017, 238/2017/R/gas, ha disposto la rideterminazione degli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2017, di cui all'art. 45 della RTDG, a seguito dell'accettazione di istanze di rettifica di dati fisici e di rideterminazione tariffaria con la delibera 145/2017/R/gas.

Con la delibera 14 dicembre 2017, 858/2017/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento e le opzioni tariffarie per i servizi di distribuzione per gli anni dal 2009 al 2016, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 settembre 2017.

Con la delibera 14 dicembre 2017, 859/2017/R/gas, sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale di cui all'art. 40 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi di cui all'art. 65 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale di cui all'art. 45 della RTDG, per l'anno 2018. In coerenza con l'approccio adottato per la determinazione delle tariffe obbligatorie negli anni 2014-2017, al fine di incrementare la stabilità delle tariffe, i volumi di gas rilevanti utilizzati nelle determinazioni delle quote variabili delle tariffe obbligatorie a copertura dei costi del servizio di distribuzione sono stati determinati come media mobile dei dati relativi al gas distribuito nell'ultimo quadriennio disponibile. Con il medesimo provvedimento è stato 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.

La delibera 15 marzo 2018, 148/2018/R/gas, ha disposto la rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2016, a seguito dell'accettazione di

richieste di rettifica e integrazione di dati patrimoniali e fisici pervenute entro la data del 15 febbraio 2018.

Con la delibera 15 marzo 2018, 149/2018/R/gas, sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2017 sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, lettera b), della RTDG, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2016. Ai fini di tale determinazione sono state recepite istanze di rideterminazione tariffaria con decorrenza dall'anno 2017 e sono state considerate istanze di rettifica di dati patrimoniali e fisici pervenute entro il 15 febbraio 2018.

In relazione ad altri provvedimenti di determinazione tariffaria, si evidenzia che con la delibera 20 luglio 2017, 541/2017/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni dal 2009 al 2016 conseguenti alla verifica ispettiva presso la società 2i Rete Gas, svolta ai sensi della delibera dell'Autorità 21 aprile 2011, VIS 53/11. I criteri per le rideterminazioni tariffarie conseguenti alla verifica ispettiva sono stati definiti con la delibera 4 novembre 2016, 626/2016/R/gas.

Con la delibera 26 ottobre 2017, 713/2017/R/gas, l'Autorità ha proceduto al riconoscimento dei costi non capitalizzabili sostenuti dal Comune di Mignano Monte Lungo per lo svolgimento del servizio di distribuzione del gas naturale nel medesimo Comune, con riferimento al periodo in cui questo ha svolto in proprio tale servizio, dall'1 marzo 2012 al 3 dicembre 2013, sulla base di quanto previsto dalla delibera 5 maggio 2016, 213/2016/R/gas.

In relazione ad altre tematiche di natura tariffaria, si evidenzia che la delibera 13 aprile 2017, 237/2017/R/com, ha avviato un procedimento per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione (*debranding*). Nel documento per la consultazione 5 maggio 2017, 307/2017/R/com, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione a tali tematiche. Per maggiori dettagli in relazione al contenuto di tali documenti si rinvia a quanto illustrato nel capitolo Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti relativo al settore elettrico al paragrafo "Ulteriori attività svolte".

Con la delibera 12 maggio 2017, 324/2017/R/gas, è stato avviato un procedimento in materia di reti isolate di GNL per l'attuazione delle disposizioni dell'art. 14 del decreto legislativo n. 257/16, recante *Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento*

europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi.

In particolare, l'Autorità ha previsto che ai fini della determinazione del regime tariffario da applicare con riferimento a reti isolate di GNL – da intendersi come reti di distribuzione di gas naturale alimentate mediante GNL non interconnesse direttamente o indirettamente con la rete di trasporto nazionale o reti di trasporto regionale di gas naturale – in analogia con quanto previsto in relazione al servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate, i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura coprano i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate e il costo di depositi di stoccaggio criogenico e di rigassificatori locali direttamente connessi alle medesime reti canalizzate di distribuzione. Con la medesima delibera è stato previsto che i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura trovino applicazione in ciascun ambito formato dall'insieme delle località fornite con reti isolate alimentate mediante GNL appartenenti alla medesima Regione, servite dalla medesima impresa distributrice e distinto dall'ambito gas diversi.

Dal ultimo, si evidenzia che in data 7 agosto 2017 è stato pubblicato dall'Autorità il documento *Chiarimenti sulla riconoscibilità tariffaria degli investimenti indicati nei piani di sviluppo dell'impianto, di cui all'art. 15 del decreto interministeriale 12 novembre 2011, n. 226, e sui criteri per i riconoscimenti tariffari nei casi di disaccordo tra Ente locale concedente e gestore uscente, di cui all'art. 5, comma 16, del medesimo decreto*. In tale documento, sono stati forniti chiarimenti in relazione ai criteri sulla base dei quali trovano riconoscimento tariffario:

- i costi relativi agli interventi di estensione della rete di distribuzione, di cui all'art. 9, comma 4, lettera a), del decreto 226/11, come successivamente modificato e integrato;
- i costi relativi agli interventi di potenziamento della rete di cui all'art. 9, comma 4, lettera b);
- gli interventi di sostituzione di cui all'art. 9, comma 4, lettera c);
- i costi relativi agli interventi integrativi e scostamenti rispetto al documento guida di cui all'art. 15, comma 2, e i costi relativi a interventi di ottimizzazione di cui al punto C. del disciplinare di gara tipo (Allegato 3 al decreto interministeriale succitato).

Sono stati inoltre forniti chiarimenti in merito ai criteri che verranno adottati ai fini dei riconoscimenti tariffari nei casi di disaccordo tra Ente locale concedente e gestore uscente, con riferimento alla determinazione del valore di rimborso di quest'ultimo, di cui all'art. 5, comma 16, del già richiamato decreto interministeriale n. 226/11.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

La delibera 3 agosto 2017, 574/2017/R/gas, ha avviato un procedimento per la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare a gruppi di misura del gas per gli anni 2018 e 2019. Nel documento per la consultazione 16 novembre 2017, 759/2017/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione a tale tematica.

Con la delibera 27 dicembre 2017, 904/2017/R/gas, sono state adottate disposizioni in materia di riconoscimento di costi relativi all'attività di misura sulle reti di distribuzione di gas naturale e in materia di decorrenza dell'applicazione di criteri di valutazione degli investimenti sulla base dei costi standard. In particolare, con tale provvedimento sono state adottate disposizioni in relazione alle seguenti tematiche, oggetto del documento per la consultazione 759/2017/R/gas:

- modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, per gli anni tariffari 2018 e 2019;
- criteri per la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura del gas naturale per gli anni 2018 e 2019;
- revisione delle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, per gli anni tariffari 2018 e 2019.

Con riferimento alle modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, è stata differita al quinto periodo di regolazione, che avrà inizio dal 2020, la scelta di adottare logiche parametriche, prevedendo che il riconoscimento dei costi per gli anni 2018-2019 sia effettuato in sostanziale continuità di criteri rispetto a quanto già previsto, sulla base dei dati rilevati a consuntivo nei limiti di un tetto massimo, sia per le imprese che hanno adottato soluzioni *make* che per quelle che hanno adottato soluzioni *buy*. Ai fini dell'individuazione del tetto massimo, accogliendo le richieste di introduzione di forme di gradualità emerse in fase di consultazione, è stata prevista una progressiva riduzione del livello del tetto fissato per il 2017 (pari a 5,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter*), con l'obiettivo di recuperare in sei anni il *gap* esistente con i livelli di costo ritenuti efficienti, fissati pari a 2,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con

smart meter. Su queste basi, è stato definito un tetto pari a 5,24 euro per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter* per l'anno 2018 e a 4,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter* per l'anno 2019.

In relazione ai criteri per la definizione dei costi standard dei gruppi di misura del gas per gli anni 2018-2019, sono stati confermati gli orientamenti illustrati in fase di consultazione con riferimento ai valori dei costi standard, prevedendo in particolare:

- per le classi G4 e G6, le classi superiori a G40 e i dispositivi *add on*, la conferma del valore dei costi standard definiti per l'anno 2017;
- per le classi da G10 a G25, la definizione di un costo standard inferiore rispetto a quello fissato per l'anno 2017;
- per la classe G40, la definizione di un costo standard superiore rispetto a quello fissato per l'anno 2017;
- la fissazione della percentuale di *sharing* tra costi effettivi e costi standard relativa ai gruppi di misura per gli anni 2018 e 2019 pari al 40%, tenendo conto di quanto emerso in fase di consultazione.

Con riferimento alla revisione delle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, con la delibera 904/2017/R/gas l'Autorità ha previsto che a fini:

- del riconoscimento tariffario dei costi relativi alle verifiche, siano adottate logiche di riconoscimento a consuntivo, in ragione dell'articolata differenziazione delle tempistiche previste nel decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2017, n. 93 e dell'esigenza di una puntuale valutazione degli effetti delle disposizioni transitorie introdotte dal decreto;
- del riconoscimento dei costi, la valutazione sia subordinata al rispetto degli obblighi previsti dal decreto 93/17 e alla trasmissione di idonea documentazione relativa allo svolgimento delle verifiche e dei relativi costi;
- della valutazione delle condizioni per l'introduzione di deroghe alle tempistiche delle verifiche, sia effettuata una ricognizione presso le imprese nel corso del 2018;
- della conferma in via definitiva del valore della componente a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche $\Delta CVER_{unit}$, τ per l'anno 2017 (ultimo anno di applicazione di un riconoscimento su base parametrica) esso sia stabilito in 50 euro per punto di riconsegna.

Con la delibera 904/2017/R/gas è stata inoltre posticipata all'anno 2019 l'applicazione del prezzario e del relativo metodo di riferimento per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale, di cui alla delibera 1 dicembre 2016, 704/2016/R/gas, in ragione della necessità di ulteriori approfondimenti nell'ambito del Tavolo di lavoro tecnico congiunto tra le imprese di distribuzione (anche attraverso le associazioni di categoria) e gli Uffici dell'Autorità, istituito con la medesima delibera 704/2016/R/gas.

Si evidenzia, inoltre, che con la delibera 1 giugno 2017, 389/2017/R/gas, come rettificata dalla delibera 28 settembre 2017, 652/2017/R/gas, l'Autorità ha proceduto al riconoscimento dei costi operativi per il servizio di misura del gas naturale, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori per gli anni 2011-2013, sostenuti da imprese distributrici di gas naturale che hanno adottato soluzioni *buy* a seguito della presentazione di istanze di riconoscimento tariffario ai sensi della determina 18 aprile 2016, 9/2016 del Direttore della Direzione Infrastrutture.

Regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano

Con la delibera 13 aprile 2017, 239/2017/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale – come definite dall'Allegato A della delibera 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas – a seguito della cessazione del periodo di *standstill*, con il recepimento a livello nazionale della norma europea EN 16723-1, approvata dal CEN nel settembre 2016. In particolare, nel mese di dicembre 2016, l'UNI ha pubblicato la norma UNI EN 16723-1, che recepisce la norma europea e costituisce la norma tecnica italiana recante le specifiche di qualità per il biometano da immettere nelle reti del gas naturale.

Nel documento per la consultazione 28 giugno 2017, 484/2017/R/gas, sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità per quanto concerne l'aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale in relazione alle specifiche di qualità. In particolare, a seguito della ricognizione della normativa in materia di specifiche del gas naturale e del biometano per l'immissione in rete, nel documento l'Autorità ha ipotizzato di modificare le disposizioni dell'art. 3, comma 2, dell'Allegato A della delibera 46/2015/R/gas, introducendo nuovi riferimenti

per i gestori in relazione alle specifiche di qualità del biometano:

- il decreto ministeriale 19 febbraio 2007, per quanto riguarda le componenti comuni al gas naturale;
- la norma UNI EN 16723-1, per le componenti specifiche del biometano;
- il decreto 5 dicembre 2013, per le restrizioni relative all'utilizzo di talune matrici in relazione alle esigenze di salute pubblica, in attesa del consolidamento della normativa europea e nazionale.

Nell'ambito del documento sono state anche indicate ipotesi di aggiornamento dei riferimenti in relazione alle modalità operative

relative ai processi di misura della quantità e della qualità del biometano immesso in rete, segnatamente con riferimento alla norma UNI EN 16723-1 e al rapporto tecnico UNI/TR 11537ed. 2016. In relazione all'esigenza di gestire le differenze nelle specifiche di qualità del biometano previste per l'immissione in rete e l'autotrazione (specifiche per l'autotrazione più stringenti rispetto alle specifiche per l'immissione in rete), l'Autorità ha ipotizzato che, non essendo possibile prevedere restrizioni all'immissione in rete basandosi sulle specifiche per autotrazione, la soluzione più ragionevole, possa essere l'installazione di apparecchiature di purificazione presso le stazioni di servizio a valle del punto di riconsegna¹.

Investimenti nelle infrastrutture di rete e coerenza con il piano di sviluppo comunitario

Valutazione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto

Con riferimento ai Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale relativi all'anno 2016, a seguito dell'avvio della consultazione pubblica (dicembre 2016) l'Autorità ha organizzato, in data 31 gennaio 2017, una sessione pubblica di presentazione a vantaggio dei soggetti interessati rappresentativi del sistema del gas naturale, quali operatori e consumatori e loro associazioni. La consultazione dei Piani relativi all'anno 2016 si è conclusa in data 15 febbraio 2017, e le osservazioni presentate dagli *stakeholder*, unitamente a un documento di controdeduzioni alle osservazioni elaborato dal gestore di rete competente, sono stati resi pubblici dall'Autorità sul proprio sito internet. In data 19 ottobre 2017, con delibera 689/2017/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie

valutazioni sui Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto relativi agli anni 2014, 2015 e 2016, ai sensi dell'art. 16 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, evidenziando possibili aree di miglioramento, sia sotto il profilo redazionale, con riferimento alla trasparenza e completezza del contenuto informativo, sia sotto il profilo metodologico, con riferimento all'applicazione sistematica di un'analisi costi-benefici (ACB), al fine di dotare il Piano decennale di uno strumento utile a valutare, secondo criteri di maggiore selettività, le iniziative di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale. Con tale delibera, l'Autorità ha inoltre previsto l'avvio di un tavolo tecnico di confronto tra gli Uffici dell'Autorità e i gestori delle reti di trasporto in materia di metodologia di ACB, nonché di proseguire in un percorso di coinvolgimento di tutti gli *stakeholder* in sede di consultazione dei Piani, anche sulla metodologia di ACB, al fine di addivenire a

¹ In merito si segnala che nel mese di dicembre 2017 è stata pubblicata la norma UNI EN 16723-2 "Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale – Parte 2: Specifiche per combustibile per autotrazione".

una metodologia che consenta di fornire le informazioni necessarie a valutare l'utilità degli interventi per il sistema e la loro economicità ed efficienza.

In data 24 marzo 2017, con delibera 189/2017/R/gas, l'Autorità ha differito i termini per la presentazione dei Piani decennali relativi all'anno 2017, al fine di consentire ai gestori di disporre di un congruo periodo di tempo per la loro redazione e, con la già richiamata delibera 689/2017/R/gas, sono stati differiti anche i termini per la presentazione dei Piani decennali relativi all'anno 2018, per consentire ai gestori di tener conto delle valutazioni precedenti. I

Piani 2017 sono stati inviati dai gestori entro il termine previsto del 30 novembre 2017 e sottoposti a consultazione da parte dell'Autorità in data 13 febbraio 2018.

Nell'ambito del procedimento di consultazione dei Piani 2017 e dando seguito alle previsioni di cui alla delibera 689/2017/R/gas sul coinvolgimento degli *stakeholder* anche sulla metodologia ACB, l'Autorità ha organizzato, in data 21 marzo 2018, un seminario aperto a tutti gli *stakeholder* del sistema gas in materia di metodologie di valutazione degli interventi di sviluppo delle reti di trasporto del gas e di analisi costi-benefici.

Regolazione tecnica: sicurezza e affidabilità delle reti e norme in materia di qualità dei servizi

Attuazione della regolazione premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione del gas in vigore nel periodo 2014-2019

Con la delibera 24 novembre 2016, 686/2016/R/gas, sono stati determinati i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per le imprese distributrici di gas naturale per l'anno 2014. In tale delibera è stato disposto di rinviare a successivo provvedimento la determinazione dei premi e delle penalità per alcune imprese distributrici che hanno richiesto di essere ascoltate in audizione finale.

Con la delibera 10 novembre 2017, 741/2017/R/gas, l'Autorità ha determinato i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2014 per 13 imprese distributrici di gas naturale richiedenti audizioni e ha, altresì, rideterminato i premi per l'anno 2014 relativi alla componente odorizzazione per l'impresa AP Reti Gas Vicenza.

In tale delibera è stata prevista la rideterminazione con successivo provvedimento degli importi dei premi e delle penalità per l'anno 2014 approvati con la delibera 686/2016/R/gas per gli eventuali e ulteriori casi di mancata predisposizione del Rapporto annuale di valutazione dei rischi di dispersioni di gas (RVR).

Con la delibera 30 novembre 2017, 796/2017/R/gas, sono stati rideterminati i premi relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2014, approvati con la delibera 686/2016/R/gas in attuazione delle disposizioni di cui alla delibera 741/2017/R/gas, e si è proceduto alla rettifica di errori materiali nella stessa delibera 741/2017/R/gas.

La tavola 4.1 sintetizza i contenuti delle delibere citate.

Controllo dell'attuazione della regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas

Con la delibera 28 settembre 2017, 651/2017/E/gas, è stato intimato ad alcune imprese di distribuzione del gas di comunicare i dati della

sicurezza e continuità ai sensi dell'art. 28 della delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, relativi all'anno 2016.

La delibera 5 ottobre 2017, 669/2017/E/gas, ha intimato ad alcune imprese di distribuzione del gas la comunicazione dei dati relativi all'anno 2016 in materia di accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas ai sensi dell'art. 11, comma 2, della delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas.

Disposizioni finalizzate a incrementare il numero di misuratori accessibili e il ricorso alle letture effettive

Con la delibera 13 luglio 2017, 522/2017/R/gas, l'Autorità ha aggiornato la regolazione delle *performance* del servizio di misura per i punti di riconsegna connessi alle reti di distribuzione di gas naturale, per migliorare il servizio di misura e, in particolare, indurre le imprese di distribuzione alla effettiva rilevazione del dato di misura. In particolare, in esito al documento per la consultazione 22 settembre 2016, 518/2016/R/gas, il provvedimento ha aggiornato l'Allegato A della delibera 574/2013/R/gas, sulla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RQDG), prevedendo:

- in relazione ai misuratori accessibili, la modifica dello standard relativo ai tentativi di raccolta di misura andati a buon fine con uno standard volto a rilevare le letture effettivamente acquisite e non i tentativi effettuabili, e l'introduzione di uno specifico indicatore per monitorare la percentuale di misuratori con letture effettive, differenziato per classi di consumo;
- in relazione ai misuratori parzialmente accessibili, di assimilarli, ai fini della regolazione delle *performance* di misura, ai misuratori non accessibili, applicando le stesse previsioni regolatorie;
- in relazione ai misuratori non accessibili, di definire obblighi di sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori *smart* nei casi in cui l'impresa di distribuzione non abbia acquisito almeno una lettura effettiva nel corso dell'ultimo anno, prevedendo che tali obblighi di sostituzione siano aggiuntivi rispetto a quelli già previsti dalla regolazione di cui alla delibera 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas, e stabilendo una penalità unitaria annua (fino alla sostituzione) pari a 4 euro per ogni misuratore a carico dell'impresa di distribuzione in caso di inadempimento dei suddetti obblighi di sostituzione.

TAV. 4.1

Premi/penalità della sicurezza del servizio di distribuzione del gas.
Principali delibere

DELIBERA	PREMI EFFETTIVI PER LA COMPONENTE ODORIZZAZIONE [EURO]	PREMI EFFETTIVI PER LA COMPONENTE DISPERSIONI [EURO]	NOTA
24 novembre 2016, 686/2016/R/gas	13.093.330,76	36.021.375,58	Determina, per l'anno 2014 i premi e penalità per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per le imprese distributrici e Inoltre azzerà i premi, ai sensi del comma 35.4 della RQDG, a causa della sola mancata predisposizione dell'RVR.
10 novembre 2017, 741/2017/R/gas	332.707,08	726.623,64	Determina, per l'anno 2014, premi e penalità per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per 13 imprese distributrici richiedenti audizioni. Ridetermina i premi 2014 per la componente odorizzazione per l'impresa AP Reti Gas Vicenza. Per le 13 imprese distributrici richiedenti audizioni ripristina in autotutela i premi già comunicati nel loro ammontare ma poi azzerati per la sola mancata predisposizione dell'RVR. A partire dal 2017 la mancata predisposizione dell'RVR, anche in assenza di materiale critico determinerà una riduzione dei premi, ai sensi del comma 35.4 della RQDG
30 novembre 2017, 796/2017/R/gas	243.463,07	533.664,88	Corregge errori materiali relativi agli importi dei premi effettivi per la componente dispersioni di cui alla Tabella 3 allegata alla delibera 741/2017/R/gas, relativi alle imprese distributrici Enerco Distribuzione, Erogasmet, Italimpianti e Servizi Distribuzione
	13.669.500,91	37.281.664,10	

Fonte: ARERA

Come prospettato in consultazione, l'ambito di applicazione della delibera 522/2017, con decorrenza 1 gennaio 2018, interessa tutte le imprese di distribuzione di gas naturale in relazione ai punti di riconsegna attivi con misuratore tradizionale o di tipo *smart* accessibile e le imprese di distribuzione di gas naturale con più di 50.000

clienti finali al 31 dicembre 2016 in relazione ai punti di riconsegna attivi con misuratore tradizionale, parzialmente accessibile o non accessibile.

Il provvedimento, infine, ha previsto l'aggiornamento degli obblighi di comunicazione verso l'Autorità derivanti dalle modifiche introdotte.

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

I principali provvedimenti adottati nel corso del 2017 in materia di gare per ambito di concessione hanno riguardato le attività di analisi svolte dall'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 164/00 e del decreto interministeriale n. 226/11, relative agli scostamenti tra valore di rimborso (VIR) e valore regolatorio degli *asset* (RAB) e alla documentazione di gara trasmessa dalle stazioni appaltanti.

In relazione alla prima attività, con le delibere 16 marzo 2017, 142/2017/R/gas, 14 settembre 2017, 628/2017/R/gas, 21 dicembre 2017, 880/2017/R/gas 8 febbraio 2018, 69/2018/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'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, rispettivamente con riferimento a Comuni dell'Atem Massa Carrara, dell'Atem La Spezia, dell'Atem Udine 2 - Città di Udine e Centro e dell'Atem Genova 1 - Città e Impianto di Genova.

Con riferimento all'attività di analisi della documentazione di gara, la delibera 27 dicembre 2017, 906/2017/R/gas e la delibera 25 gennaio 2018, 30/2018/R/gas, hanno riportato le osservazioni dell'Autorità sulla documentazione inviata ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11, rispettivamente dal Comune di Aosta, stazione appaltante dell'Atem Valle d'Aosta e dal Comune di Torino, stazione appaltante dell'Atem Torino 1 - Città di Torino.

Con la delibera 18 maggio 2017, 344/2017/R/gas, l'Autorità ha introdotto una semplificazione dell'iter di analisi degli

scostamenti VIR-RAB disciplinato dalla delibera dell'Autorità 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas, per i casi in cui i Comuni attestino l'integrale applicazione delle Linee guida 7 aprile 2014 predisposte dal Ministero per lo sviluppo economico.

In data 25 maggio 2017 sono poi stati pubblicati chiarimenti riguardanti l'applicazione delle previsioni della delibera 344/2017/R/gas.

In data 9 giugno 2017 sono stati pubblicati chiarimenti riguardanti la validità dei regolamenti comunali al fine della valorizzazione delle reti di distribuzione, con particolare riferimento alle prescrizioni contenute nei regolamenti comunali di manomissione suolo pubblico nel caso di valutazione del VIR secondo le Linee guida 7 aprile 2014 e in relazione a regolamenti comunali entrati in vigore successivamente alla data a cui si riferisce la valutazione del VIR.

In data 7 agosto 2017 sono stati pubblicati dall'Autorità chiarimenti sulla riconoscibilità tariffaria degli investimenti indicati nei piani di sviluppo dell'impianto, di cui all'art. 15 del decreto interministeriale n. 226/11, e sui criteri per i riconoscimenti tariffari nei casi di disaccordo tra Ente locale concedente e gestore uscente, di cui all'art. 5, comma 16, del medesimo decreto.

Con la delibera 7 settembre 2017, 613/2017/R/com, l'Autorità ha avviato quattro procedimenti per l'attuazione di interventi previsti dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza) in materia di separazione funzionale e contabile nel settore elettrico, di tariffe per il servizio di

distribuzione dell'energia elettrica e di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.

Con il documento per la consultazione 2 novembre 2017, 734/2017/R/gas, l'Autorità, nell'ambito dei procedimenti individuati al punto 1, lettere b) e c), della delibera 613/2017/R/com, ha illustrato i propri orientamenti in materia di semplificazione degli iter per la valutazione dei valori di rimborso (VIR) e degli iter di valutazione dei bandi di gara relativi all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, in ottemperanza alle disposizioni di cui alla legge n. 124/17.

Con la delibera 27 dicembre 2017, 905/2017/R/gas, l'Autorità, in attuazione delle previsioni di cui alla legge n. 124/17, ha approvato:

- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di determinazione e verifica del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito (Allegato A alla delibera 905/2017/R/gas);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di bandi di gara per il servizio di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito (Allegato B alla delibera 905/2017/R/gas).

Ancora con la delibera 905/2017/R/gas, l'Autorità ha abrogato, in quanto recanti disposizioni interamente recepite senza innovazioni rilevanti nei Testi integrati richiamati al punto precedente, le delibere dell'Autorità 21 marzo 2013, 113/2013/R/gas, 3 aprile 2014, 155/2014/R/gas, e 310/2014/R/gas.

Con la delibera 8 marzo 2018, 130/2018/R/gas, l'Autorità ha poi rettificato un errore materiale nell'Allegato A alla delibera dell'Autorità 905/2017/R/gas.

In data 19 aprile 2017, in attuazione di quanto indicato nella determina 25 luglio 2014, 13/2014 - DIUC, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati definitivi relativi al valore degli *asset* risultante al 31 dicembre 2015 (dati RAB) a seguito dell'emanazione della delibera 220/2017/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2017. I dati RAB sono stati resi disponibili nei seguenti formati:

- in modalità aggregata, senza distinzione per soggetto proprietario, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario;
- come 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.

In data 10 maggio 2017, in attuazione di quanto indicato nella determina 13/2014, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati definitivi relativi al valore degli *asset* risultante al 31 dicembre 2014 (dati RAB), a seguito dell'emanazione della delibera 145/2017/R/gas, come rettificata con la delibera 288/2017/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2016. I dati RAB sono stati resi disponibili nei seguenti formati:

- in modalità aggregata senza distinzione per soggetto proprietario, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario;
- come 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.

Iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB ha comportato, e comporta tutt'ora, un'intensa attività da parte degli Uffici dell'Autorità. Tale attività prevede la valutazione della corposa documentazione trasmessa dalle stazioni appaltanti all'Autorità tramite l'apposita piattaforma informatica VIR-RAB e la gestione di una complessa attività istruttoria, nella quale si inseriscono le interlocuzioni con le stazioni appaltanti.

Come 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. 226/11 e successive modifiche e integrazioni. Nella tavola 4.2 sono elencate le 46 stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%, per un totale di circa 750 Comuni soggetti a verifica da parte degli Uffici dell'Autorità (di cui circa 250 soggetti regime semplificato individuale per Comune, di cui all'art. 3, comma 1, lettera b), dell'Allegato A alla delibera 905/2017/R/gas).

TAV. 4.2

Stazioni appaltanti oggetto di verifiche 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 Emilia
Comune di Pinerolo	Torino 3 - Sud-Ovest
Comune di Alessandria	Alessandria 2 - Centro
Provincia di Udine	Udine 1 - Nord
Comune di Foligno	Perugia 2 - Sud-Est
Comune di Novara	Novara 2 - Sud
Comune di Ancona	Ancona
Comune di Villafranca di Verona	Verona 2 - Pianure Veronesi
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 Brianza 1 - Est
Comune di Pesaro	Pesaro-Urbino
Comune di Lissone	Monza e Brianza 2 - Ovest
Comune di Livorno	Livorno
Comune di Piacenza	Piacenza 1 - Ovest
Comune di Sondrio	Como 3 - Impianto di Cernobbio e Nord-Sondrio
Comune di Bologna	Bologna 1 Città e Impianto di Bologna Bologna 2 - Provincia
Comune di Ravenna	Ravenna
Comune di Caserta	Caserta 1 - Sud Est
Comune di Lucca	Lucca
Comune di Rimini	Rimini
Provincia di Cremona	Cremona 2 - Centro 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

TAV. 4.3 CONT.

Stazioni appaltanti oggetto di verifiche per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%,

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comune di Cassano D'Adda	Milano 4 - Provincia Nord-Est
Comune di Pordenone	Pordenone
Comune di Trieste	Trieste
Comune di Dalmine	Bergamo 3 - Dintorni ad Ovest di Bergamo
Comune di Legnano	Milano 2 - Provincia Nord - Ovest
Comune di Prato	Provincia di Prato
Provincia di Biella	Biella
Comune di Cuneo	Cuneo 2 - Città di Cuneo e Sud
Comune di Firenze	Firenze 1 - Città e Impianto di Firenze Firenze 2 - Provincia
Comune di Voghera	Pavia 4 - Oltrepò Pavese
Comune di Saluzzo	Cuneo 1 - Nord-Ovest
Comune di Verbania	Verbania Cusio Ossola
Comune di Vigevano	Pavia 1 - Lomellina Ovest
Comune di Schio	Vicenza 3 - Valli Astico, Leogra e Timonchio

Fonte: ARERA

5.

Regolazione e attività svolta nel servizio idrico

Settoriale

Nel 2017, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Autorità), nell'ambito delle competenze a essa attribuite nel settore idrico, ha proceduto a completare il quadro regolatorio tenendo conto della molteplicità di aspetti che caratterizzano il comparto, a partire dalle rilevanti disomogeneità territoriali e dall'elevata frammentazione degli assetti gestionali.

Per favorire un graduale processo di razionalizzazione e convergenza del settore verso assetti gestionali industriali, l'Autorità ha proseguito l'attività di monitoraggio degli assetti locali e, anche a seguito di specifiche previsioni normative volte al superamento di gravi criticità infrastrutturali, ha ritenuto necessario completare e rafforzare il sistema di misure regolatorie e di controllo tese a promuovere urgentemente il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche. Ha dunque contribuito, per quanto di competenza, all'individuazione del *Piano nazionale di interventi nel settore idrico* e ha definito le procedure con cui i gestori interessati trasferiranno alla contabilità speciale del Commissario unico gli importi destinati alla realizzazione degli interventi (per la parte coperta da tariffa) di adeguamento alle sentenze di condanna¹ della Corte di Giustizia dell'Unione europea.

Nel 2017 è altresì proseguito il processo di definizione e completamento del quadro regolatorio del settore idrico, al fine di consolidare la stabilità e la coerenza dell'architettura regolatoria del sistema nel suo complesso, promuovendo gli investimenti necessari e rafforzando le misure di tutela degli utenti finali, in considerazione dell'evoluzione del contesto normativo e delle esigenze di sviluppo e di ammodernamento del settore.

Tale processo è stato condotto dall'Autorità attraverso:

- l'avvio e il completamento delle attività funzionali alla riforma dei corrispettivi tariffari da applicare all'utenza, mediante la definizione dei criteri e delle procedure che gli Enti di governo dell'ambito, o gli altri soggetti competenti, sono tenuti ad adottare per il riordino della struttura dei corrispettivi medesimi;
- l'approvazione delle disposizioni in materia di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico

integrato (SII), con le quali sono state definite le regole e le procedure necessarie ai fini della rideterminazione delle tariffe del SII per le annualità 2018 e 2019, elaborate nel rispetto della metodologia tariffaria di cui all'Allegato A alla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr;

- l'adozione delle disposizioni in materia di bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati, al fine di dare attuazione al sistema di compensazione della spesa per la fornitura idrica sostenuta dagli utenti in condizioni di vulnerabilità economica, in conformità a quanto previsto in materia di tariffa sociale del sistema idrico integrato dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 13 ottobre 2016 (DPCM 13 ottobre 2016);
- l'avvio e il completamento delle attività concernenti la regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, mediante l'individuazione di standard specifici e generali di qualità, che descrivono le condizioni tecniche di erogazione del servizio, con l'obiettivo di individuare stimoli corretti ed efficaci per promuovere benefici a favore degli utenti dei diversi servizi;
- la prosecuzione delle attività finalizzate all'adozione delle direttive volte al contenimento della morosità nel SII, al fine di introdurre livelli minimi di tutela uniformi per l'intero territorio nazionale, superando le difformità tra le procedure attualmente previste nelle Carte dei servizi e nei regolamenti d'utenza adottati dai diversi gestori;
- la prosecuzione delle attività di analisi e approfondimento in materia di *unbundling* contabile del SII con lo sviluppo del sistema telematico di raccolta e l'avvio del processo di acquisizione dei dati di contabilità separata per il settore idrico relativi al 2016, e con lo sviluppo delle attività propedeutiche e necessarie alla revisione generale delle disposizioni in materia di *unbundling* contabile per il settore medesimo, in ottica di semplificazione amministrativa e integrazione della disciplina vigente per tener conto dei più recenti sviluppi regolatori.

¹ Il decreto legge 29 dicembre 2016, n. 243, ha previsto la nomina di "un unico Commissario straordinario del Governo" al quale "sono attribuiti compiti di coordinamento e realizzazione degli interventi funzionali a garantire l'adeguamento nel minor tempo possibile alle sentenze di condanna della Corte di Giustizia dell'Unione europea pronunciate il 19 luglio 2012 (causa C-565/10) e il 10 aprile 2014 (causa C-85/13), evitando l'aggravamento delle procedure di infrazione in essere, mediante gli interventi sui sistemi di collettamento, fognatura e depurazione delle acque reflue necessari in relazione agli agglomerati oggetto delle predette condanne non ancora dichiarati conformi alla data di entrata in vigore del presente decreto (...)".

L'Autorità ha inoltre continuato l'attività di regolazione a tutela dell'utenza, dando concreta ed efficace applicazione alla disciplina tariffaria introdotta con il Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2) e promuovendo l'applicazione graduale delle norme in materia di qualità contrattuale del SII.

L'Autorità, infine, ha adottato una serie di interventi a tutela delle popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi a far data dal 24 agosto 2016 nel Centro Italia. Con tali interventi, in particolare, in attuazione delle disposizioni normative di cui al decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189 (c.d. *Decreto Terremoto*),

sono state disciplinate le misure in materia di agevolazioni tariffarie e rateizzazione dei pagamenti a tutela degli utenti finali nonché le misure di sostegno finanziario a favore dei gestori del SII.

Nei paragrafi che seguono vengono sinteticamente descritte le attività sulle quali l'Autorità ha concentrato il proprio impegno nel corso del 2017 e nei primi mesi del 2018, suddivise in tre sezioni, dedicate, rispettivamente, ai rapporti istituzionali e agli assetti locali del servizio idrico integrato, alla regolazione tariffaria in senso lato e alla regolazione della qualità.

Rapporti istituzionali, assetti locali e interventi necessari e urgenti nel servizio idrico integrato

Monitoraggio degli assetti locali del servizio idrico integrato

L'art. 172, comma 3-*bis*, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dall'art. 7 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (cd. *Sblocca Italia*), convertito con modificazioni, nella legge 11 novembre 2014, n. 164, prevede che entro il 31 dicembre 2014 e, negli anni successivi, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità presenti alle Camere una relazione sul rispetto delle prescrizioni stabilite dal medesimo decreto e in particolare a carico:

- delle amministrazioni regionali, per la costituzione degli enti di governo dell'ambito;

- degli enti di governo dell'ambito, per l'affidamento del 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 medesimo.

A partire dal 2015, l'Autorità ha dato attuazione a tale previsione normativa mediante la redazione di specifiche relazioni semestrali².

Nel corso del 2017 sono state predisposte le Relazioni 28 giugno 2017, 499/2017/I/idr, e 21 dicembre 2017, 898/2017/I/idr, in cui

² Per una illustrazione dettagliata degli esiti della costante attività di monitoraggio svolta dall'Autorità, si rinvia a:

- Prima Relazione semestrale sullo stato del riordino dell'assetto locale del settore, illustrata nell'ambito della presentazione al Governo e al Parlamento, il 24 giugno 2015, della Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta (Vol. 1);
- Relazione 28 dicembre 2015, 665/2015/I/idr;
- Relazione 7 luglio 2016, 376/2016/I/idr;
- Relazione 28 dicembre 2016, 811/2016/I/idr.

vengono evidenziati i casi di permanenza di profili di criticità e di inottemperanza alle disposizioni normative vigenti, costituendo, di fatto, ulteriori ostacoli nel percorso volto alla razionalizzazione degli assetti del settore e, più in generale, allo sfruttamento delle economie di scala a beneficio dell'utente idrico.

In particolare, analizzando le diverse casistiche locali, si sono riscontrate ancora difficoltà in merito alla costituzione degli enti di governo dell'ambito che, benché istituiti, non risultano ancora in alcuni casi operativi. I percorsi di adesione degli enti locali ai relativi enti di governo dell'ambito risultano, nella quasi totalità dei casi, perfezionati, essendo, tuttavia, presenti aree territoriali, già precedentemente segnalate, in cui tale processo, pur essendo in corso, non risulta completato.

Sono state, altresì, evidenziate le situazioni di mancato affidamento del servizio idrico integrato al gestore d'ambito rilevate

in precedenza e risultano, dalla mappatura aggiornata al mese di dicembre 2017, ancora diffuse, seppure in lieve diminuzione, le realtà in cui si riscontra la presenza di gestori cessati *ex lege* (in taluni casi interessati da procedure di affidamento già avviate dall'ente di governo dell'ambito), che esercitano il servizio in assenza di un titolo giuridico conforme alla disciplina *pro tempore* vigente, in violazione di quanto previsto all'art. 172 del decreto legislativo n. 152/06.

Nelle citate Relazioni semestrali del 2017 è stato, infine, fornito un quadro aggiornato dell'evoluzione della legislazione regionale in materia di delimitazione degli Ambiti territoriali ottimali (ATO) e, più in generale, di gestione del servizio idrico integrato, evidenziando gli sviluppi normativi a seguito delle pronunce della Corte costituzionale sui ricorsi promossi dallo Stato nei confronti delle Regioni.

Gruppo di lavoro con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sull'aggiornamento dei Piani di gestione di distretto idrografico

Nell'ambito dei lavori previsti ai fini dell'aggiornamento dei Piani di gestione del bacino idrografico – per il ciclo di pianificazione 2021-2027 – ai sensi della direttiva quadro 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000³, l'Autorità ha proseguito nel corso del 2017 le interlocuzioni con gli *stakeholder* istituzionali componenti il tavolo di lavoro

istituito nel 2016 dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con l'obiettivo di definire una metodologia omogenea su scala nazionale per l'analisi economica dei menzionati Piani, nonché di garantire una sistematizzazione dei dati e delle informazioni da mettere a disposizione delle Autorità di Bacino⁴.

³ La suddetta direttiva quadro ha previsto l'individuazione di distretti idrografici nel territorio di ciascun paese e la predisposizione dei relativi Piani di gestione del bacino idrografico, aggiornati e riesaminati ogni sei anni (cfr. l'art.13, comma 7), che devono contenere "(...) il contributo dei vari settori di impiego dell'acqua al recupero dei costi dei servizi idrici" (Cfr. l'art.9, comma 2), sulla base dell'analisi economica e tenendo conto del principio "chi inquina paga".

⁴ Alle quali è attribuita, ai sensi dell'art. 63 del decreto legislativo n. 152/06 (come modificato ai sensi dell'art.51, comma 2, della 28 dicembre 2015, n. 221.) la competenza per la redazione del Piano di gestione in oggetto.

La prima fase di collaborazione ha avuto a oggetto la predisposizione di un Manuale operativo contenente le Linee guida generali per lo sviluppo della suddetta analisi economica, nella quale specificare, in particolare:

- gli utilizzi della risorsa idrica, gli usi e i servizi, che devono essere analizzati e le metodologie di analisi medesima;
- le fasi in cui l'analisi si sviluppa e le attività in cui queste si articolano;
- il livello territoriale di analisi con riferimento ai diversi utilizzi della risorsa;
- i dati e gli indicatori che devono essere impiegati;
- le fonti del dato da utilizzare.

La ricognizione dei dati conseguente a tale analisi ha molteplici obiettivi tra i quali, per quanto di competenza dell'Autorità, vi è

l'individuazione e la quantificazione degli impatti e delle pressioni sui corpi idrici esercitate dai vari utilizzi della risorsa (tra i quali rientra il servizio idrico integrato, in termini di prelievi e scarichi) e delle misure afferenti al SII necessarie a colmare eventuali *gap* rispetto a obiettivi di qualità ambientale, nel rispetto del principio di "recupero integrale dei costi" e del principio "chi inquina paga".

Al fine di rispondere alle richiamate esigenze di sistematizzazione e di coerenza della pianificazione, l'Autorità ha proseguito nell'individuazione del set di dati economici e tecnici più appropriati, da acquisire ai sensi delle disposizioni introdotte dalla regolazione della qualità tecnica, di cui alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, e trasmesse in sede di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie del SII.

Modalità di trasferimento degli importi dovuti alla contabilità speciale del Commissario unico per gli interventi oggetto di infrazione europea

Tra le disposizioni normative introdotte per favorire la realizzazione degli interventi necessari all'adeguamento dei sistemi di collettamento, di fognatura e di depurazione oggetto di provvedimento di condanna della Corte di giustizia dell'Unione europea, in ordine all'applicazione della direttiva 91/271/CEE, si rammenta il decreto legge 29 dicembre 2016, n. 243, che ha tra l'altro previsto la nomina di un unico Commissario straordinario del Governo al quale "sono attribuiti compiti di coordinamento e realizzazione degli interventi funzionali a garantire l'adeguamento nel minor tempo possibile alle sentenze di condanna della Corte di giustizia dell'Unione europea"; la stessa norma prevede anche che l'Autorità adotti i provvedimenti necessari per definire le modalità per il trasferimento degli importi dovuti dai gestori del SII alla contabilità speciale del Commissario.

L'Autorità, con la delibera 15 giugno 2017, 440/2017/R/idr – nel definire (confermando gli orientamenti illustrati nel documento per la consultazione 20 aprile 2017, 281/2017/R/idr) le procedure con cui i gestori interessati trasferiranno alla contabilità speciale del Commissario unico gli importi destinati alla realizzazione degli interventi (per la parte coperta da tariffa) funzionali a garantire l'adeguamento alle citate sentenze di condanna – ha provveduto a esplicitare il legame tra i compiti assegnati al Commissario unico e le modalità di trasferimento, sulla base del contesto istituzionale, tecnico e gestionale rinvenibile con riferimento ai singoli agglomerati non ancora adeguati alla direttiva 91/271/CEE.

In particolare, la richiamata delibera 440/2017/R/idr ha disciplinato tre principali casistiche cui associare differenti criteri e procedure

per l'individuazione delle risorse da trasferire alla contabilità speciale del Commissario unico, disponendo che:

- nel caso in cui il gestore (con affidamento assentito in conformità alla normativa *pro tempore* vigente) stia già svolgendo le attività necessarie a superare le rilevate non conformità, come previste nel cronoprogramma degli interventi e sulla base degli atti approvati dal soggetto competente, verranno adottate modalità di gestione delle risorse in grado di garantire la continuità delle attività in corso (procedura per sostenere l'attività di coordinamento svolta dal Commissario unico);
- nel caso in cui il gestore (con affidamento assentito in conformità alla normativa *pro tempore* vigente), non stia svolgendo le attività all'uopo necessarie, ovvero le medesime non siano previste nel cronoprogramma degli interventi, alla luce di una integrazione della programmazione, verranno adottate modalità di trasferimento delle eventuali risorse previste dalla regolazione alla contabilità speciale del Commissario unico, tenendo conto della quota parte di specifiche componenti tariffarie (procedura per sostenere le attività di coordinamento e di realizzazione degli interventi svolte dal Commissario unico);
- nel caso in cui l'ente di governo dell'ambito, o altro soggetto competente individuato con legge regionale, risulti inadempiente ai propri obblighi di affidamento del servizio, ovvero a quelli di predisposizione tariffaria ai sensi della regolazione adottata dall'Autorità e il gestore cessato *ex lege* non stia svolgendo le attività necessarie a superare le non conformità

rilevate nelle sentenze di condanna citate, alla luce della programmazione eventualmente elaborata dal Commissario unico (in qualità di gestore grossista) e trasmessa al soggetto competente – al fine di attivare eventualmente il meccanismo di silenzio-assenso, di cui al comma 7.5 e 7.6 della delibera 664/2015/R/idr – si adotteranno modalità di trasferimento delle eventuali risorse previste dalla regolazione alla contabilità speciale del Commissario unico, tenendo conto delle componenti tariffarie quantificate nel pertinente schema regolatorio (procedura per sostenere le attività di coordinamento, realizzazione degli interventi e gestione svolte dal Commissario unico).

La medesima delibera 440/2017/R/idr ha poi previsto che, nell'ambito dell'aggiornamento biennale della predisposizione tariffaria ai sensi dell'art. 8 della delibera 664/2015/R/idr, gli enti di governo dell'ambito o gli altri soggetti competenti, con procedura partecipata dal gestore, trasmettano all'Autorità:

- le informazioni, di cui al comma 2.1 della delibera 440/2017/R/idr, necessarie ai fini di una coerente individuazione delle risorse da trasferire al Commissario unico;
- una relazione recante, per ciascuna annualità, il dettaglio delle eventuali risorse previste dalla regolazione destinate alla contabilità speciale del Commissario unico, attestando, contestualmente, il mantenimento dell'equilibrio economico finanziario delle gestioni interessate.

Definizione della sezione acquedotti del Piano nazionale di interventi nel settore idrico

Con l'art. 1, comma 516 della legge 27 dicembre 2017, n. 205 (c.d. *legge di Bilancio*) il legislatore ha disposto 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, sia adottato il *Piano nazionale di interventi nel settore idrico*, articolato in due sezioni: sezione "acquedotti" e sezione "invasi".

Il successivo comma 517 prevede 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 – trasmetta "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 prioritari:

- raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica;
- recupero e ampliamento della tenuta e del trasporto della risorsa idrica, anche con riferimento alla capacità di invaso;
- diffusione di strumenti mirati al risparmio di acqua negli usi agricoli, industriali e civili.

La summenzionata legge 205/17 reca poi talune disposizioni che rilevano nella fase successiva all'emanazione del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri con il quale verrà adottato (anche per stralci) il Piano nazionale, prevedendo in particolare che:

- "gli enti di governo dell'ambito (...), entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del DPCM di cui al comma 516, adeguino i propri strumenti di pianificazione e programmazione in coerenza con le misure previste dal medesimo Piano nazionale (art. 1, comma 519)";
- "l'Autorità, avvalendosi anche della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), monitori l'andamento dell'attuazione degli interventi e sostenga gli enti di governo dell'ambito e gli altri soggetti responsabili della realizzazione degli interventi della sezione acquedotti per eventuali criticità nella programmazione e nella realizzazione degli interventi (art. 1, comma 520)".

Con la delibera 18 gennaio 2018, 25/2018/R/idr, l'Autorità ha pertanto avviato un procedimento relativo agli interventi necessari e urgenti per il settore idrico ai fini della definizione della sezione acquedotti del Piano nazionale di cui all'art. 1, comma 516, della legge n. 205/17. Nell'ambito del procedimento, l'Autorità ha proceduto a richiedere agli enti di governo dell'ambito di

indicare, tra gli interventi necessari e urgenti al perseguimento degli obiettivi prioritari di cui al citato art. 1, comma 517, della legge 205/17, quelli:

- previsti da tempo nei programmi degli interventi (Pdl) vigenti, ma non realizzati o realizzati solo parzialmente, previa verifica della congruità degli stessi rispetto alle effettive criticità rilevate nel territorio di pertinenza;
- non programmabili nelle pianificazioni di ambito in fase di approvazione, quali ad esempio gli interventi che si renderebbero necessari per il raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica di cui alla delibera 917/2017/R/idr, ma che – sulla base dei piani economico-finanziari (PEF) – non appare possibile sostenere finanziariamente;
- ritenuti indifferibili in aree territoriali sprovviste dei necessari atti di programmazione;
- non inclusi nelle programmazioni esistenti poiché la relativa area di incidenza supera i confini di competenza degli enti cui è assegnato il compito di programmare (ci si riferisce, a titolo esemplificativo, a grandi opere idriche, di capacità di invaso, di adduzione, di depurazione su area vasta, la cui dimensione, sia economica, sia territoriale, ne preclude l'inserimento in uno specifico atto di pianificazione).

L'Autorità ha poi richiesto per ciascuno degli interventi di cui ai punti precedenti, di:

- fornire il cronoprogramma recante i tempi di attuazione degli stessi;
- dettagliare le relative modalità di attuazione.

A seguito delle verifiche e degli approfondimenti che verranno compiuti – anche con il coinvolgimento delle Regioni e degli enti locali interessati – l'Autorità procederà a comunicare ai Ministeri competenti (cui è demandata la definizione della proposta della sezione acquedotti del Piano nazionale) l'elenco degli interventi necessari e urgenti per il settore idrico.

Regolazione tariffaria, unbundling e misura

Regolazione tariffaria

Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

In continuità con quanto previsto dalla regolazione tariffaria introdotta dall'Autorità, il Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio, MTI-2, di cui alla delibera 664/2015/R/idr, ha disposto che, ai fini delle determinazioni tariffarie per gli anni 2016-2019, gli enti di governo dell'ambito validino le informazioni fornite dai gestori e le integrino o le modifichino secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio, adottando, con proprio atto deliberativo, il pertinente schema regolatorio (composto dal programma degli interventi, Pdl, dal piano economico finanziario, PEF, dall'aggiornamento della Convenzione di gestione, tra loro coerentemente redatti).

Nel corso del 2017 – e nei primi mesi del 2018 – l'Autorità ha proseguito la propria attività istruttoria per l'approvazione delle tariffe relative al secondo periodo regolatorio (adottando 21 delibere di determinazione tariffaria che interessano complessivamente oltre 11 milioni di abitanti), ovvero, in taluni casi, concludendo le verifiche sulle predisposizioni tariffarie per il periodo regolatorio 2012-2015⁵ riferite a contesti caratterizzati dalla complessità delle proposte stesse o dal protrarsi dei tempi per il loro perfezionamento a livello locale.

Nel loro insieme, le determinazioni tariffarie per il quadriennio 2016-2019 deliberate dall'Autorità (fino al 31 marzo 2018) riguardano 577 gestioni, interessando 41.694.701 abitanti (residenti in 5.263 Comuni). Si tratta in particolare di:

- 123 gestioni (che erogano il servizio a 39.684.446 abitanti, residenti in 4.818 Comuni), per le quali è stato approvato il relativo

schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, 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 2016-2019 e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio. Nello specifico, per le gestioni in parola è stato pianificato un fabbisogno di investimenti per il quadriennio 2016-2019 pari a 6.874.840.350 euro;

- 36 gestioni (che servono 45.127 abitanti) per le quali, con riferimento al biennio 2016-2017, è stata disposta l'invarianza dei corrispettivi, atteso che per le medesime è stata rilevata, quale causa di esclusione dall'aggiornamento tariffario, il mancato versamento alla CSEA della componente UI1, ai sensi di quanto previsto dal comma 10.9 della delibera 664/2015/R/idr;
- 418 gestioni (di cui 409 gestioni in economia) operanti nella regione Calabria (per una popolazione complessivamente servita pari a 1.965.128), per le quali – in un'ottica di tutela dell'utenza – il valore del moltiplicatore tariffario teta (θ) è stato provvisoriamente posto pari a 1, per il secondo periodo regolatorio 2016-2019, nelle more dell'acquisizione degli ulteriori elementi finalizzati alla conclusione del procedimento di approvazione tariffaria.

L'Autorità, oltre ad aver inviato comunicazioni di diffida ad adempiere agli obblighi di predisposizione tariffaria per i gestori per i quali non sono stati forniti in tutto o in parte gli atti, i dati e le informazioni necessarie alla determinazione delle tariffe per il secondo periodo regolatorio, ha anche proceduto a diffidare i soggetti competenti (in particolare alcuni degli enti di governo dell'ambito

⁵ Con riferimento al primo periodo regolatorio, i provvedimenti di approvazione adottati dall'Autorità interessano: 2.114 gestioni, con una popolazione servita di 56.404.760 abitanti, per il biennio 2012-2013; 1.983 gestioni, con una popolazione servita di 55.211.528 abitanti, per il biennio 2014-2015.

siciliani) inadempienti in seguito alle istanze di aggiornamento tariffario presentate dai gestori.

Compliance regolatoria

In esito al procedimento di verifica degli atti che compongono lo specifico schema regolatorio, in talune delibere di approvazione si è ritenuto necessario introdurre delle richieste prescrittive rivolte agli enti di governo dell'ambito. Tali richieste hanno riguardato prevalentemente la fissazione di adempimenti in ordine all'adeguamento delle Convenzioni di gestione e delle Carte dei servizi in conformità alla regolazione dell'Autorità.

L'attività di monitoraggio ha evidenziato alcuni profili di non completa ottemperanza, che tuttavia nella maggior parte dei casi sono stati superati grazie all'interlocuzione collaborativa degli uffici con i soggetti competenti. Laddove, invece, le criticità sollevate non hanno trovato soluzione, l'Autorità ha adottato specifico provvedimento di intimazione ad adempiere agli obblighi in questione (delibera 5 dicembre 2017, 851/2017/R/idr).

Il monitoraggio avviato prosegue con riferimento agli ulteriori adempimenti, formulati anche nei recenti provvedimenti di approvazione degli specifici schemi regolatori, mediante la valutazione di dati e informazioni in ordine alle condotte poste in essere dagli enti di governo d'ambito per conformarsi ai richiamati contenuti precettivi, anche a riguardo degli atti e dei documenti che verranno trasmessi ai fini dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie di cui all'art. 8 della delibera 664/2015/R/idr, secondo le regole e le procedure disciplinate dalla delibera 27 dicembre 2017, 918/2017/R/idr.

Riforma dei criteri di articolazione dei corrispettivi applicati agli utenti dei servizi idrici

Con la delibera 1 dicembre 2016, 716/2016/R/idr, l'Autorità ha integrato, rinnovandolo, il procedimento di cui alla delibera 15 gennaio, 8/2015/R/idr, al fine di giungere alla definizione di criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici, anche in forza delle disposizioni introdotte dal legislatore in materia di tariffa sociale del SII dall'art. 60 della legge 28 dicembre 2015, n. 221 (c.d. *Collegato Ambientale*). In particolare la legge in parola e il successivo decreto attuativo del Presidente del Consiglio dei ministri (DCPM 13 ottobre 2016), hanno previsto che l'Autorità:

- al fine di garantire l'accesso universale all'acqua, assicuri agli utenti domestici del SII in condizioni economico-sociali disagiate l'accesso, a condizioni agevolate, alla fornitura della quantità di acqua necessaria per il soddisfacimento dei bisogni fondamentali fissata in 50 litri/abitante/giorno;
- al fine di assicurare la copertura degli oneri da ciò derivanti, definisca le necessarie modifiche all'articolazione tariffaria per fasce di consumo o per uso, determinando i criteri e le modalità per il riconoscimento delle agevolazioni di cui sopra.

Il sopracitato decreto attuativo ha altresì disposto che l'Autorità, per tutte le utenze domestiche residenti, stabilisca la fascia di consumo annuo agevolato, con riferimento al quantitativo minimo necessario al soddisfacimento dei bisogni essenziali, e preveda, per la citata fascia l'applicazione di una tariffa agevolata (art. 2, comma 2).

Nell'ambito del procedimento in parola, l'Autorità ha proceduto ad acquisire gli elementi necessari alla definizione della nuova disciplina sia convocando specifici incontri con gli *stakeholder*, sia illustrando i propri orientamenti nei documenti per la consultazione 13 aprile 2017, 251/2017/R/idr (sui criteri di articolazione tariffaria agli utenti), 8 giugno 2017, 422/2017/R/idr (sul tema specifico della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura) e 3 agosto 2017, 604/2017/R/idr (sulla riforma generale dei corrispettivi, sottoponendo a consultazione i criteri da definire nel *Testo Integrato Corrispettivi Servizi Idrici* - TICS).

In generale, l'analisi delle informazioni e dei dati raccolti ha messo in luce una grande eterogeneità sia nei criteri di articolazione adottati, sia nei valori dei corrispettivi applicati, nonché nella definizione delle classi di consumo e, infine, riguardo alla classificazione delle categorie d'uso. La disomogeneità delle strutture dei corrispettivi applicate agli utenti finali, che trova in parte fondamento nelle differenze che si rinvenivano tra le diverse aree del Paese per i costi unitari del servizio coperti da tariffa, ha indotto l'Autorità ad avviare un'azione di razionalizzazione e riordino della disciplina delle articolazioni tariffarie, per la cui attuazione è stata prevista l'introduzione di misure volte a garantirne la sostenibilità e la gradualità.

Con la delibera 29 settembre 2017, 665/2017/R/idr, recante il TICS), l'Autorità, al fine di una maggior chiarezza nell'individuazione delle utenze che concorrono (e in quale misura) al recupero dei costi efficienti del servizio, ha focalizzato il proprio intervento regolatorio sui corrispettivi applicati all'utenza domestica residente – in ragione,

nell'ambito del servizio idrico integrato, dell'incidenza dei relativi consumi sul totale e del ruolo di *benchmark* che i corrispettivi ad essa associati svolgono nella definizione di quelli afferenti alle altre categorie di utenza – e sui reflui industriali recapitati in pubblica fognatura, alla luce del loro possibile impatto ambientale.

La riforma dei corrispettivi avviata dal TICSİ ha previsto una razionalizzazione delle tipologie d'uso (e delle sotto-tipologie) – domestiche o non domestiche – nonché l'omogeneizzazione delle strutture tariffarie previgenti, anche individuando la fascia di consumo annuo agevolato per le utenze domestiche residenti e incentivando comportamenti efficienti in termini di conservazione della risorsa e dell'ambiente, nel rispetto dei criteri:

- di progressività, a partire, per le utenze domestiche residenti, dal consumo eccedente il quantitativo essenziale di acqua;
- di differenziazione dell'uso della risorsa idrica, in osservanza del principio "chi inquina paga";
- di differenziazione del corrispettivo, per incentivare gli utenti a utilizzare le risorse idriche in modo efficiente.

Rinviando al paragrafo successivo la disamina dei criteri per la definizione dei corrispettivi per il servizio di collettamento e depurazione applicabili alle utenze non domestiche che recapitano i propri reflui industriali in pubblica fognatura, con particolare riferimento all'utenza domestica residente, la delibera 665/2017/R/idr ha disposto che a decorrere dall'1 gennaio 2018, venga applicato – per la determinazione della quota variabile del servizio di acquedotto – un criterio *pro capite* (nei termini di seguito specificati) in funzione del numero di componenti dell'utenza domestica. Tenuto conto delle difficoltà rappresentate da operatori e soggetti competenti in ordine alle modalità di implementazione di una tariffa *pro capite*, l'Autorità, nel quadro di un percorso graduale di riordino, ha previsto che:

- nei casi in cui vi sia la disponibilità di tutte le informazioni e dei dati necessari, a decorrere dall'1 gennaio 2018, venga applicato – per la determinazione della quota variabile del servizio di acquedotto – un criterio *pro capite* basato sulla effettiva numerosità dei componenti di ciascuna utenza domestica residente;
- nei casi in cui non si disponga di tutte le informazioni e dei dati necessari, a decorrere dall'1 gennaio 2018, la quota variabile del servizio di acquedotto sia determinata sulla base di un criterio *pro capite* di tipo standard, identificando la fascia di consumo annuo agevolato in corrispondenza di un intervallo compreso tra 0 m³/anno e un volume almeno pari alla quantità essenziale

di acqua a cui ha diritto una utenza tipo di tre componenti (ossia 150 litri/giorno, corrispondenti a 55 m³/anno);

- comunque, a decorrere dall'1 gennaio 2022, la quota variabile del servizio di acquedotto sia determinata secondo un criterio *pro capite* basato sulla effettiva numerosità dei componenti di ciascuna utenza domestica residente.

Il TICSİ ha definito la struttura generale dell'articolazione tariffaria per gli utenti domestici residenti, prevedendo l'applicazione di:

- una quota variabile, che risulti, per il servizio di acquedotto, articolata per fasce di consumo (distinguendo una fascia di consumo annuo agevolato, una fascia a tariffa base, da una a tre fasce di eccedenza a cui applicare tariffe crescenti), e per i servizi di fognatura e depurazione, proporzionale al consumo (ma non modulata per fasce);
- una quota fissa, indipendente dal consumo, non modulata per fasce di consumo e suddivisa per ciascun servizio (acquedotto, fognatura e depurazione).

L'Autorità, con il provvedimento in parola, ha altresì, enucleato le attività che, nel definire i corrispettivi per l'utenza domestica residente, gli enti di governo dell'ambito o gli altri soggetti competenti sono chiamati a svolgere:

- con riferimento alla quota variabile del servizio di acquedotto, la definizione dell'ampiezza delle fasce di consumo, comunque nel rispetto del criterio di articolazione *pro capite* (con numero di componenti della singola utenza effettivo o standard) fissato dall'Autorità. In particolare, il soggetto competente può in ogni caso individuare una fascia di consumo agevolato più ampia di quella stabilita dall'Autorità;
- la determinazione della tariffa base per il servizio di acquedotto e dei relativi corrispettivi variabili per i servizi di fognatura e depurazione, calcolando detti corrispettivi unitari sulla base dei valori assunti dai medesimi negli anni precedenti, aggiornati mediante l'applicazione del moltiplicatore tariffario; è comunque fatta salva la possibilità per il soggetto competente di rideterminare la tariffa base, previa istanza motivata formulata all'Autorità;
- la determinazione dell'agevolazione – nell'ambito dell'intervallo (compreso tra il 20% e il 50%) previsto dall'Autorità – da applicare alla tariffa base;
- l'individuazione del grado di progressività della parte variabile del corrispettivo di acquedotto, determinando le tariffe associate alle fasce di eccedenza, non superando il rapporto di 1:

6 stabilito dall'Autorità tra la tariffa agevolata e la tariffa associata all'ultimo scaglione;

- il dimensionamento della quota fissa di ciascun servizio, in modo tale da non eccedere il limite (del 20%) fissato dall'Autorità per la relativa incidenza sul gettito complessivo del servizio stesso.

In considerazione dei tempi necessari a implementare le attività di raccolta e riorganizzazione delle informazioni che la riforma richiede, nonché ad adeguare alla nuova struttura dei corrispettivi le procedure e i sistemi gestionali esistenti, l'Autorità – pur disponendo che la riforma recata dal TICSì trovi applicazione a decorrere dall'1 gennaio 2018 – ha fissato al 30 giugno 2018 il termine entro cui l'ente di governo dell'ambito, o altro soggetto competente, è tenuto a comunicare all'Autorità la nuova articolazione tariffaria adottata nel rispetto dei criteri di cui alla delibera 665/2017/R/idr.

Modalità di tariffazione del collettamento e della depurazione dei reflui industriali

Con la delibera 665/2017/R/idr relativa all'approvazione del TICSì l'Autorità ha inoltre portato a compimento anche la riforma della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura, al termine di un ampio e articolato processo di consultazione, nonché di estese analisi e approfondimenti tecnici, in coerenza con gli obiettivi originariamente delineati⁶:

- garantire che le tariffe del servizio riflettano i relativi costi, anche al fine di eliminare le distorsioni allo sviluppo efficiente delle infrastrutture di fognatura e depurazione, tenendo conto delle tecnologie di ultima generazione, e al contempo promuovere la diffusione del servizio sul territorio nazionale in ottemperanza alle previsioni comunitarie;
- promuovere l'utilizzo razionale e sostenibile delle risorse idriche, anche in termini di qualità del corpo idrico recettore dei reflui, in un'ottica intergenerazionale;
- prevenire distorsioni e disallineamenti tariffari all'interno dei medesimi ambiti territoriali;
- fornire corretti segnali di prezzo per un accesso al servizio che garantisca la più efficiente allocazione di costo;
- rispettare i principi di chiarezza e semplicità, nonché di informazione e trasparenza verso gli utenti.

Lo stato di fatto antecedente l'implementazione del TICSì risultava, infatti, caratterizzato da un'estrema eterogeneità di metodi e criteri applicati sul territorio nazionale che, pur derivando dalla medesima "formula tipo" definita dal decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1977, erano riconducibili ai diversi interventi da parte delle singole regioni effettuati in assenza di coordinamento, con una stratificazione normativa complessa e disomogenea, nonché a prassi implementative e regimi di controllo differenziati. La sopracitata "formula tipo", nella sua espressione originaria, commisurando la tariffa alle caratteristiche tecnologiche del singolo impianto di depurazione e al carico inquinante medio del reflu recapitato e depurato nell'impianto stesso, comportava disparità di trattamento tra scarichi aventi il medesimo profilo inquinante, con possibili effetti distorsivi sulla competitività delle imprese di uno stesso settore, servite da impianti differenti in alcuni casi anche limitrofi. Tale formulazione inoltre non permetteva la piena applicazione del principio eurounitario "chi inquina paga"⁷.

Facendo seguito alle riflessioni e agli approfondimenti condotti negli anni scorsi⁸, e in considerazione anche delle analisi svolte in relazione alla connessa disciplina dell'*unbundling*, nel corso del primo semestre del 2017 sono proseguite – nel quadro del complessivo riordino dei corrispettivi tariffari avviato con la citata delibera 716/2016/R/idr – le attività di studio finalizzate alla riforma della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura. In particolare, sono state effettuate specifiche interlocuzioni con esperti nonché con alcuni regolatori afferenti alla rete *European Water Regulators* (WAREG) e altre categorie di *stakeholder*, di cui si è dato conto nel documento per la consultazione 422/2017/R/idr. Nello specifico, in tale documento, l'Autorità ha illustrato le principali tappe dell'ulteriore percorso di approfondimento, anche con riferimento ad alcune significative esperienze

⁶ Tali obiettivi erano già delineati nella delibera 16 febbraio 2014, 87/2014/R/idr, che avvia le prime riflessioni in materia.

⁷ Tale formulazione infatti intercetta solo forme di abbattimento di taluni (pochi) inquinanti, riflettendo la tecnologia disponibile al momento della sua definizione e non incorporando l'evoluzione normativa (con l'introduzione di nuove sostanze inquinanti da rimuovere) e il contestuale sviluppo tecnologico che ha consentito l'implementazione di più avanzati sistemi di trattamento dei reflui.

⁸ L'attività svolta in precedenza è illustrata nei documenti di consultazione 19 giugno 2014, 299/2014/R/idr, 11 dicembre 2014, 620/2014/R/idr e 26 novembre 2015, 577/2015/R/idr.

nazionali e internazionali, e ha proposto il modello di simulazione per la determinazione dei coefficienti di ripartizione percentuale del costo di rimozione dei quattro parametri inquinanti fondamentali contenuti nelle acque reflue scaricate⁹, funzionale all'articolazione della quota variabile della tariffa sulla base delle principali caratteristiche qualitative dei reflui.

A seguito degli ulteriori approfondimenti effettuati, nonché delle evidenze emerse dall'analisi delle osservazioni pervenute, nel successivo documento per la consultazione 3 agosto 2017, 604/2017/R/idr¹⁰, hanno trovato conferma le principali linee di intervento delineate in precedenza. In aggiunta, l'Autorità ha ritenuto opportuno illustrare alcune precisazioni e ulteriori elementi di definizione – principalmente in termini di preferenza per un reflu di riferimento unico nazionale, inteso rappresentare il “benchmark ambientale” cui rapportare la qualità dei singoli scarichi industriali – e l'inclusione di ulteriori gradi di libertà per l'ente di governo dell'ambito. Con riferimento alla struttura tariffaria di collettamento e depurazione illustrata nel documento di consultazione sopra richiamato, sono state altresì effettuate specifiche analisi di impatto della nuova disciplina, che hanno condotto a ulteriori precisazioni in materia. Nel merito, la nuova disciplina recata dalla delibera 665/2017/R/idr, per la quale è stata prevista l'applicazione uniforme a livello di ATO, ha individuato una struttura trinomica per la tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali, in quanto meglio rispondente all'obiettivo di corretta allocazione dei costi e di maggiore aderenza al principio “chi inquina paga”, con:

- una quota fissa, a copertura dei costi peculiari delle utenze industriali, ovvero dei costi di gestione del contratto, dei costi di misura dei volumi scaricati e delle verifiche di qualità sui reflui, proposta con un limite massimo di incidenza sul ricavo complessivo del 5%;
- una quota di capacità, avente l'obiettivo di ristabilire una corretta attribuzione dei costi – tenendo conto che l'impianto di depurazione è dimensionato per accogliere la portata e i carichi di picco del reflu complessivo, determinati in aggregato

dai valori di volume e concentrazione dei parametri inquinanti riportati nelle autorizzazioni allo scarico in pubblica fognatura, frequentemente sovradimensionati rispetto ai livelli effettivamente scaricati e utilizzati per la valorizzazione della quota variabile – con soglia massima di incidenza sul ricavo complessivo limitata al 20%, al fine di preservare l'entità della quota variabile, cui è principalmente demandata l'applicazione del principio “chi inquina paga”. È previsto anche un meccanismo di penalizzazione, in caso di superamento dei valori dichiarati in autorizzazione, al fine di disincentivare comportamenti opportunistici degli utenti;

- una quota variabile – proporzionale ai volumi scaricati per i servizi di fognatura e di depurazione, nonché alla qualità dei reflui per il solo servizio di depurazione – valutata rispetto al reflu di riferimento unico a livello nazionale in base ai quattro parametri inquinanti principali (con la possibilità di aggiungerne di ulteriori, se localmente rilevanti) cui sono attribuite le relative percentuali di costo di trattamento, derivanti dal modello analitico sviluppato *ad hoc*, con la previsione di una soglia minima della tariffa unitaria, volta a incentivare una maggiore efficienza nell'uso della risorsa idrica per scarichi sostanzialmente “puliti”, nonché ulteriori disposizioni in merito a criteri e modalità di misura dei volumi scaricati e di determinazione della qualità dei reflui.

La disciplina prevede, inoltre:

- meccanismi specifici di flessibilità a disposizione dell'ente di governo dell'ambito, per un'implementazione effettivamente calibrata alle peculiarità dei diversi contesti territoriali;
- elementi di mitigazione degli effetti derivanti dall'applicazione della nuova formula – omogenea nell'impostazione e nelle principali componenti di articolazione su tutto il territorio nazionale, attualmente caratterizzato da elevata eterogeneità – in termini di incremento massimo del fatturato complessivo per i servizi di collettamento e depurazione dei reflui industriali (posto pari al 10%, a livello di ATO, rispetto al fatturato derivante dall'articolazione vigente);

⁹ Il modello è stato sviluppato dal gruppo di esperti coinvolti dall'Autorità, appartenenti alle Università di Firenze e Trento ed è basato sui quattro parametri principali: richiesta chimica di ossigeno (COD), solidi sospesi totali (SST), azoto e fosforo.

¹⁰ Recante gli orientamenti finali in merito ai criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici.

- limite annuo previsto alla crescita della spesa del singolo utente industriale (analogamente posto al 10%) a ulteriore garanzia di sostenibilità, rafforzando le tutele già previste dalla regolazione vigente.

Regole e criteri per l'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie

Al fine di rafforzare la dovuta stabilità e coerenza dell'architettura regolatoria dei sistemi idrici – che ha come fondamentali elementi di completamento l'introduzione della regolazione della qualità tecnica, l'approvazione del testo integrato sui corrispettivi, la regolazione del bonus sociale idrico, per i quali si rimanda ai paragrafi specifici del presente Capitolo – l'Autorità, con la delibera 918/2017/R/idr, ha definito le regole e le procedure per l'aggiornamento, previsto dall'art. 8 della delibera 664/2015/R/idr, delle predisposizioni tariffarie del SII elaborate in osservanza della metodologia tariffaria (MTI-2) di cui all'Allegato A alla medesima delibera 664/2015/R/idr.

Confermando gli orientamenti generali illustrati nel documento per la consultazione 16 novembre 2017, 767/2017/R/idr¹¹, oltre a esplicitare i dati contabili e i parametri monetari (tassi di inflazione e deflatori degli investimenti fissi lordi) da utilizzare ai fini della rideterminazione delle componenti di costo (e quindi del vincolo ai ricavi del gestore e del moltiplicatore tariffario) per gli anni 2018 e 2019, la delibera 918/2017/R/idr ha, in particolare, disciplinato:

- le misure per la promozione dell'efficienza;
- le misure a sostegno degli investimenti;
- le misure a sostegno del miglioramento della qualità delle prestazioni erogate all'utenza;
- le misure per l'accesso universale all'acqua.

Misure per la promozione dell'efficienza. In tema di misure per la promozione dell'efficienza, la delibera 918/2017/R, provvede:

- relativamente ai criteri per l'aggiornamento dei costi operativi, a:
 - individuare un costo medio di settore della fornitura elettrica, (da utilizzarsi per la rideterminazione della componente relativa ai costi dell'energia elettrica) pari a 0,1585 €/kWh, valutato sulla base delle informazioni comunque comunicate

all'Autorità che hanno evidenziato una riduzione dei costi unitari di energia elettrica sostenuti dai gestori del SII;

- superare, ai fini della determinazione dei costi per gli acquisti all'ingrosso, la previsione di cui al comma 26.2 dell'MTI-2 – con la quale era stata disposta, a partire dal 2018, l'applicazione del meccanismo di tipo *rolling cap* sul costo dell'approvvigionamento di acqua da terzi – atteso che la finalità associata al citato meccanismo (incentivazione dell'adozione di misure per il contenimento delle dispersioni idriche) possa essere perseguita, alla luce della recente disciplina della qualità tecnica, con l'applicazione (a decorrere dal 2018) del macro-indicatore relativo alle perdite idriche definito dalla regolazione della qualità tecnica;
- relativamente ai costi ambientali e della risorsa, a:
 - ampliare la tipologia di oneri da poter esplicitare come *ERC^p*, tenuto conto dei costi operativi aggiuntivi che potrebbero emergere a fronte del conseguimento dei nuovi obiettivi fissati in corrispondenza degli standard introdotti con la recente regolazione della qualità tecnica;
 - relativamente ai criteri per l'aggiornamento delle componenti a conguaglio, a:
 - confermare la formulazione fornita dal comma 29.1 dell'MTI-2 con specifico riferimento agli anni, $\alpha=\{2018, 2019\}$ al fine di considerare, per le citate annualità, soltanto il recupero dei costi per la fornitura di servizi all'ingrosso diversi dalla fornitura di acqua;
 - stabilire – contestualmente a quanto richiamato al punto precedente – che nel caso di gestioni interessate nel biennio 2016-2017 da situazioni di crisi idrica, il recupero degli oneri ulteriori sostenuti per la fornitura di acqua all'ingrosso, che l'ente di governo d'ambito reputi riconducibili a eventi eccezionali, possa avvenire con la componente a recupero dei "costi delle attività afferenti al SII sostenuti per variazioni sistemiche nelle condizioni di erogazione del servizio o per il verificarsi di eventi eccezionali";
 - tenere conto del recupero (solo se a vantaggio dell'utenza) dello scostamento tra la quantificazione della componente *OPex_α* (riferita alle annualità 2016 e 2017 e prevista a copertura dei costi per l'adeguamento agli standard di qualità

¹¹ Il documento per la consultazione 767/2017/R/idr è stato adottato nell'ambito del procedimento avviato con delibera 19 ottobre 2017, 704/2017/R/idr.

contrattuale del servizio di cui alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr) e gli oneri effettivamente sostenuti dal gestore (nelle medesime annualità) per il citato adeguamento alla delibera 655/2015/R/idr.

Misure a sostegno degli investimenti. In tema di misure a sostegno degli investimenti, la delibera 918/2017/R procede a:

- prevedere, in continuità con il biennio precedente, specifici controlli sull'effettiva realizzazione degli investimenti previsti per gli anni 2016 e 2017, nonché sulla congruità tra gli obiettivi prioritari previsti per le annualità successive e la sostenibilità economico-finanziaria della gestione;
- introdurre, a partire dal 2018, l'obbligo di destinare la componente Fondo nuovi investimenti, *FoNI*⁹ esclusivamente alla realizzazione dei nuovi investimenti per il raggiungimento degli specifici obiettivi individuati nel programma degli interventi elaborato per il pertinente territorio;
- confermare, anche alla luce delle recenti analisi elaborate dalla Banca Centrale Europea e delle connesse valutazioni previsionali, il valore del benchmark r^{real}_f (tasso *risk free* reale), pari a 0,5%;
- aggiornare – tenendo conto delle evoluzioni nel quadro macro-economico di riferimento, che a livello comunitario hanno fatto registrare un incremento del differenziale dei titoli BTP/Bund, pur con un incremento della relativa volatilità, e che a livello nazionale hanno evidenziato una progressiva contrazione dell'indebitamento degli enti locali – il parametro *WRP* (*Water Utility Risk Premium*), ponendolo pari a 1,7%;
- confermare, tenuto conto di una sostanziale stabilità del costo registrato in ordine all'indebitamento dei gestori del servizio idrico integrato, il valore del parametro K^{real}_d (rendimento di riferimento delle immobilizzazioni, comprensivo anche del *Debt Risk Premium*) pari a 2,8%;
- aggiornare, sulla base di quanto stabilito dalla normativa vigente in materia di imposta sul reddito d'esercizio delle società, l'aliquota t_c (ponendola pari a 24%) per il calcolo degli oneri finanziari e degli oneri fiscali e, conseguentemente, aggiornare il parametro T , tenuto conto dell'effettiva incidenza che l'imposta sui redditi risulta avere nell'ambito della tassazione complessiva, (ponendo T pari a 31,9%);

Misure a sostegno del miglioramento della qualità delle prestazioni. In tema di misure a sostegno del miglioramento della qualità

delle prestazioni erogate all'utenza, la delibera 918/2017/R, a fronte di nuovi obiettivi fissati in corrispondenza di *target* evolutivi differenziati in funzione del livello di partenza di ciascun operatore, prevede:

- la copertura, sotto determinate condizioni, degli eventuali costi operativi aggiuntivi $OPex_{ac}$ relativi ad aspetti riconducibili all'adeguamento a taluni standard di qualità tecnica di cui alla delibera 917/2017/R/idr;
- specifiche modalità di copertura del meccanismo di premialità relativo alla qualità tecnica del servizio idrico integrato attraverso:
 - la prevalente destinazione della componente perequativa UI2 (istituita dal comma 33.1 dell'MTI-2) alla promozione della qualità tecnica, atteso che la prima fase di attuazione della delibera 655/2015/R/idr, in materia di qualità contrattuale, solo in limitati casi, ha fatto rilevare richieste in ordine al riconoscimento di fattori premiali;
 - la quantificazione della citata componente perequativa UI2 in 0,9 centesimi di euro/metro cubo (da applicarsi a tutte le utenze del servizio idrico integrato come maggiorazione ai corrispettivi di acquedotto, di fognatura e di depurazione), valutata sulla base dei dati relativi alle prestazioni tecniche attualmente erogate dagli operatori e tenendo conto dell'esigenza di assicurare, da un lato, i necessari incentivi agli operatori e, dall'altro, la sostenibilità dei corrispettivi applicati all'utenza finale;
 - l'integrazione del meccanismo perequativo sopra descritto con uno strumento allocativo, alimentato da una aliquota dei costi operativi, resa disponibile da tutti i gestori del SII, rinviandone l'applicazione a decorrere dall'annualità 2020.

Misure per l'accesso universale all'acqua. In tema di misure per l'accesso universale all'acqua, la delibera 918/2017/R/idr procede al riordino delle componenti tariffarie a copertura degli oneri connessi alla tutela delle utenze domestiche in documentato stato di disagio economico, e, in particolare a:

- prevedere che il meccanismo perequativo operante su scala nazionale (basato sull'istituzione, prevista dalla delibera 21 dicembre 2017, 897/2017/R/idr, della componente UI3 per la perequazione dei costi relativi all'erogazione del bonus sociale idrico) sia alimentato attraverso una componente UI3 quantificata in 0,5 centesimi di euro/metro cubo, da applicarsi a tutte le

utenze del servizio idrico integrato, diverse da quelle in condizioni di disagio economico sociale, come maggiorazione del corrispettivo di acquedotto;

- introdurre una componente di costo, indicata come, OP^a_{social} , destinata alla copertura delle agevolazioni migliorative (bonus idrico integrativo, di cui alla citata delibera 897/2017/R/idr) eventualmente previste a livello locale dagli enti di governo dell'ambito.

A fronte degli obblighi definiti dalla delibera 918/2017/R/idr (per il cui adempimento è stato fissato il termine del 30 aprile 2018), l'Autorità – in un'ottica di semplificazione e minimizzazione degli oneri amministrativi, nonché di efficiente gestione dei successivi procedimenti di approvazione – ha messo a disposizione degli enti di governo dell'ambito e dei gestori:

- uno schema tipo per la redazione del Pdl;
- uno schema tipo della relazione di accompagnamento alla predisposizione tariffaria;
- un file unico implementato sia per la raccolta dei dati tariffari, dei dati di qualità tecnica (di cui alla delibera 917/2017/R/idr) e dello sviluppo del programma degli interventi, sia per fornire uno strumento di simulazione per il calcolo tariffario.

Bonus sociale idrico

Con la menzionata delibera 897/2017/R/idr, l'Autorità, in attuazione delle disposizioni normative recate dal DPCM 13 ottobre 2016, ha adottato il *Testo integrato delle modalità applicative del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati* (TIBSI). La delibera sopra richiamata rappresenta un fondamentale elemento di completamento del quadro di regole in materia di tutela dell'utenza del SII, tenuto anche conto che tale disciplina regolatoria si inserisce nell'ambito di un contesto più ampio di intervento che ricomprende argomenti tra loro strettamente interrelati, quali la riforma dei corrispettivi tariffari applicati all'utenza e l'adozione di direttive volte al contenimento della morosità nel servizio idrico integrato, ai fini di equità sugli altri utenti.

Il provvedimento è stato adottato a seguito di un articolato procedimento, avviato con la delibera 1 dicembre 2016, 716/2016/R/idr¹², nell'ambito del quale si è svolto un ampio processo di consultazione.

Con il documento per la consultazione 22 giugno 2017, 470/2017/R/idr, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti generali tesi alla definizione dei criteri e delle modalità operative per l'implementazione della disciplina relativa al bonus sociale idrico, con particolare riferimento alla quantificazione dell'agevolazione da riconoscere alle utenze disagiate e alla definizione delle modalità applicative per l'erogazione dell'agevolazione medesima. Nel documento, in particolare, tenuto anche conto dell'esistenza sul territorio nazionale di condizioni di miglior favore a tutela delle utenze in condizioni di vulnerabilità economica, sono stati illustrati i primi orientamenti relativi alle modalità di determinazione dell'agevolazione da riconoscere alle utenze economicamente disagiate, secondo le disposizioni del richiamato DPCM 13 ottobre 2016, nonché i criteri e le modalità relativi alla definizione di idonei sistemi di verifica della sussistenza dei requisiti per il riconoscimento dell'agevolazione, prevedendo, in prima analisi, di attribuire esclusivamente al gestore del SII le attività di validazione e ammissione delle domande presentate dagli utenti.

Successivamente, con il documento per la consultazione 10 novembre 2017, 747/2017/R/idr, anche tenuto conto delle risultanze alla precedente consultazione e delle recenti previsioni normative adottate in materia di contrasto alla povertà e all'esclusione sociale¹³, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti finali in relazione alle modalità di determinazione e applicazione dell'agevolazione da riconoscere alle utenze in condizioni di disagio economico sociale. Al fine di completare il quadro regolatorio in materia, nel documento sono state approfondite alcune tematiche applicative emerse nella precedente fase di consultazione; in particolare, sono state illustrate le modalità per la gestione delle domande di accesso al bonus sociale idrico, prevedendo, al fine di sviluppare ulteriormente le sinergie esistenti con i meccanismi di tutela già attivi nei settori dei servizi energetici, che la fase di ammissione al regime di compensazione sia effettuata tramite il sistema SGAt (Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche, che già gestisce

¹² Con la delibera 716/2016/R/idr l'Autorità ha integrato, rinnovandolo, il procedimento di cui alla delibera 8/2015/R/idr.

¹³ Si veda a tal proposito quanto previsto in merito dal decreto legislativo 15 settembre 2017, n. 147, recante *Disposizioni per l'introduzione di una misura nazionale di contrasto alla povertà*.

le domande del settore elettrico e gas) e che a tal fine l'utente abbia la possibilità di presentare la richiesta di ammissione al bonus unitamente a quella per il bonus elettrico e gas.

Il procedimento si è infine concluso con l'approvazione della succitata delibera 897/2017/R/idr e del relativo Allegato TIBSI, con il quale l'Autorità ha dato attuazione al sistema di compensazione della spesa sostenuta per la fornitura idrica dagli utenti domestici residenti in condizioni di disagio economico sociale, prevedendo, mediante l'applicazione di regole uniformi per l'intero territorio nazionale, l'introduzione di un bonus sociale idrico, nonché la possibilità per gli enti di governo dell'ambito di confermare eventuali tutele migliorative esistenti, o di introdurre di nuove, tramite la previsione di un bonus idrico integrativo.

In attuazione delle disposizioni normative che impongono coerenza con gli altri settori regolati, l'Autorità ha individuato le utenze domestiche residenti in condizioni di disagio economico sociale ricorrendo ai medesimi criteri già previsti per i settori dei servizi energetici, in base all'indicatore ISEE¹⁴. Il TIBSI infatti ha previsto che gli aventi diritto all'agevolazione siano gli utenti domestici residenti, in condizioni di disagio economico sociale, appartenenti a un nucleo familiare con indicatore ISEE non superiore a 8.107,50 euro, ovvero a un nucleo familiare con almeno quattro figli a carico e indicatore ISEE non superiore a 20.000 euro¹⁵. In particolare, per quanto riguarda la verifica dei requisiti dei soggetti beneficiari dell'agevolazione e l'ammissione al bonus, il TIBSI ha confermato l'orientamento posto in consultazione, prevedendo, al fine di minimizzare gli oneri amministrativi per gli utenti e i gestori interessati, che siano i Comuni, attraverso SGAt, a effettuare le verifiche necessarie per l'ammissione dell'utente al sistema di compensazione. La richiesta di ammissione alla compensazione deve essere presentata congiuntamente a quella per il bonus elettrico e gas utilizzando la medesima modulistica, opportunamente integrata, con le informazioni e i dati relativi alla fornitura idrica. Spettano, invece, al singolo gestore le verifiche sul contratto di fornitura e sull'erogazione del bonus.

Relativamente alla quantificazione del bonus sociale idrico, il TIBSI ha stabilito che l'ammontare dell'agevolazione sia calcolato da ogni gestore in funzione della numerosità della famiglia anagrafica, applicando alla quantità essenziale di acqua necessaria al soddisfacimento dei bisogni da tutelare (individuata a livello nazionale in 18,25 m³ abitante/anno, corrispondenti ai 50 litri/abitante/giorno stabiliti dal legislatore) la tariffa agevolata, prevista per le utenze domestiche residenti non disagiate.

Gli enti di governo dell'ambito competenti per il relativo territorio potranno inoltre introdurre, ovvero confermare, qualora attualmente previste, misure di tutela ulteriori a favore degli utenti in condizioni di vulnerabilità, mediante il riconoscimento di un bonus idrico integrativo, secondo le modalità di ammissione ed erogazione approvate dai medesimi enti di governo dell'ambito, in considerazione delle diverse specificità territoriali.

Al fine di compensare la spesa sostenuta dall'utente domestico beneficiario del bonus, il TIBSI ha previsto che lo stesso venga erogato agli utenti diretti (titolari cioè del contratto di fornitura del SII) in bolletta, mediante due componenti tariffarie, b_s e b_i , relative rispettivamente al bonus sociale idrico e all'eventuale bonus idrico integrativo, applicate pro quota giorno a decurtazione dei corrispettivi relativi alla quota variabile del servizio di acquedotto. Per gli utenti indiretti, che utilizzano una fornitura idrica intestata a un'utenza condominiale, è previsto il riconoscimento dell'agevolazione, secondo modalità *una tantum* definite autonomamente dal gestore, adottando procedure idonee sia a garantire la tracciabilità delle somme erogate che a identificare il soggetto beneficiario.

Infine, con riferimento alle modalità di copertura dell'onere derivante dal riconoscimento dell'agevolazione alle utenze in condizioni di disagio, è stata prevista l'istituzione di due meccanismi, uno operante a livello nazionale, mediante l'istituzione di una nuova componente tariffaria UI3, l'altro su base locale. In particolare, il TIBSI ha stabilito che per il bonus sociale idrico, la copertura del relativo onere possa essere assicurata mediante l'applicazione alla generalità delle utenze ubicate sul territorio nazionale, diverse da

¹⁴ È l'Indicatore della situazione economica equivalente, di cui al DPCM 5 dicembre 2013, n. 159.

¹⁵ La soglia ISEE prevista per l'ammissione al bonus potrà essere rideterminata con apposito decreto che il Ministero dello sviluppo economico dovrà adottare in conformità a quanto previsto dalla legge n. 124/17.

quelle dirette in condizioni di disagio, della componente tariffaria UI3¹⁶ come maggiorazione al solo corrispettivo di acquedotto. Per il bonus idrico integrativo, è stato previsto che il meccanismo di copertura possa operare mediante la valorizzazione in tariffa di una componente di costo¹⁷ destinata alla copertura delle condizioni di miglior favore previste. L'onere derivante dal riconoscimento del bonus idrico integrativo è posto infatti interamente a carico della collettività locale.

Le disposizioni in materia di bonus sociale idrico si applicano sull'intero territorio nazionale a partire dall'1 gennaio 2018. Le domande per l'ammissione al bonus potranno, tuttavia, essere presentate solo a partire dall'1 luglio 2018, per consentire di portare a termine alcuni approfondimenti applicativi e rendere operativi i sistemi informativi, soprattutto per quanto riguarda l'adeguamento del sistema SGAta alle nuove funzionalità richieste. Per il periodo che intercorre tra l'1 gennaio e la data di ammissione alla compensazione sarà prevista,

per il solo anno 2018, l'erogazione di una componente compensativa *una tantum*.

Tenuto conto degli approfondimenti applicativi sopra richiamati, necessari all'implementazione e alla successiva definizione delle modalità operative sottese all'erogazione del bonus sociale idrico, l'Autorità ha rimandato a un successivo provvedimento, da adottarsi anche in esito alla convocazione di tavoli tecnici e *focus group* con gli operatori di settore, la definizione delle modalità di comunicazione al gestore dell'ammissione dell'utente alla compensazione, la definizione degli aspetti relativi alle modalità di determinazione della decorrenza, dei rinnovi e delle variazioni della numerosità familiare e dell'indirizzo di residenza che avvengono in corso di agevolazione, nonché l'individuazione dettagliata degli specifici obblighi di rendicontazione e di successiva comunicazione all'Autorità e agli enti di governo dell'ambito di dati e informazioni concernenti l'erogazione alle utenze disagiate.

Regolazione dell'unbundling

Nel corso del 2017 l'Autorità ha proseguito le attività finalizzate all'implementazione operativa dell'*unbundling* contabile del settore idrico – con regolazione introdotta dalla delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com e dall'allegato A (*Testo integrato unbundling contabile* – TIUC) – attraverso:

- la modifica del preesistente sistema telematico di raccolta dei dati per il settore elettrico e gas, al fine di tener conto delle specificità dell'*unbundling* relativo al settore idrico e permettere altresì agli operatori *multiutility* di effettuare la separazione del bilancio di esercizio tra le attività dei diversi settori attraverso una piattaforma unica;
- la convocazione di un apposito *focus group* con gli *stakeholder* di settore, al fine di approfondire le modalità di separazione contabile delle attività del settore idrico in ATO, nonché la rappresentazione contabile di alcune voci di costo e di alcune tipologie di cespiti, e modificare, laddove necessario, le relative voci previste negli schemi contabili per i CAS pubblicati nel corso del 2016;
- l'integrazione del manuale di contabilità regolatoria per tener conto delle novità introdotte dalla disciplina di separazione contabile per le imprese operanti nel settore idrico, pubblicato il 15 dicembre 2017.

¹⁶ La componente UI3 è attualmente pari a 0,5 centesimi di euro a metro cubo. A partire dall'1 gennaio 2018, tale componente alimenta un apposito Conto per la perequazione dei costi relativi all'erogazione del bonus sociale idrico istituito presso la CSEA. Nella prima fase di applicazione della disciplina recata dal TIBSI, nell'attesa che divengano pienamente operativi i meccanismi relativi all'ammissione e all'erogazione del bonus, tale componente verrà applicata alla generalità dell'utenza, fatto salvo il conguaglio in bolletta dell'importo versato a favore dell'utente titolare del bonus, successivamente al riconoscimento dell'agevolazione.

¹⁷ Il meccanismo di copertura dell'onere derivante dal riconoscimento del bonus idrico integrativo è stato definito con la già citata delibera 918/2017/R/idr.

Inoltre, con la delibera 10 novembre 2017, 742/2017/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione della normativa di separazione contabile per il settore dell'energia elettrica, del gas, del sistema idrico e del telecalore, finalizzato a rivedere la normativa di separazione contabile recata dal TIUC alla luce degli sviluppi regolatori intervenuti nei settori regolati dall'Autorità nonché dalle esigenze di semplificazione del processo di separazione contabile e di miglioramento della qualità dell'informazione.

Con riferimento al settore idrico, in particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno integrare le disposizioni di separazione contabile tenendo conto dei recenti sviluppi nella regolazione tariffaria del settore medesimo – tra cui l'introduzione, con il TICSII, dei criteri per la definizione della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura – e nella regolazione della qualità tecnica nonché degli approfondimenti effettuati dagli Uffici dell'Autorità nel corso dello sviluppo del sistema telematico di raccolta dei conti annuali separati. Con il procedimento 742/2017/R/com l'Autorità ha provveduto pertanto a estendere al 2017 la fase di sperimentazione della raccolta dei dati di separazione contabile per il settore idrico, al fine di acquisire elementi utili, sulla base dei dati forniti dagli operatori relativi all'esercizio 2016 e 2017, finalizzati a:

- una più precisa perimetrazione delle attività e dei comparti relativi al suddetto settore, anche alla luce della regolazione della qualità del SII;

- individuare e definire i comparti afferenti l'attività di depurazione¹⁸, funzionali all'applicazione del principio "chi inquina paga", data l'introduzione delle modifiche ai corrispettivi tariffari di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura;
- verificare i *driver* per l'allocazione dei valori multi-ATO a ciascuna attività e comparto del settore;
- valutare, più in generale, l'introduzione di modifiche alle fasi di separazione contabile per il settore idrico finalizzate all'attività di approvazione delle predisposizioni tariffarie.

Nelle more della revisione del TIUC, in un'ottica di semplificazione amministrativa, l'Autorità ha pertanto previsto:

- che anche per l'esercizio 2017 la separazione contabile nelle attività del settore idrico possa essere effettuata con criteri convenzionali di natura *ex post*, purché documentabili, verificabili e oggetto di illustrazione nella nota di commento, e che i dati relativi a tale esercizio non rientrino nei procedimenti di approvazione tariffaria;
- l'esenzione dagli obblighi di separazione contabile per i gestori affidatari del SII, ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, che abbiano ceduto l'affidamento dei relativi servizi entro il 31 dicembre 2017 al fine di contenere i costi dell'adeguamento dei sistemi di tenuta della contabilità per soggetti che non opereranno più nel settore idrico.

Regolazione del servizio di misura

Con la delibera 5 maggio 2016, 218/2016/R/idr, l'Autorità ha adottato il *Testo integrato per la regolazione del servizio di misura nel servizio idrico integrato* (TIMSII) – entrato in vigore a partire dal 1° luglio 2016 – che disciplina la misura d'utenza sul territorio

nazionale. Al fine di garantire ai gestori il tempo tecnico necessario a implementare le misure introdotte, l'Autorità ha previsto uno scaglionamento temporale dell'attuazione di taluni specifici obblighi fino a luglio 2017.

¹⁸ Si ricorda che con il TIUC l'Autorità aveva unificato transitoriamente i comparti di separazione contabile previsti in fase di consultazione per l'attività di depurazione, proprio nelle more della definizione dei criteri per la definizione della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura.

Successivamente alla pubblicazione della delibera di cui sopra, dopo lo svolgimento delle necessarie verifiche istruttorie da parte degli Uffici, l'Autorità ha accolto con specifiche delibere alcune istanze di deroga temporale dall'applicazione della normativa, motivate in ragione di difficoltà operative legate ai processi di aggregazione delle gestioni.

In merito a un secondo gruppo di istanze di deroga relative a taluni adempimenti specifici, richieste in ragione di difficoltà non correlate a processi di aggregazione, l'Autorità ha ritenuto invece opportuno, mediante la delibera 2 febbraio 2017, 43/2017/R/idr, intimare ai gestori interessati l'ottemperanza ad alcune disposizioni del TMSII, fissando al contempo un termine per il relativo adempimento.

Il monitoraggio effettuato nel corso dell'anno sull'attuazione della delibera 218/2016/R/idr ha evidenziato come, da un lato, gli operatori necessitassero di precisazioni relativamente alle modalità

applicative di talune disposizioni, in parte dettate dalla necessità di tenere conto delle peculiarità dei rapporti con l'utenza rinvenibili in alcuni territori e, dall'altro, risultassero ancora non compiutamente indirizzate le esigenze conoscitive dell'utenza circa i propri consumi, con particolare riferimento ai casi di utenze condominiali.

Alla luce di tali problematiche, in un'ottica di semplificazione, di miglioramento dell'efficacia della regolazione e di rafforzamento delle tutele all'utenza, l'Autorità ha ritenuto opportuno, all'interno del TICSII (adottato con delibera 665/2017/R/idr), specificare talune modalità applicative del TMSII, nonché introdurre alcune misure volte a minimizzare le problematiche relative alle utenze condominiali, con particolare riferimento alle casistiche in cui esse sottendano contemporaneamente utenze domestiche e utenze non domestiche.

Regolazione della qualità nel SII

Regolazione della qualità tecnica del SII

Analisi dei Programmi degli interventi

Con la delibera 23 febbraio 2017, 89/2017/R/idr, recante *Chiusura dell'indagine conoscitiva, avviata con deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2015, 595/2015/R/idr, sulle modalità di individuazione delle strategie di pianificazione, adottate nei Programmi degli interventi del servizio idrico integrato*, l'Autorità ha illustrato in maniera estesa le risultanze emerse dall'indagine, evidenziando in generale una capacità di controllo dell'infrastruttura esistente ancora da rafforzare sotto il profilo della conoscenza puntuale delle criticità

e dell'individuazione degli interventi volti al relativo superamento. In esito all'indagine, l'Autorità ha presentato un'accurata ricognizione¹⁹ di indicatori di *performance* per la quantificazione delle criticità infrastrutturali e operative del SII, rinviando a un successivo procedimento la definizione di indicatori funzionali alla definizione di una regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato²⁰.

Nell'ambito delle istruttorie aventi ad oggetto le predisposizioni tariffarie trasmesse secondo i criteri e le modalità dettati dalla delibera 664/2015/R/idr, nel corso del 2017 l'Autorità ha

¹⁹ Predisposta dall'Università degli Studi di Palermo - Dipartimento di Ingegneria civile, ambientale, aerospaziale, dei materiali - e dall'Università La Sapienza di Roma - Dipartimento di Ingegneria civile, edile e ambientale (Cfr. Allegato B alla delibera 89/2017/R/idr).

²⁰ Cfr. delibera 90/2017/R/idr.

proseguito nella verifica di coerenza delle pianificazioni per il periodo 2016-2019 contenute nei programmi degli interventi (PdI) trasmessi dagli enti di governo d'ambito o altri soggetti competenti all'interno del pertinente schema regolatorio. L'analisi dei PdI ha consentito un aggiornamento delle informazioni circa lo stato infrastrutturale del servizio idrico integrato, la ricognizione delle principali criticità del Paese e l'ammontare del fabbisogno di investimenti previsto per il superamento di dette criticità in ciascuno dei servizi di cui si compone il SII (cfr. il Volume I di questa *Relazione Annuale*).

In sede di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato ai sensi della delibera 918/2017/R/idr, i prospetti di raccolta dati dei programmi degli interventi sono stati oggetto di revisione, anche in ragione degli obiettivi di qualità tecnica introdotti dall'Autorità con la delibera 917/2017/R/idr.

Regolazione della Qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI)

Con la delibera 23 febbraio 2017, 90/2017/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento per la regolazione della qualità tecnica, a completamento della disciplina regolatoria finalizzata al miglioramento della qualità del SII, già in corso di applicazione per quanto riguarda gli aspetti contrattuali del servizio.

L'avvio di un procedimento in materia di regolazione della qualità tecnica – che rientra tra i compiti attribuiti all'Autorità dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, e dal DPCM 20 luglio 2012 – si è reso necessario al fine di indurre gli operatori al superamento delle numerose situazioni di criticità che caratterizzano il settore, emerse in esito all'attività di ricognizione effettuata negli anni precedenti²¹. Nell'ambito del procedimento avviato con la citata delibera 90/2017/R/idr sono stati posti in consultazione due documenti, con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento del sistema infrastrutturale nazionale agli standard definiti a livello europeo, assicurando i necessari livelli di qualità della risorsa e di qualità ambientale, e di superare le difformità presenti sul territorio nazionale in termini di diffusione, fruibilità e qualità del servizio all'utenza.

Con il primo documento per la consultazione (27 luglio 2017, 562/2017/R/idr), l'Autorità ha illustrato gli orientamenti iniziali in materia di regolazione della qualità tecnica, prevedendo in particolare l'introduzione di un "approccio asimmetrico e innovativo", in analogia alla strategia seguita in ambito tariffario e allo scopo di garantire stimoli corretti ed efficaci a partire dalle condizioni di partenza dei diversi operatori coinvolti. Nel documento, sulla base di una logica di gradualità e di monitoraggio, l'Autorità ha prospettato l'introduzione di un sistema di standard di qualità, che diverranno progressivamente gli obiettivi minimi verso i quali saranno orientati gli investimenti pianificati nei programmi degli interventi elaborati dagli enti di governo dell'ambito, al fine di fornire ai gestori stimoli al miglioramento continuo, nei diversi contesti.

Con il secondo documento per la consultazione (10 novembre 2017, 748/2017/R/idr), l'Autorità ha presentato gli orientamenti finali in materia, giungendo a delineare un modello di regolazione della qualità tecnica volto a sviluppare, nell'ambito del già citato approccio asimmetrico e innovativo, elementi di: "selettività" degli interventi, sia sotto il profilo dell'ammissibilità, sia con riferimento al giudizio di valore; "corrispettività", al fine di rafforzare l'interesse congiunto, degli utilizzatori e dei gestori, al continuo monitoraggio e controllo delle prestazioni; "effettività", per indurre a un miglioramento continuo delle *performance*; "premiabilità", con la definizione di meccanismi incentivanti; "gradualità" e "stabilità", per garantire l'identificazione di stimoli corretti ed efficaci per promuovere benefici a favore della platea degli utilizzatori dei servizi, in un quadro di parità di trattamento degli operatori e a partire dalle condizioni rilevate nei diversi contesti.

Il procedimento si è infine concluso con l'approvazione della delibera 917/2017/R/idr e del relativo Allegato A (RQTI), nel quale vengono definiti gli "indicatori di qualità tecnica del SII", utili a valutare i livelli di qualità del servizio raggiunti da ciascun operatore, nonché i meccanismi di incentivazione e gli obblighi di monitoraggio, di tenuta registri e comunicazione dei dati dei gestori. In relazione a questo ultimo aspetto, è stato prospettato che gli obblighi di registrazione e archiviazione dovranno essere applicati in via sperimentale dall'1 gennaio 2018, e a regime dall'1 gennaio 2019, al fine di garantire ai gestori il tempo tecnico necessario

²¹ In particolare, tramite l'attività di analisi dei documenti di programmazione nell'ambito dell'attività istruttoria finalizzata all'approvazione delle predisposizioni tariffarie, le indagini conoscitive avviate con le delibere 28 marzo 2013, 135/2013/E/idr e 4 dicembre 2015, 595/2015/R/idr, e le specifiche raccolte dati predisposte ai fini della conoscenza dell'efficienza e della qualità del servizio.

ad adeguare i sistemi informatici e gestionali. Il processo di definizione di standard appropriati è stato condotto privilegiando un'ampia e continua attività di acquisizione di informazioni, anche mediante *focus group*, seminari tematici, riunioni con esperti del settore, nonché sulla base di riferimenti alle migliori pratiche adottate a livello internazionale.

Gli indicatori di qualità tecnica individuati dall'Autorità nell'ambito del procedimento avviato con la già richiamata delibera 90/2017/R/idr sono ripartiti nelle seguenti categorie:

- standard specifici, che identificano i parametri di performance da garantire nelle prestazioni erogate al singolo utente e il cui mancato rispetto prevede l'applicazione di indennizzi automatici;
- standard generali, suddivisi in "macro-indicatori" e "indicatori semplici", che descrivono le condizioni tecniche di erogazione del servizio cui è associato un meccanismo incentivante;
- prerequisiti, che rappresentano le condizioni necessarie all'ammissione al meccanismo incentivante associato agli standard generali.

Standard specifici

Gli standard specifici esplicitati nella RQTI sono riferiti a tre indicatori²² attinenti a profili di continuità del servizio di acquedotto:

- durata massima della singola sospensione programmata (pari a 24 ore);
- tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile (pari a 48 ore);
- tempo minimo di preavviso per interventi programmati che comportano una sospensione della fornitura (pari a 48 ore).

In caso di mancato rispetto degli standard specifici di cui sopra, è previsto il riconoscimento di un indennizzo automatico alle utenze interessate dal disservizio, secondo modalità mutate dalla disciplina sulla qualità contrattuale (RQSII). In aggiunta, in sede di prima applicazione degli standard specifici, sono state previste opportune forme di flessibilità nei casi in cui l'onere generato possa compromettere la continuità gestionale, valorizzando le decisioni assunte dal soggetto competente.

Standard generali

In merito agli standard generali di qualità, l'Autorità ha individuato sei "macro-indicatori" ai quali è associato un ristretto set di indicatori ad essi correlati denominati "indicatori semplici", sulla base di una serie di obiettivi ritenuti prioritari al fine di caratterizzare una gestione tecnicamente efficiente.

Per il servizio di acquedotto, gli obiettivi perseguiti sono: il contenimento delle perdite idriche totali con efficace presidio delle infrastrutture, ove rileva il macro-indicatore M1 "Perdite idriche"; il mantenimento della continuità del servizio, anche attraverso una idonea configurazione del sistema delle fonti di approvvigionamento rispetto agli impieghi della risorsa, ove rileva il macro-indicatore M2 "Interruzioni del servizio", con implementazione rimandata al 2020; l'adeguata qualità dell'acqua erogata per il consumo umano, ove rileva il macro-indicatore M3 "Qualità dell'acqua erogata".

Per il servizio di fognatura, l'obiettivo perseguito è la minimizzazione dell'impatto ambientale associato al convogliamento delle acque reflue per il mezzo di adeguate infrastrutture, ove rileva il macro-indicatore M4 "Adeguatezza del sistema fognario".

Per il servizio di depurazione, l'obiettivo perseguito concerne la minimizzazione dell'impatto ambientale collegato al trattamento dei reflui, a sua volta opportunamente suddiviso, per la specificità che caratterizza gli impianti di depurazione, in "linea di trattamento fanghi", con *performance* valutate attraverso il macro-indicatore M5 "Smaltimento fanghi in discarica", e in "linea di trattamento acque", alla quale è stato associato il macro-indicatore M6 "Qualità dell'acqua depurata".

A differenza degli indicatori associati agli standard specifici, per i macro-indicatori non sono stati individuati standard unici nazionali da applicare a tutti gli operatori indistintamente, bensì sono stati definiti standard differenziati in funzione della condizione di partenza di ciascuno, con lo scopo di fornire stimoli di miglioramento commisurati al livello di qualità raggiunto. Per ciascun macro-indicatore, pertanto, sono state determinate da tre a cinque "classi di appartenenza", che rappresentano il livello di partenza in cui si colloca ogni gestore e alle quali sono associati altrettanti "obiettivi", intesi come risultato che ciascun gestore è tenuto a conseguire. Gli obiettivi sono stati distinti in due tipologie: "di mantenimento", che

²² Gli indicatori di qualità relativi alla continuità del servizio sono quelli previsti dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 29 aprile 1999, recante "Schema generale di riferimento per la predisposizione della Carta del servizio idrico integrato".

riguardano i gestori che si posizionano nella classe migliore (denominata Classe A) e "di miglioramento", che interessano tutti gli altri operatori. Si evidenzia come gli obiettivi siano costruiti in modo tale da promuovere la convergenza qualitativa sul territorio nazionale, imponendo miglioramenti annui più accelerati per le gestioni che presentano livelli qualitativi peggiori.

L'Autorità ha previsto, nella fase di selezione dei macro-indicatori da adottare nella prima fase di applicazione della regolazione della qualità tecnica del SII, il ricorso a un approccio di tipo *output based*. In particolare, per il servizio idrico integrato, l'*output* è stato individuato sia negli utilizzatori finali del servizio che nell'ambiente (quest'ultimo diretto interessato del comportamento gestionale associato ai servizi di fognatura e di depurazione).

Prerequisiti

La terza tipologia di indicatori di qualità tecnica individuati dell'Autorità è costituita, come più sopra accennato, dai prerequisiti, che rappresentano il conseguimento di determinate condizioni minime per l'accesso al meccanismo incentivante. Più nel dettaglio, sono stati definiti quattro prerequisiti, afferenti a:

- profili di disponibilità e affidabilità dei dati "in generale", ovvero associati ai dati necessari al calcolo di tutti i macro-indicatori e, più nello specifico, dei dati "di misura", questi ultimi utilizzati per la determinazione del volume di perdita idrica di cui al macro-indicatore M1 "Perdite idriche";
- aspetti di carattere normativo ossia, per il servizio di acquedotto, l'effettuazione dei controlli della qualità dell'acqua previsti dal decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31, prodromici all'applicazione del macro-indicatore M3 "Qualità dell'acqua erogata"; per i servizi di fognatura e di depurazione, l'assenza di agglomerati interessati da pronunce di condanna della Corte di Giustizia Europea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE, con riferimento ai macro-indicatori M4 "Adeguatezza del sistema fognario", M5 "Smaltimento fanghi in discarica" e M6 "Qualità dell'acqua depurata".

La delibera 917/2017/R/idr prevede l'applicazione del sistema di indicatori alla base della qualità tecnica, nonché l'avvio del monitoraggio sui dati ai medesimi sottesi, a partire dall'1 gennaio 2018. Il modello definito prevede inoltre che, per ciascun macro-indicatore e per ogni gestione operante sul territorio di pertinenza, l'ente di governo dell'ambito individui la classe di partenza sulla base dei dati tecnici precedentemente rilevati dal gestore, e validati dal

medesimo ente di governo, e l'obiettivo di miglioramento/mantenimento che il gestore è tenuto a conseguire annualmente previa valutazione della conformità ai prerequisiti. Al fine di evitare meccanismi distorsivi, il provvedimento stabilisce anche che, al verificarsi di determinate condizioni, è possibile formulare istanza motivata per l'applicazione selettiva e graduale della nuova disciplina regolatoria, come per esempio in caso di significative aggregazioni gestionali a partire dall'1 gennaio 2016 o di eventi imprevisti e imprevedibili, e comunque al di fuori della sfera di responsabilità del gestore, che comportino il mancato rispetto degli standard fissati.

Meccanismi di incentivazione

In merito ai meccanismi di incentivazione, nella citata delibera 917/2017/R/idr viene definito un sistema articolato in premi e penalità da attribuire, a partire dall'anno 2020, alle *performance* dei gestori nei due anni precedenti secondo la metodologia TOPSIS (*Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution*) individuando:

- un meccanismo incentivante teso a valorizzare i casi di maturità tecnologica e gestionale, che consideri lo stato di efficienza conseguito e che preveda una attribuzione multistadio (base, avanzata e di eccellenza) di incentivi agli operatori appartenenti ex ante (per almeno un macro-indicatore) alla classe migliore (classe A);
- un meccanismo incentivante teso a promuovere miglioramenti in caso di criticità tecnico-gestionali da superare, che consideri la variazione dell'efficienza e preveda una attribuzione multistadio (base e avanzata) di incentivi agli operatori non appartenenti ex ante alla succitata classe A.

La copertura dei costi legati al rispetto degli standard specifici e al conseguimento degli obiettivi previsti dalla qualità tecnica avviene secondo quanto stabilito dall'MTI-2, come integrato dalla delibera 918/2017/R/idr. In particolare, la spesa per investimento relativa alle misure adottate, e ricomprese nel programma degli interventi (PdI), è finanziata nell'ambito dell'aggiornamento del pertinente programma economico-finanziario (PEF), e l'ente di governo dell'ambito può formulare specifica istanza per la copertura di eventuali costi operativi aggiuntivi.

I dati relativi alla qualità tecnica dovranno essere comunicati all'Autorità entro il 30 aprile 2018, nell'ambito dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2018 e 2019 disciplinato dalla delibera 918/2017/R/idr.

Regolazione della qualità contrattuale del SII

Nel corso del 2017 è proseguita l'attività di tutela dell'utenza del settore idrico mediante l'applicazione da parte dei gestori delle disposizioni in materia di qualità contrattuale del SII, introdotte dall'Autorità con la delibera, 655/2015/R/idr, e il relativo Allegato A, recante la *Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono* (RQSII). Con tale provvedimento sono stati definiti standard specifici e generali di qualità omogenei sul territorio nazionale, unitamente alla individuazione delle modalità di registrazione delle prestazioni fornite dai gestori su richiesta degli utenti. Con la successiva delibera 5 maggio 2016, 217/2016/R/idr, con la quale sono state tra l'altro integrate le modalità applicative di alcune disposizioni concernenti la regolazione della qualità contrattuale del SII²³, l'Autorità ha avviato il procedimento per la valutazione delle istanze di deroga agli obblighi di qualità contrattuale avanzate dai gestori e dagli enti di governo dell'ambito ai sensi del RQSII, tenuto anche conto delle osservazioni e delle richieste formulate dalle organizzazioni rappresentative dei principali *stakeholder* interessati dall'intervento, che hanno segnalato l'opportunità di adottare soluzioni di maggior flessibilità in considerazione delle specificità locali.

In continuità rispetto all'attività svolta nel precedente anno, nel corso del 2017 gli uffici dell'Autorità hanno provveduto a valutare le istanze di deroga pervenute:

- dagli enti di governo dell'ambito²⁴, d'intesa con i gestori del SII, in considerazione dell'impossibilità di adempiere a tutte

le prescrizioni di qualità contrattuale nei tempi richiesti dal RQSII in presenza di processi di aggregazione delle gestioni (attuati al fine di ottemperare alla normativa nazionale in materia sancita dal decreto legge n. 133/14), attesa la necessità di individuare prioritariamente il soggetto unico d'ambito, superando al contempo le frammentazioni gestionali;

- dal gestore del SII, per poter derogare agli obblighi in materia di apertura dello sportello provinciale unico²⁵, ovvero dagli enti di governo dell'ambito, d'intesa con i gestori e le Associazioni dei consumatori territorialmente competenti, per poter derogare²⁶ dal rispetto dell'obbligo concernente l'orario minimo²⁷ di apertura degli sportelli provinciali.

Alla data del 31 marzo 2018 sono state approvate dall'Autorità 22 istanze di deroga²⁸. Nella quasi totalità dei casi gli operatori hanno richiesto il mantenimento delle attuali regole di apertura degli sportelli provinciali presenti sul territorio. A far data dall'1 luglio 2017 non risulta più possibile presentare istanze di deroga dall'applicazione delle disposizioni in materia di qualità contrattuale, in quanto alla medesima data tutti i gestori devono ottemperare integralmente alle prescrizioni del RQSII.

Gli Uffici dell'Autorità hanno al contempo avviato le attività propeedeutiche e necessarie ai fini dell'apertura della seconda raccolta dati relativa alla qualità contrattuale del SII, con specifico riferimento agli standard qualitativi specifici e generali garantiti dai gestori agli utenti del servizio in conformità alle disposizioni del RQSII. La

²³ È stata prevista la possibilità per gli enti di governo dell'ambito, d'intesa con il gestore e le Associazioni dei consumatori territorialmente competenti, di presentare apposita istanza di deroga dal rispetto degli obblighi concernenti il rispetto dell'orario minimo di apertura degli sportelli provinciali.

²⁴ L'ente di governo dell'ambito d'intesa con il gestore interessato da processi di aggregazione in corso può presentare all'Autorità istanza di deroga dall'applicazione del RQSII ai sensi dell'articolo 3, comma 2, della delibera 655/2015/R/idr.

²⁵ L'articolo 52.2 del RQSII, come s.m.i., prevede la possibilità per il gestore, in accordo con l'ente di governo dell'ambito, di richiedere un'istanza di deroga dall'obbligo di apertura dello sportello unico provinciale nel caso in cui le utenze gestite siano inferiori al 5% della popolazione provinciale ovvero della popolazione servita.

²⁶ La deroga dal rispetto degli obblighi concernenti l'orario minimo di apertura degli sportelli provinciali può essere presentata ai sensi dell'articolo 52.5 del RQSII.

²⁷ Per quanto concerne la diffusione e l'orario di apertura degli sportelli, si precisa che l'RQSII ha disposto l'apertura di almeno uno sportello per provincia, secondo quanto disposto dall'articolo 52, comma 1, e un orario minimo di apertura giornaliera, ivi incluso il sabato, per un totale di 44 ore settimanali, coerente con le previsioni del DPCM. 29 aprile 1999.

²⁸ In particolare, sono state approvate 3 istanze di deroga ai sensi dell'articolo 3, comma 2, della delibera 655/2015/R/idr per processi di aggregazione in corso, 18 istanze di deroga dal rispetto degli obblighi relativi all'apertura degli sportelli provinciali, ai sensi dell'articolo 52, commi 2 e 5, del RQSII, un'istanza di deroga ai sensi dell'art. 3.2 e dell'art. 52.2 e 52.5. Le istanze di deroga accolte si riferiscono al periodo 1° aprile 2017 - 31 marzo 2018.

raccolta dati²⁹, aperta in data 14 marzo 2018, in continuità rispetto alla precedente, consentirà di monitorare i livelli di qualità effettivamente raggiunti nell'erogazione del servizio garantito all'utenza sull'intero territorio nazionale e prevedere, a valle dell'analisi dei risultati (Cfr. Volume 1, Capitolo 5) ulteriori affinamenti del relativo quadro regolatorio.

Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato

Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 agosto 2016, recante *Disposizioni in materia di contenimento della morosità nel servizio idrico integrato* ha disposto che l'Autorità definisca le direttive per il contenimento della morosità nel settore del servizio idrico integrato e disciplini le procedure per la gestione della morosità e per la sospensione della fornitura, assicurando la copertura tariffaria dei relativi costi nel rispetto dei principi fondamentali di non discriminazione, imparzialità, trasparenza e parità di trattamento.

Con la delibera 4 novembre 2016, 638/2016/R/idr³⁰, è stato pertanto avviato il procedimento per l'adozione di direttive volte al contenimento della morosità nel SII, ai fini di equità sugli altri utenti, integrando al contempo il procedimento di cui alla precedente delibera 28 febbraio 2013, 87/2013/R/idr. Tenendo conto delle direttive del DPCM. 29 agosto 2016, al fine di individuare e rafforzare laddove necessario le tutele già adottate a favore degli utenti del SII, l'Autorità ha previsto di disciplinare le procedure di messa in mora dell'utente e di recupero del credito, individuando in particolare gli obblighi di comunicazione all'utenza da parte del gestore prima di procedere alla sospensione del servizio, nonché le modalità di riattivazione del servizio in caso di sospensione, assicurando al gestore una congrua tempistica per il rientro della morosità.

Nell'ambito del suddetto procedimento, l'Autorità ha adottato il documento per la consultazione 3 agosto 2017, 603/2017/R/idr, con il quale ha illustrato i primi orientamenti generali per la definizione delle misure necessarie al contenimento della morosità nel settore

del SII, anche al fine di introdurre livelli minimi di tutela uniformi per l'intero territorio nazionale, superando le difformità tra le procedure attualmente previste nelle Carte dei servizi e nei regolamenti d'utenza adottati dai diversi gestori. Analogamente a quanto previsto per la regolazione della qualità contrattuale del SII, l'Autorità ha inoltre prospettato la possibilità di garantire agli utenti l'applicazione di eventuali condizioni di miglior favore attualmente previste dai gestori.

In particolare, la definizione degli interventi di regolazione in materia di morosità – sviluppati tenendo conto delle specificità del settore idrico nonché delle *best practice* di riferimento adottate dai gestori del SII sul territorio nazionale in merito alla gestione delle procedure di messa in mora – intende perseguire i seguenti obiettivi:

- introdurre regole uniformi per l'intero territorio nazionale, tutelando tutti gli utenti del servizio in regola con i pagamenti e minimizzando gli oneri posti in capo ai medesimi;
- contenere i costi della morosità incentivando una gestione efficiente del credito e fornendo al gestore del SII strumenti omogenei per tutelare il credito stesso, anche al fine di salvaguardare la sostenibilità finanziaria efficiente delle gestioni.

Con il documento per la consultazione 603/2017/R/idr sono stati trattati i primi orientamenti sulle procedure e sulle tempistiche per la costituzione in mora nonché per la sospensione della fornitura. Sono stati altresì sottoposti a consultazione i primi orientamenti circa le procedure da adottare per la gestione della morosità nel caso di utenze condominiali, e analogamente a quanto previsto nei settori dei servizi energetici, i criteri necessari alla chiara identificazione delle utenze non disalimentabili riconducibili ad attività di servizio pubblico, nonché alcune misure a maggior tutela dell'utenza in materia di rateizzazione dei pagamenti, modalità e periodicità di fatturazione, volte ad integrare l'attuale disciplina recata dalla già richiamata delibera 655/2015/R/idr.

I contributi ricevuti hanno evidenziato un generale apprezzamento rispetto alla impostazione illustrata, condividendo le finalità e gli

²⁹ I dati raccolti saranno quelli relativi all'anno 2017.

³⁰ Gran parte degli interventi individuati dal DPCM. 29 agosto 2016 sono stati realizzati dall'Autorità con precedenti provvedimenti e, in particolare, con la delibera 655/2015/R/idr, recante "*Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono*". Con la delibera 655/2015/R/idr sono stati individuati, tra l'altro, standard specifici di qualità in materia di periodicità di fatturazione, sono state disciplinate le tempistiche e le modalità relative alla rateizzazione dei pagamenti, nonché le modalità e i tempi per la riattivazione della fornitura a seguito di disattivazione per la morosità.

obiettivi sottesi allo sviluppo dell'intervento regolatorio in materia, fornendo altresì utili spunti di approfondimento.

Successivamente, con il documento per la consultazione 8 febbraio 2018, 80/2018/R/idr, sono stati illustrati gli orientamenti finali dell'Autorità in merito alle misure necessarie per il contenimento della morosità nel SII, con particolare riferimento alle procedure per la sospensione della fornitura e l'eventuale disalimentazione delle utenze morose (ad esclusione delle utenze domestiche residenti), nonché le misure poste a tutela dell'utente finale nei casi di sospensione e disattivazione della fornitura. Al documento è allegato lo schema di provvedimento finale in materia di *Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato (REMSI)*.

Il succitato documento per la consultazione illustra nel dettaglio le procedure di costituzione in mora, nonché le tempistiche e le modalità relative a limitazione, sospensione e disattivazione della fornitura. In particolare, a garanzia dell'erogazione della quantità essenziale di acqua necessaria a soddisfare i bisogni fondamentali, è stato prospettato che il gestore abbia facoltà di effettuare l'intervento di sospensione della fornitura solo qualora non sia tecnicamente fattibile l'intervento di limitazione; al riguardo, nello schema di provvedimento, sono illustrate le condizioni e le procedure che il gestore è tenuto ad adottare per effettuare il menzionato intervento. Inoltre, tenuto conto delle prassi attualmente in uso presso alcuni gestori del SII e delle diverse specificità territoriali, il

documento prevede di estendere la garanzia della fornitura della quantità essenziale di acqua necessaria a soddisfare i bisogni fondamentali da tutelare anche alle utenze domestiche residenti nel cui nucleo familiare siano presenti persone in stato di disagio fisico³¹. Infine, il documento 80/2018/R/idr approfondisce alcune tematiche applicative emerse nella precedente fase di consultazione, tra cui le misure volte a una maggior tutela dell'utenza domestica residente. In particolare, nel REMSI è stata introdotta la previsione di non procedere, nei confronti di tale tipologia d'utenza, alla disattivazione della fornitura con risoluzione del contratto e rimozione del misuratore; ed è stata altresì illustrata la proposta relativa al divieto di addebito di eventuali penali per la riattivazione della fornitura sospesa per morosità. Nel documento, infine, tenuto conto della situazione di temporanea difficoltà in cui potrebbero trovarsi alcuni utenti, generalmente buoni pagatori, sono state illustrate alcune proposte volte a integrare l'attuale disciplina in materia di rateizzazione dei pagamenti e periodicità di fatturazione recate dalla già richiamata delibera 655/2015/R/idr; in particolare, è stato previsto che il gestore sia tenuto a offrire all'utente moroso un piano di rateizzazione con durata minima di dodici mesi, pur potendo le parti concordare l'applicazione di condizioni migliorative a favore del medesimo utente e che il gestore possa adottare una periodicità di fatturazione pari a 30 giorni.

³¹ Per quanto attiene alla previsione della non disalimentabilità nei casi di disagio fisico, nel documento 80/2018/R/idr sono stati consultati due criteri, tra loro alternativi: il primo è volto a individuare lo stato di disagio fisico sulla base dei criteri definiti dalla normativa vigente per i clienti finali nel settore elettrico; il secondo, invece, individua la condizione di disagio sulla base di quanto previsto dall'ente di governo dell'ambito, competente per il relativo territorio, in considerazione delle specificità territoriali rilevate.

6.

Regolazione nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento

Settoriale

Avanzamento delle attività

Nell'ambito delle funzioni di regolazione e controllo assegnate all'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito Autorità) dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento (di seguito, anche: telecalore), sono proseguite, anche nel corso del 2017, le attività di definizione del relativo quadro regolatorio, che si sono focalizzate sui seguenti temi:

- la determinazione dei costi di riferimento per il servizio di lettura dei consumi e di suddivisione delle spese per il riscaldamento, il raffrescamento e acqua calda sanitaria (ACS) tra le diverse unità immobiliari degli edifici;
- la regolazione della qualità contrattuale del servizio di telecalore;
- la definizione dei criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento alla rete di telecalore e delle modalità per l'esercizio, da parte dell'utente, del diritto di recesso dal contratto di fornitura;
- l'individuazione dei requisiti minimi di trasparenza sulle modalità di formazione e di aggiornamento dei prezzi praticati all'utenza, posti in capo ai gestori del servizio;
- l'avvio della definizione di obblighi di separazione contabile e amministrativa per i gestori del servizio;
- l'avvio dello sviluppo di un sistema di monitoraggio dei prezzi nel settore.

L'impostazione del quadro regolatorio è stata definita sulla base di un'estensiva raccolta di dati e di informazioni finalizzata alla conoscenza dettagliata dello stato del settore. Le evidenze emerse e gli orientamenti dell'Autorità per la regolazione dei profili sopra richiamati sono illustrati nei paragrafi successivi.

Regolazione del servizio di misura

L'art. 9 del decreto legislativo n. 102/14, recependo le disposizioni di cui agli artt. 9 e 11 della direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012, 2012/27/UE, in materia di efficienza energetica, ha affidato all'Autorità il compito di disciplinare: la misura dell'energia termica fornita agli edifici attraverso reti di telecalore; la contabilizzazione diretta dei consumi individuali di calore e ACS nelle singole unità immobiliari dei condomini e degli edifici

polifunzionali serviti da reti di telecalore; la fatturazione; le informazioni sulla fatturazione e sull'accesso ai dati di consumo.

Il successivo decreto legislativo 18 luglio 2016, n. 141, ha apportato sostanziali modifiche al predetto art. 9, per effetto delle quali la disciplina della misura dei consumi individuali nei condomini e negli edifici polifunzionali allacciati a una rete di telecalore non rientra più nel perimetro di competenza dell'Autorità. Per quanto riguarda, invece, i contatori di fornitura, in considerazione delle modifiche normative intervenute, l'Autorità ha ritenuto opportuno di non adottare i provvedimenti sui requisiti minimi dei contatori da installarsi, rinviando a una successiva consultazione sul tema.

Lo stesso decreto legislativo n. 141/16 ha poi affidato all'Autorità¹ il compito di stabilire i costi di riferimento indicativi per i fornitori del servizio di ripartizione delle spese per climatizzazione tra le diverse unità immobiliari di condomini ed edifici polifunzionali riforniti da una fonte di telecalore centralizzata o da una rete di teleriscaldamento o da un sistema di fornitura centralizzato che alimenta una pluralità di edifici (servizio di sotto-fatturazione).

Con la delibera 27 ottobre 2016, 617/2016/R/tlr, l'Autorità ha avviato il procedimento per l'esercizio della funzione sopra richiamata, nell'ambito del quale è stata disposta un'indagine conoscitiva a campione tesa all'acquisizione di elementi informativi di dettaglio sulle caratteristiche e sui contenuti del servizio di sotto-fatturazione, sui relativi costi e sui prezzi praticati alla clientela.

Sulla base delle evidenze emerse, l'Autorità ha illustrato i propri indirizzi nel documento per la consultazione 16 febbraio 2017, 71/2017/R/tlr, unitamente agli esiti della ricognizione sulle caratteristiche, sui costi e sui prezzi del servizio di sotto-fatturazione offerto nel mercato nazionale.

In esito alla consultazione l'Autorità con la delibera 21 aprile 2017, 282/2017/R/tlr, ha definito i costi di riferimento indicativi in relazione a due servizi-tipo:

- il servizio lettura, che include l'attività di lettura dei dispositivi e la suddivisione dei consumi volontari tra i condomini;
- il servizio di ripartizione delle spese, che include, in aggiunta alle attività ricomprese nel servizio lettura, anche il calcolo della spesa per il riscaldamento, il raffrescamento e l'acqua igienico sanitaria di ciascuna unità immobiliare relativa ai consumi

¹ Cfr. nuovo comma 8-bis, all'art. 9, del decreto legislativo n. 102/14, introdotto dal decreto legislativo n. 141/16.

volontari, involontari e alle spese fisse per la conduzione e gestione dell'impianto termico.

Quanto sopra, prevedendo che ogni variazione delle prestazioni offerte dal fornitore del servizio rispetto alle prestazioni minime dei due servizi-tipo determini una modifica, in aumento o in diminuzione, dei costi rispetto ai costi di riferimento indicativi definiti nel provvedimento stesso.

Per ognuno dei due servizi tipo (lettura e ripartizione delle spese), il provvedimento dettaglia il set minimo di informazioni che il fornitore del servizio è tenuto a garantire al committente – per esempio, il numero di letture, i dati rilevati, la tipologia dei dati utilizzati per la suddivisione dei consumi, la spesa totale e i criteri di ripartizione tra quota fissa e quota variabile, il costo per unità di ripartizione, l'importo della spesa per ogni unità immobiliare – con una periodicità almeno annuale. Sono, inoltre, delineate le caratteristiche minime dell'offerta, che includono:

- un contratto di durata annuale, eventualmente rinnovabile, con possibilità di recesso anticipato rispetto alla scadenza naturale dello stesso, salvo congruo preavviso;
- la periodicità di fatturazione annuale del servizio al committente, al termine della stagione termica;
- la garanzia di accesso del cliente ai propri dati di consumo (nonché di spesa, se oggetto del contratto), anche storici, mediante un portale on line o applicazioni web;
- la garanzia di accesso ai dati storici del cliente (di consumo ed eventualmente di spesa), su delega di quest'ultimo, sia da parte dei fornitori del servizio terzi rispetto all'installatore dei dispositivi di contabilizzazione, sia nel caso di cambio del fornitore del servizio di sotto-fatturazione (switching).

Regolazione della qualità contrattuale

L'art. 10, comma 17, lettera a), del decreto legislativo n. 102/14, attribuisce all'Autorità il compito di definire gli standard di continuità, di qualità e di sicurezza del servizio degli impianti e dei sistemi di contabilizzazione.

Con i documenti per la consultazione 2 febbraio 2017, 46/2017/R/tlr, e 15 giugno 2017, 438/2017/R/tlr, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti, in ordine alla qualità contrattuale del servizio di telecalore, finalizzati a garantire:

- livelli qualitativi minimi del servizio a tutti gli utenti;

- livelli qualitativi omogenei sul territorio nazionale per prestazioni omogenee;
- strumenti idonei sia a consentire all'Autorità il controllo e il monitoraggio dell'andamento della qualità delle prestazioni, sia a garantire agli utenti la trasparenza sulla qualità delle prestazioni erogate;
- indennizzi automatici e altre penalità, in caso di mancato rispetto degli standard minimi di qualità fissati dall'Autorità;
- il progressivo miglioramento dei livelli qualitativi, attraverso il periodico aggiornamento della normativa.

Nel perseguimento dei succitati obiettivi, l'Autorità intende introdurre due tipologie di standard (livelli) minimi di qualità del servizio:

- standard specifici, associati indennizzi automatici, che seguono un approccio di regolazione di tipo selettivo focalizzato sulla qualità della prestazione da garantire al singolo utente, ed espressi generalmente come soglie minime o massime;
- standard generali, che seguono un approccio di regolazione di tipo statistico focalizzato sulla qualità del complesso delle prestazioni di un certo tipo fornite agli utenti ed espressi in termini di percentuale minima di prestazione erogata nel rispetto di un determinato livello minimo di qualità.

Nelle consultazioni si è data rilevanza al tema della trasparenza del settore e della facilità di accesso per gli utenti a tutte le informazioni più rilevanti inerenti all'offerta e alla fornitura del servizio. Sono stati, altresì, proposti obblighi di registrazione e di comunicazione dei dati sulla qualità effettiva delle prestazioni fornite agli utenti, che i gestori del servizio sono tenuti a rispettare. Particolare attenzione è stata posta all'esigenza di conciliare, da un lato, la tutela dell'utenza e, dall'altro, la gradualità nell'introduzione della regolazione nel settore e il contenimento degli oneri amministrativi per gli operatori di minori dimensioni (in un settore caratterizzato da forte frammentazione).

In particolare, nel documento per la consultazione 438/2017/R/tlr si è proposto un periodo di regolazione quadriennale, con una prima fase sperimentale di due anni, nel corso della quale introdurre standard di qualità minimi obbligatori per tutti gli operatori con riferimento alle prestazioni erogate su richiesta dell'utente che l'Autorità ritiene prioritarie ai fini della tutela dell'utente stesso; per le restanti prestazioni si sono proposti standard di qualità minimi

opzionali, la cui adozione da parte degli operatori sarà facoltativa e le cui prestazioni non saranno soggette a obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità.

Nel secondo biennio del periodo di regolazione si prevede che gli standard minimi obbligatori del biennio precedente rimangano invariati, mentre gli standard minimi opzionali nel primo biennio diventino obbligatori per tutti gli esercenti.

Durante l'intero periodo di regolazione saranno previsti indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici per cause imputabili all'esercente, il cui valore sarà commisurato alla potenza contrattualmente impegnata dell'utente, così da tenere conto della dimensione dell'utente interessato dalla violazione.

Tutte le prestazioni oggetto di standard obbligatori saranno oggetto di obblighi di registrazione e di comunicazione all'Autorità, intesi come strumento di monitoraggio e di trasparenza. La regolazione di tali obblighi di registrazione e di comunicazione potrà essere asimmetrica, con un regime semplificato di registrazione e l'esenzione dagli obblighi di comunicazione per gli operatori di minori dimensioni, fatta eccezione per i casi in cui vi è obbligo di allaccio alla rete di telecalore.

Per quanto riguarda le tempistiche di entrata in vigore della regolazione, ancora il documento per la consultazione 438/2017/R/tlr propone di estendere a tutti gli operatori l'applicazione del periodo transitorio di 12 mesi dalla data di pubblicazione del provvedimento finale e di introdurre un ulteriore semestre "bianco" nel corso del quale gli operatori di minori dimensioni non siano passibili di verifiche e ispezioni.

In considerazione degli esiti della consultazione sul documento 438/2017/R/tlr e della previsione di incontri tecnici dedicati con le associazioni rappresentative degli operatori del settore (in particolare quelli di minori dimensioni), l'Autorità ha deciso di posticipare l'adozione del provvedimento finale, originariamente prevista entro la fine del 2017, facendola precedere da un terzo documento di consultazione, contenente ulteriori modifiche all'impianto regolatorio e lo schema di provvedimento finale.

Regolazione degli allacciamenti e degli scollegamenti

L'art. 10, comma 17, lettera b), del decreto legislativo n. 102/14, prevede che l'Autorità definisca i criteri per la determinazione delle

tariffe di allacciamento e le modalità per l'esercizio, da parte dell'utente, del diritto di scollegamento.

Con i documenti per la consultazione 3 marzo 2017, 112/2017/R/tlr, e 25 maggio 2017, 378/2017/R/tlr, l'Autorità ha presentato gli orientamenti in materia, formulati in esito all'esame degli elementi informativi emersi dalla raccolta dati avviata con la delibera 6 ottobre 2016, 562/2016/R/tlr. Dalla raccolta è emerso un quadro fortemente eterogeneo - a partire dalle attività ricomprese nell'allacciamento, nella disattivazione della fornitura e nello scollegamento dalla rete, e dai relativi corrispettivi - alla luce del quale, l'Autorità, tenuto conto di quanto evidenziato dagli *stakeholder* nelle consultazioni, ha ritenuto essenziale definire un perimetro omogeneo delle tre attività (allacciamento, disattivazione della fornitura, scollegamento dalla rete di telecalore) e assicurare l'adozione, da parte degli operatori, di adeguati strumenti di contabilità, in grado di registrare correttamente i costi afferenti a tali attività, applicando criteri di disaggregazione e di imputazione omogenei.

L'Autorità nella delibera 18 gennaio 2018, 24/2018/R/tlr, ha stabilito con riferimento alla regolamentazione degli allacciamenti:

- la possibilità per gli esercenti di determinare liberamente i corrispettivi di allacciamento nel rispetto di un vincolo di coerenza tra i costi e ricavi, in modo da garantire un'adeguata flessibilità commerciale;
- l'obbligo per gli esercenti di fornire, contestualmente al preventivo di allacciamento, le condizioni economiche vincolanti di erogazione del servizio, in modo da consentire all'utente una valutazione dell'economicità complessiva del servizio;
- l'introduzione di specifici obblighi informativi nei confronti degli utenti, al fine di assicurare la massima trasparenza sui contenuti e sui costi associati all'allacciamento alla rete di telecalore;
- l'introduzione di obblighi informativi nei confronti dell'Autorità, in merito ai costi associati agli allacciamenti, alle relative determinanti e al contributo applicato all'utenza, al fine di monitorare l'attività di allacciamento e di disporre delle informazioni necessarie per effettuare un'eventuale revisione dei criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento al termine del periodo di regolazione;
- un regime semplificato per l'adempimento degli obblighi informativi nel caso di esercenti di minori dimensioni, con riferimento sia agli obblighi informativi nei confronti dell'Autorità, sia agli obblighi informativi nei confronti degli utenti del servizio,

al fine di minimizzare gli oneri amministrativi per tale tipologia di operatori.

Per quanto riguarda l'esercizio da parte dell'utente del diritto di disattivazione della fornitura e di scollegamento dalla rete di telecalore, l'Autorità con la medesima delibera 24/2018/R/tlr ha stabilito:

- la possibilità di esercitare il diritto di recesso riconosciuto dal decreto legislativo 102/2014, richiedendo al gestore, in alternativa, la disattivazione della fornitura oppure lo scollegamento dalla rete; nel caso della disattivazione è prevista esclusivamente la sospensione della fornitura mentre nel caso di scollegamento l'esercente è tenuto a rimuovere il contatore di energia termica e eventuali altre parti dell'impianto;
- la possibilità di recedere dal contratto con un preavviso di trenta giorni, senza il pagamento di alcun corrispettivo o penale. Nel caso in cui il recesso avvenga entro i primi tre anni di erogazione del servizio, l'esercente può applicare un eventuale corrispettivo di salvaguardia, commisurato alla differenza tra i costi di allacciamento e il contributo applicato all'utente, secondo le modalità definite dall'Autorità;
- il mantenimento, sino alla fine del 2020, di eventuali clausole relative a oneri, tempistiche e penali presenti nei contratti sottoscritti prima dell'entrata in vigore della delibera 24/2018/R/tlr, al fine di assicurare un'adeguata gradualità nell'introduzione della nuova disciplina e di salvaguardare gli investimenti realizzati nel settore, come previsto dal decreto legislativo 102/2014. Decorso tale termine, tali clausole si dovranno considerare non apposte;
- l'introduzione di obblighi informativi nei confronti degli utenti, al fine di assicurare la massima trasparenza in relazione alle modalità di esercizio del diritto di recesso;
- l'introduzione di obblighi informativi nei confronti dell'Autorità in merito alle disattivazioni e agli scollegamenti effettuati dagli esercenti, al fine di consentire il monitoraggio dello stato del settore e il rispetto della regolazione di riferimento, nonché di valutare eventuali successive revisioni di tale regolazione;
- l'esonero per gli esercenti di minori dimensioni dagli obblighi informativi di cui al precedente alinea, al fine di ridurre gli oneri amministrativi per tale tipologia di operatori.

Separazione contabile e amministrativa e monitoraggio dei prezzi

Con la delibera 3 marzo 2017, 111/2017/R/tlr, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione degli obblighi di separazione contabile e amministrativa per i gestori del servizio di telecalore. Inoltre, con la delibera 30 marzo 2017, 206/2017/R/tlr, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato al monitoraggio dei prezzi del servizio di telecalore. Tali procedimenti sono finalizzati all'esercizio dei poteri di regolazione in materia di trasparenza delle condizioni economiche di fornitura del servizio e in materia di qualità del servizio, dei poteri tariffari, nonché dei poteri di controllo attribuiti dal decreto legislativo n. 102/14. Per entrambi i procedimenti è prevista l'implementazione di un sistema informativo dedicato per la raccolta strutturata e su base periodica di dati e informazioni. Con il documento per la consultazione 26 ottobre 2017, 725/2017/R/tlr l'Autorità, all'interno del procedimento avviato con la delibera 111/2017/R/tlr, ha formulato i primi orientamenti in tema di separazione contabile e amministrativa per il settore. In particolare, il documento distingue le attività e comparti con riferimento a:

- produzione di energia termica da caldaie di integrazione, da impianti di cogenerazione e da altri impianti;
- allacciamento per il prelievo e l'immissione di energia termica, per connessione e disconnessione utenti, connessione e disconnessione impianti di produzione;
- trasporto e distribuzione di energia termica, per manutenzione e sviluppo reti, gestione e dispacciamento e sistemi di accumulo di energia termica;
- misura dell'energia termica, per installazione e manutenzione dei dispositivi di misura, rilevazione e gestione dei dati di misura;
- vendita di energia termica agli utenti finali e all'ingrosso.

La suddivisione delle poste economiche e patrimoniali, distinta per attività e per comparti, viene riferita a ciascuna rete gestita.

Il documento per la consultazione ha previsto che, in caso di cogenerazione, le poste contabili debbano essere ripartite in modo proporzionale tra i due output (elettricità e calore), applicando due criteri differenziati per l'attribuzione dei costi di combustibile e dei costi fissi di investimento. Per quanto concerne i costi di combustibile, è stata proposta l'applicazione del Benefit Distribution Method, mentre per quanto concerne i costi fissi di investimento è stata proposta l'applicazione di una metodologia concettualmente

simile, che tuttavia considera dati economici in luogo di dati fisici (*Alternative Sharing Method*).

Al fine di contenere gli oneri amministrativi per gli operatori di minori dimensioni, nel documento per la consultazione si è proposto che gli obblighi per la separazione contabile siano così articolati:

- un regime ordinario, previsto per gli esercenti che fanno parte di gruppi societari già soggetti a tale regime di separazione contabile con riferimento ad altri settori soggetti a regolamentazione;
- un regime semplificato, previsto per tutti gli altri operatori del settore, purché abbiano dimensioni superiori alla soglia dimensionale di 300 utenti e una potenza contrattuale complessiva superiore a 5 MW; rispetto al regime ordinario, prevede la possibilità di ricorrere a elaborazioni contabili *ex post* e non richiede l'articolazione delle attività in comparti né la redazione dello stato patrimoniale;
- esenzione totale prevista per gli operatori al di sotto della succitata soglia dimensionale.

Con la successiva delibera 10 novembre 2017, 742/2017/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla revisione e integrazione delle disposizioni in materia di separazione contabile (*unbundling*) per il settore dell'energia elettrica e del gas, per il settore idrico e per il servizio di telecalore. Nell'ambito di tale procedimento sono confluiti i procedimenti già avviati per l'adozione di specifiche disposizioni di separazione contabile relative al servizio di telecalore e per la separazione dei servizi *Small Scale LNG* forniti dai terminali di GNL, di cui rispettivamente alle delibere 3 marzo 2017, 111/2017/R/tlr e 16 marzo 2017, 141/2017/R/gas.

Nell'ambito del procedimento avviato con delibera 206/2017/R/tlr in materia di monitoraggio dei prezzi del servizio di telecalore, l'Autorità ha previsto lo sviluppo di un sistema informativo dedicato alla raccolta strutturata e periodica di dati e informazioni relative ai prezzi di fornitura del servizio, anche al fine di contenere i conseguenti oneri amministrativi in capo agli esercenti. A fini di analisi e comparazione, nell'ambito del sistema l'Autorità ha ipotizzato anche la definizione di alcuni utenti-tipo del servizio e, a tal fine, ha effettuato apposite analisi sui dati richiesti a un campione rappresentativo di esercenti. Gli orientamenti relativi alla struttura

e ai contenuti del sistema di monitoraggio e le prime ipotesi per la definizione di utenti-tipo sono stati illustrati nel corso dell'anno alle associazioni di categoria, al fine di raccogliere osservazioni e suggerimenti, con l'obiettivo di rendere operativo il sistema nel corso del 2018.

Individuazione degli impianti di telecalore soggetti alla regolazione

Il decreto legislativo n. 102/14, ha attribuito all'Autorità specifici poteri di regolazione e controllo sulle reti di telecalore intese come "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 o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria".

Con delibera 18 gennaio 2018, 23/2018/R/tlr, l'Autorità ha dato facoltà ai gestori di infrastrutture che non rispondano ad almeno uno dei predetti requisiti generali (posa prevalente su suolo pubblico, almeno il 50%, e finalità di consentire l'allacciamento a chiunque interessato nei limiti dell'estensione della rete) di presentare un'autodichiarazione in tal senso, al fine di ottenerne l'esclusione dall'ambito della regolazione del servizio. La stessa delibera ha stabilito che in sede di prima attuazione l'autodichiarazione dei gestori debba pervenire agli Uffici dell'Autorità entro il 5 marzo 2018 e che entro i 90 giorni successivi, come stabilito dalla determina 22 gennaio 2018, 1/2018-DSAM, si provveda a pubblicare l'Elenco delle infrastrutture di trasporto dell'energia termica escluse dall'ambito della regolazione del servizio di telecalore definita dall'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 102/14.

Ad oggi hanno presentato istanza di esenzione 13 esercenti, per un totale di 34 impianti di telecalore. Di questi, 25 (74%) sono attualmente iscritti nell'Anagrafica territoriale dell'Autorità, rappresentandone il 7% in numero (346 reti iscritte al 14 marzo 2018) ma meno dell'1% in termini di utenti serviti nel settore (697, su un totale di oltre 87000).

7.

Ciclo dei rifiuti urbani e assimilati

Settoriale

Progetto speciale servizi ambientali

Il Regolamento di organizzazione e funzionamento dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) prevede, per il raggiungimento di obiettivi specifici e di particolare rilevanza e complessità, che si possano attivare strumenti organizzativi "a rete". A questi ultimi appartengono i *Progetti Speciali*, per la cui realizzazione i Responsabili operano avvalendosi, oltre che eventualmente di risorse proprie, anche di risorse e contributi resi disponibili dalle Direzioni e dagli Uffici speciali, in base al principio di collaborazione di cui allo stesso Regolamento.

Con delibera 26 gennaio 2017, 21/2017/A, l'Autorità ha istituito in seno alla Direzione Servizi Ambientali, il *Progetto Speciale Servizi Ambientali*, con l'obiettivo di svolgere attività multidisciplinari ricognitive, di studio e di analisi sul settore dei rifiuti solidi urbani e assimilati, e ciò nella prospettiva dell'eventuale attribuzione all'Autorità di competenze di regolazione e controllo del settore, come previsto dallo schema di decreto legislativo recante "*Testo Unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale*" (TUSPLIEG)¹.

Più in particolare, fra le attività contemplate sono quelle di:

- effettuare una ricognizione della situazione fattuale;
- effettuare una mappatura degli operatori e degli stakeholder; analizzare l'intera filiera del settore;
- valutare le condizioni di efficienza economicità e qualità dei servizi relativi alla gestione della filiera e analizzare gli obiettivi sociali, economici e finanziari del sistema ambiente;
- formulare proposte circa possibili iniziative e modalità di intervento dell'Autorità nel sistema dei servizi ambientali.

Il *Progetto* è divenuto operativo con la costituzione, nell'aprile 2017, di un gruppo di lavoro interdirezionale, coordinato dal responsabile della Direzione Servizi Ambientali e costituito da personale *part time* in servizio presso l'Autorità. Stante l'incertezza circa l'effettiva attribuzione all'Autorità di poteri di regolazione e controllo nel settore e il relativo *iter* temporale, per il *Progetto* non è stata definita una specifica durata e l'attività è stata sviluppata con un

approccio modulare, estendendo l'analisi in modo sequenziale ai profili oggetto di studio.

L'attività ricognitiva è stata condotta prendendo in esame i principali atti normativi e giurisprudenziali di riferimento, indagini, rapporti e studi sul settore, nonché tramite approfondimenti con studiosi ed esperti delle tematiche più rilevanti.

In assenza di un'attribuzione *ex lege* all'Autorità di funzioni di regolazione e controllo nel settore, avvenuta solo successivamente alla costituzione del *Progetto*, con la legge 27 dicembre 2017, n. 205, non è stato invece inizialmente possibile ricorrere a richieste di informazioni e documenti ai soggetti esercenti il servizio e agli interlocutori istituzionali.

Le prime evidenze acquisite tramite la ricognizione e l'analisi del settore, utili alla riflessione e alla formulazione di possibili iniziative e modalità di intervento, sono stati oggetto di un Rapporto, che è stato presentato dal gruppo di lavoro del *Progetto Speciale* al Collegio dell'Autorità nel gennaio 2018.

I profili trattati nel Rapporto hanno incluso:

- l'evoluzione del quadro normativo europeo e nazionale di riferimento;
- l'assetto istituzionale e organizzativo del settore;
- le caratteristiche tecniche e di mercato della filiera;
- l'evoluzione della produzione, della raccolta differenziata e delle modalità di gestione dei rifiuti urbani a livello nazionale, anche in confronto agli altri Stati membri dell'Unione Europea;
- la dotazione infrastrutturale e l'andamento degli investimenti nel settore;
- gli aspetti tariffari e di costo connessi alla gestione del ciclo dei rifiuti urbani.

È stata poi anche condotta un'analisi dell'ambito di intervento dell'Autorità nel settore, come originariamente previsto dallo schema di TUSPLIEG, e dei connessi profili di criticità.

¹ Si fa riferimento allo schema di decreto legislativo, adottato dal Consiglio dei Ministri nella seduta del 20 gennaio 2016 (provvedimento A144720/01/1613) recante "*Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale*", in attuazione della legge 7 agosto 2015, n. 124, recante "*Delega al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche*". A seguito della sentenza della Corte costituzionale 25 novembre 2016, 251, che ha rilevato profili di incostituzionalità nella legge delega, l'iter di emanazione del decreto legislativo non si è più perfezionato. Solo in seguito, la legge 27 dicembre 2017, n. 205, recante "*Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020*", ha attribuito all'Autorità, all'articolo 1, commi da 527 a 530, funzioni di regolazione e controllo con riguardo al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, con i medesimi poteri e nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni, anche di natura sanzionatoria, stabiliti dalla legge 481/95.

Con l'attribuzione all'Autorità di competenze di regolazione e controllo nel ciclo dei rifiuti urbani e assimilati, avvenuta con la legge n. 205/17, l'Autorità ha considerato concluse le attività ricognitive e di studio del *Progetto Speciale* e ha avviato le attività funzionali alla prima operatività delle predette funzioni di regolazione e controllo (delibera 4 gennaio 2018, 1/2018/A).

Tali attività includono:

- la ricognizione della situazione fattuale del settore e della segmentazione delle singole attività nel ciclo dei rifiuti, anche sulla base dei lavori esperiti nell'anno 2017 dal *Progetto Speciale*

Servizi ambientali e dell'indagine conoscitiva IC49, svolta dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato;

- la mappatura degli operatori e degli *stakeholder* nel settore del ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani ed assimilati;
- la richiesta di informazioni agli operatori per la prima costituzione della piattaforma informativa della regolazione.

L'avvio delle suddette attività è stato subordinato alla piena operatività del nuovo assetto organizzativo dell'Autorità, successivamente definito con delibera 2 febbraio 2018, 57/2018/A e divenuto efficace a far data dal 1° marzo 2018.

8.

Mercati Retail

Intersettoriale

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Evoluzione del mercato retail

La legge 4 agosto 2017, n. 124 (c.d. *Legge annuale per il mercato e la concorrenza*), ha introdotto norme relative al mercato *retail* di energia elettrica e di gas naturale finalizzate in particolare alla cessazione, a far data dall'1 luglio 2019, della disciplina transitoria dei prezzi definita dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, e all'introduzione di interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo dei mercati *retail*. In relazione a questo secondo aspetto, la legge 124/17 ha tra l'altro previsto che, con specifico riferimento all'energia elettrica, sia istituito presso il Ministero dello sviluppo economico l'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali al fine dello svolgimento dell'attività, come si vedrà nel prosieguo del Capitolo. Con riferimento sia all'energia elettrica che al gas naturale, la legge n. 124/17 ha poi previsto che:

- entro cinque mesi dalla sua entrata in vigore, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito Autorità) disponga la realizzazione e la gestione, da parte del gestore del Sistema informativo integrato (SII), di un portale informatico per la raccolta e la pubblicazione in modalità *open data* delle offerte vigenti sul mercato *retail* rivolte ai clienti domestici, alle imprese connesse in bassa tensione e alle imprese con consumi annui non superiori a 200.000 S(m³);
- decorsi sei mesi dalla sua entrata in vigore, tutti i venditori siano tenuti a fornire un'offerta a prezzo fisso e una a prezzo variabile ai clienti domestici, alle imprese connesse in bassa tensione e alle imprese con consumi annui non superiori a 200.000 S(m³); a tal fine entro 90 giorni dalla sua entrata in vigore, l'Autorità è tenuta a definire le informazioni minime, almeno pari alle clausole essenziali del contratto come disposte dal Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali, e i requisiti che gli operatori devono rispettare per garantire la confrontabilità e l'omogeneità delle offerte;
- entro 90 giorni dalla sua entrata in vigore, l'Autorità adotti linee guida per promuovere le offerte commerciali di energia elettrica e gas naturale a favore di gruppi di acquisto, con

particolare riferimento alla confrontabilità, alla trasparenza e alla pubblicazione delle offerte, nonché alla realizzazione di piattaforme informatiche tese a facilitare l'aggregazione dei piccoli consumatori;

- entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, l'Autorità trasmetta al Ministro dello sviluppo economico un rapporto di monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas, con specifico riferimento alle tematiche individuate dalla medesima legge;
- entro 90 giorni dalla sua entrata in vigore, l'Autorità definisca le modalità con cui i clienti finali di energia elettrica riforniti in maggior tutela ricevono adeguata informativa da parte di ciascun fornitore in merito al superamento delle tutele di prezzo disposto dalla medesima legge.

All'interno delle norme introdotte dalla legge n. 124/17 in relazione alla cessazione, a far data dall'1 luglio 2019, della disciplina transitoria dei prezzi e agli interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo dei mercati *retail*, trovano ulteriore legittimazione gli interventi di riforma di tali mercati e di capacitazione dei clienti da tempo intraprese dall'Autorità ai sensi del proprio Quadro Strategico per il quadriennio 2015-2018.

Ai sensi di quanto previsto dalla medesima legge n. 124/17, l'Autorità ha approvato e trasmesso al Ministro dello sviluppo economico *il Rapporto relativo al monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas*. In tale Rapporto sono descritti:

- l'operatività del portale informatico previsto dalla medesima legge concorrenza e già avviato dall'Autorità, come si vedrà nel Capitolo 9;
- il completamento del quadro normativo e regolatorio e l'efficacia degli strumenti necessari a garantire il rispetto delle tempistiche di *switching* secondo quanto previsto dalle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio;

- il completamento del quadro normativo e regolatorio e l'efficacia degli strumenti necessari a garantire il rispetto delle tempistiche di fatturazione e conguaglio secondo quanto previsto dalle suddette direttive;
- l'operatività del SII;
- il completamento del quadro normativo e regolatorio e il rispetto delle disposizioni dell'Autorità in materia di implementazione del *brand unbundling*, secondo quanto previsto dalle direttive di cui sopra.

Mercato elettrico

Nel settore dell'energia elettrica, la legge n. 125/07 ha completato la liberalizzazione del mercato *retail* e al contempo ha istituito il servizio di maggior tutela, disciplinato dall'Autorità e destinato ai clienti domestici e alle piccole imprese che non scelgono un venditore nel mercato libero. Il servizio di maggior tutela assolve a una duplice finalità, consistente nell'assicurare, da un lato, la continuità del servizio elettrico (funzione di servizio universale) e, dall'altro, una qualità contrattuale specifica a prezzi ragionevoli (funzione di controllo di prezzo). Quest'ultima finalità è stata rimossa, a partire dall'1 luglio 2019, dalla già citata legge n. 124/17, che ha altresì affidato all'Autorità il compito di adottare disposizioni per assicurare, alla medesima data, il servizio di salvaguardia ai clienti domestici e alle piccole imprese senza un fornitore di energia elettrica, attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero. Tale servizio avrà quindi il compito di garantire la continuità del servizio (funzione di servizio universale) in casi residuali in cui il cliente non sia rifornito nel mercato libero.

Servizio di maggior tutela: aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio

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 europea¹. A tal fine l'Autorità ha disposto, con la delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel, operativa dall'1 gennaio 2017, la revisione delle condizioni

di erogazione del servizio di maggior tutela con l'obiettivo di rendere le caratteristiche di questo servizio maggiormente coerenti con quelle di servizio universale.

In particolare, con la succitata delibera l'Autorità ha modificato il *Testo integrato della vendita* (TIV), allegato A alla delibera 19 luglio 2012, 301/2012/R/eel, intervenendo sia sulle condizioni contrattuali sia su quelle economiche del servizio di maggior tutela.

In tema di condizioni economiche, sono state modificate le modalità per la determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica. Nello specifico:

- è stato previsto che il costo di acquisto dell'energia elettrica (elemento PE del corrispettivo PED) sia determinato con esclusivo riferimento al prezzo nei mercati a pronti all'ingrosso dell'energia elettrica;
- è stata estesa a tutti i clienti finali la logica di determinazione di tipo trimestrale, in luogo di quella annuale, per il costo complessivo di approvvigionamento dell'energia elettrica (elementi PE e PD del corrispettivo PED). Pertanto, a partire dall'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.

È stata, poi, confermata la metodologia per il calcolo del recupero relativo alla differenza tra la stima dei costi e la stima dei ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela nell'anno

¹ Sentenza della Corte di Giustizia europea – Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

solare in cui gli aggiornamenti hanno luogo. Tale metodologia 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 TIV, l'Autorità ha inoltre provveduto, come di consueto, ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per la maggior tutela secondo le logiche introdotte dalla citata delibera 633/2016/R/eel:

- per il trimestre aprile-giugno 2017, con la delibera 30 marzo 2017, 202/2017/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2017, con la delibera 28 giugno 2017, 493/2017/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2017, con la delibera 28 settembre 2017, 657/2017/R/eel;
- per il trimestre gennaio-marzo 2018, con la delibera 28 dicembre 2017, 924/2017/R/eel.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 2 del Volume I.

Servizio di maggior tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 28 dicembre 2017, 927/2017/R/eel, sono stati aggiornati i valori:

- della componente RCV per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela, definita per il periodo 1 gennaio 2018 - 31 dicembre 2018;
- della componente $DISP_{BT}$, a restituzione del differenziale tra quanto complessivamente pagato dai clienti finali in maggior tutela 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.

Nell'ambito del suddetto aggiornamento l'Autorità ha confermato le modalità di definizione della componente RCV già

previste, per l'anno 2017, dalla delibera 29 dicembre 2016, 816/2016/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_i 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 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:
 - 0,3316% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
 - 1,0762% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
 - 1,3421% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi, zona Centro-Nord;
 - 3,8664% per i clienti 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 2016, 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* 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), confermando un tasso di interesse nominale pari a quello prevalente e non considerando, 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, sono stati confermati tre meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto all'applicazione della componente RCV, atti alla copertura di costi non inclusi nella definizione della suddetta componente. Tali meccanismi sono applicabili ai soli esercenti che presentino detti costi e sono finalizzati, rispettivamente, al riconoscimento dei costi sostenuti da alcuni esercenti la maggior tutela in ragione dell'effetto dimensione, alla compensazione della morosità legata a prelievi fraudolenti dei clienti finali e alla compensazione della mancata copertura di eventuali costi fissi, che potrebbero 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. Tale meccanismo trova applicazione, pertanto, nei soli casi in cui il tasso di uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela registrato dal

singolo esercente sia superiore al valore soglia definito dall'Autorità in base a quanto assunto al momento dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV.

Tutela SIMILE

A far data dall'1 gennaio 2017 e fino al 30 giugno 2018, i clienti serviti in maggior tutela possono sottoscrivere, scegliendo tra un gruppo di fornitori ammessi in possesso di particolari requisiti, un contratto di mercato libero di *Tutela SIMILE*².

La *Tutela SIMILE* si sostanzia in un ambiente di negoziazione sorvegliato, atto ad agevolare la partecipazione del cliente al mercato libero, il cui contratto prevede condizioni standard, definite dall'Autorità, con oggetto la sola fornitura di *Tutela SIMILE* (è, pertanto, esclusa la possibilità di fornire servizi aggiuntivi) e in cui le condizioni economiche sono pari a quelle del servizio di maggior tutela, al netto di uno sconto, liberamente definito da ciascun venditore, da corrispondere nella prima fattura (c.d. *bonus una tantum*).

I fornitori ammessi alla *Tutela SIMILE*³ sono riportati nella tavola 8.1, con l'indicazione dei *bonus una tantum* offerti da quest'ultimi⁴, differenziati per clienti domestici e non domestici. Alla data dell'1 aprile 2018 risultano serviti in *Tutela SIMILE* a seguito di *switching* 3.779 clienti, quasi tutti domestici (95,7%). Rispetto al fornitore di *Tutela SIMILE* scelto dai clienti, si nota come nel 12% dei casi si tratti dello stesso soggetto che già erogava al cliente finale il servizio di maggior tutela e nel 40% dei casi si tratti del fornitore che già serve il cliente nel settore del gas naturale.

Tenuto poi conto delle volture e delle attivazioni, i clienti complessivamente serviti in *Tutela SIMILE* a seguito di *switching*, attivazione o voltura sono 9.003.

² La disciplina della Tutela SIMILE è stata approvata con delibera 7 luglio 2016, 369/2016/R/eel.

³ Elenco fornitori aggiornato alla data del 31/03/2018.

⁴ Il *bonus una tantum* è fisso per tutta la durata della *Tutela SIMILE* dall'1 gennaio 2017 al 30 giugno 2018.

TAV. 8.1

Elenco dei fornitori ammessi
alla Tutela SIMILE

FORNITORE AMMESSO	BONUS PER I CLIENTI DOMESTICI (€)	BONUS PER I CLIENTI NON DOMESTICI (€)
A.I.M. Energia	50,00	100,00
A2A Energia	40,00	80,00
Agsm Energia	60,00	110,00
Alperia Energy	25,00	10,00
Ascotrade	33,00	70,00
Axpo Italia	40,00	80,00
Bluenergy Group	65,00	100,00
Dolomiti Energia	31,00	61,00
E.On Energia	70,00	120,00
Edison Energia	55,00	40,00
Enel Energia	33,00	90,00
Enercom	20,00	40,00
Enerxenia	30,00	50,00
Engie Italia	115,00	200,00
Eni	106,00	106,00
Estenergy	35,00	50,00
Gas Natural Vendita Italia	75,00	150,00
Gelsia	33,00	70,00
Green Network	40,20	82,80
Hera Comm	80,00	30,00
Illumia	65,15	81,15
Iren Mercato	12,00	20,00
Linea Più	65,00	80,00
Sgr Servizi	40,80	96,60
Sorgenia	36,00	52,00
Vivigas	84,00	102,00

Fonte: ARERA

Servizio di salvaguardia – Oneri non recuperabili per morosità di clienti non disalimentabili

Con il decreto 21 ottobre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha previsto l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti il servizio di salvaguardia, relativi al mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili (meccanismo di reintegrazione degli oneri). In particolare, tale provvedimento ha stabilito che l'Autorità debba 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 citato meccanismo. Il suddetto

meccanismo di reintegrazione prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi-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, 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 menzionato decreto ha stabilito che tali oneri siano posti a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, 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. Con la delibera 19 ottobre 2017, 698/2017/R/eel, l'Autorità ha fissato, coerentemente con le modalità già individuate dalla delibera 17 ottobre 2013, 456/2013/R/eel, i parametri rilevanti per la determinazione dell'ammontare relativo al meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili per l'anno 2015.

Elenco venditori

Come anticipato in questo stesso Capitolo, la Legge n. 124/17, nel prevedere vari interventi a supporto dello sviluppo del mercato *retail* per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, ha disposto di sottoporre a regime di autorizzazione l'attività di vendita di energia elettrica ai clienti finali. Più in particolare, ha previsto l'istituzione presso il Ministero dello sviluppo economico dell'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali (di seguito: Elenco venditori elettricità o Elenco) e che esso costituisca condizione necessaria per lo svolgimento dell'attività di vendita nonché sia pubblicato sul sito internet del Ministero, aggiornato mensilmente. La legge prevede altresì che i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione all'Elenco siano fissati, su proposta dell'Autorità, con decreto del Ministro dello sviluppo economico.

A tal fine l'Autorità ha condiviso con i soggetti interessati i propri orientamenti mediante la predisposizione del documento per la consultazione 28 settembre 2017, 663/2017/R/eel, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 30 agosto 2017, 610/2017/R/com. Considerata la generale condivisione degli orientamenti previsti, con delibera 16 novembre 2017, 762/2017/I/eel, l'Autorità ha presentato la propria proposta al Ministro dello sviluppo economico recante nel dettaglio i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione e la permanenza nell'Elenco venditori elettricità. Nello specifico l'Autorità ha previsto che l'ambito di applicazione dell'Elenco sia riferito alle c.d. controparti commerciali ovvero le imprese che effettivamente vendono energia elettrica a clienti finali. Inoltre ha proposto un set di requisiti di onorabilità (correlati alle forme societarie e all'onorabilità dei propri amministratori), finanziari (correlati alle voci di bilancio delle imprese e che permettano di valutare l'effettiva solvibilità delle imprese) e tecnici (in merito all'adeguatezza commerciale), così

come previsto dalla legge 124/17, nonché di indicatori atti a valutare e monitorare il rispetto dei requisiti delle imprese. I requisiti sono altresì distinti tra imprescindibili, che gli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica a clienti finali devono necessariamente soddisfare, e di *alert*, legati alla verifica del raggiungimento di *performance* relative a specifiche attività e alla solvibilità dell'impresa.

La procedura proposta prevede infine, per quanto riguarda l'iscrizione e la permanenza nell'Elenco:

- un primo popolamento dell'Elenco, con l'inserimento d'ufficio delle imprese già operanti alla data di entrata in vigore del decreto, per il tramite di un'autorizzazione provvisoria;
- un periodo di tempo entro cui le imprese oggetto del primo popolamento devono attestare il soddisfacimento dei requisiti imprescindibili al fine di ottenere la piena inclusione;
- specifiche procedure per la verifica dei requisiti imprescindibili e di tipo *alert*, al fine della permanenza nell'Elenco;
- l'attribuzione a ciascuna impresa, a seguito di attività continuativa di monitoraggio, di una classe di affidabilità all'abilitazione alla vendita e, nel caso delle maggiori criticità, l'avvio di un'analisi specifica da parte degli uffici del Ministero, fino all'esclusione dall'Elenco nei casi di particolare gravità.

Disciplina delle garanzie contrattuali e della fatturazione del servizio di trasporto dell'energia elettrica (Codice di rete tipo)

Le sentenze dei giudici amministrativi di fine gennaio 2017 che hanno interessato il Codice di rete tipo hanno avuto conseguenze rilevanti sulla tenuta del sistema di garanzie previsto per l'accesso al servizio di trasporto delineato nel medesimo Codice. In particolare tali sentenze affermano, sostenendo che la legge pone in capo ai clienti finali e non alle imprese di vendita gli oneri generali di sistema, che l'Autorità non avrebbe il potere di intervenire nei rapporti tra impresa distributrice e utenti del trasporto in tema di garanzie per il pagamento degli oneri generali di sistema interamente fatturati dai primi, e che tale potere dell'Autorità sussisterebbe limitatamente agli oneri generali effettivamente incassati dagli utenti del trasporto dai clienti finali.

Al fine di superare la situazione di incertezza sulla regolazione applicabile ai contratti di trasporto venutasi a creare, con la delibera 3 marzo 2017, 109/2017/R/eel, l'Autorità ha avviato un

procedimento per la riforma del Codice di rete tipo finalizzato a garantire un rapido adeguamento alle succitate sentenze, stabilendo in particolare, quale prima misura urgente, che le garanzie prestate dagli utenti del trasporto dovessero essere commisurate, con riferimento agli oneri generali di sistema, a quanto di norma riscosso dagli operatori, ovvero ponendo come base la parametrizzazione degli oneri generali incassabili. Il criterio utilizzato per dimensionare tale grandezza è stato definito sulla base del livello di *unpaid ratio* (comunicato dagli operatori del mercato libero nell'ambito delle raccolte dati funzionali alla definizione dei prezzi e delle componenti relative all'attività di commercializzazione del servizio di vendita di energia elettrica), assumendo la media dei valori degli anni 2015 e 2016, in via cautelativa, nell'area Centro-Sud, caratterizzata da un più alto fenomeno di mancato pagamento. Ciò ha determinato una conseguente riduzione del livello delle garanzie prestate, per la sola quota-parte riferita agli oneri generali, pari al 4,9%. Altresì l'ammontare totale del valore delle garanzie è stato ulteriormente ridotto di una quota pari al 5,6% in virtù della minore esposizione media dell'impresa distributrice, dovuta alla riduzione delle tempistiche della risoluzione del contratto di trasporto, introdotta nella regolazione con la delibera 6 ottobre 2016, 553/2016/R/eel.

In tale contesto, l'Autorità ha successivamente manifestato al Governo e Parlamento l'esigenza di un'azione a livello legislativo, volta a riformare l'intero assetto degli oneri generali mediante opportune modifiche dell'art. 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Con il documento per la consultazione 3 agosto 2017, 597/2017/R/eel, l'Autorità ha dato seguito al procedimento di cui sopra illustrando una possibile riforma della prestazione delle garanzie connesse al servizio di trasporto orientata a pervenire a un quadro coerente con il principio di netta separazione tra le modalità di gestione dei corrispettivi di trasporto in senso stretto e le modalità di gestione ed esazione delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema. Tale impostazione, prospetticamente in linea con l'orizzonte di riforma legislativa cui tendere, era mirata a predisporre una regolazione più adeguata alle differenti esigenze di tutela, come indotte dalle pronunce del giudice amministrativo, sottese alle due aree tematiche (corrispettivi di trasporto e oneri generali), nonché a bilanciare interessi ed esigenze, non sempre compatibili fra loro, che caratterizzano i rapporti fra le parti che la disciplina del Codice si prefigge di regolare.

Nello specifico i principali interventi prospettati nel documento 597/2017/R/eel riguardano:

- la revisione della disciplina delle garanzie contrattuali tesa a una gestione distinta fra quelle a copertura dei corrispettivi di rete e quelle a copertura degli oneri generali di sistema;
- la definizione di un meccanismo volto a riconoscere alle imprese distributrici gli eventuali oneri generali di sistema versati a Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e al Gestore dei servizi energetici (GSE) e non riscossi dagli utenti del trasporto.

Gli esiti della consultazione hanno tuttavia evidenziato alcune criticità in particolare relative alle tempistiche di implementazione e agli oneri gestionali che ne sarebbero derivati, connessi principalmente alla separazione delle garanzie; l'Autorità ha quindi ritenuto che una disciplina finalizzata limitatamente ad assicurare alle imprese distributrici e agli utenti del trasporto il rimborso degli oneri non incassati, ma interamente versati rispettivamente alla CSEA e al GSE e alle medesime imprese distributrici, risultasse maggiormente rispondente con le esigenze emerse e coerente coi principi enunciati dalle sentenze dei giudici amministrativi. Con la delibera 2 febbraio 2018, 50/2018/R/eel, è stato quindi definito un meccanismo che prevede il riconoscimento alle imprese distributrici dei crediti non riscossi inerenti gli oneri generali di sistema, definito secondo criteri volti a incentivare l'efficiente gestione del credito da parte delle medesime imprese distributrici. Contemporaneamente è stata emanata una specifica consultazione (documento per la consultazione 1 febbraio 2018, 52/2018/R/eel) per la definizione del meccanismo analogo di reintegrazione per gli utenti del trasporto, non completamente esplicitata nel documento 597/2017/R/eel. Nello specifico gli orientamenti posti in consultazione prevedono che per gli utenti del trasporto non sia modificata l'attuale previsione di versamento dell'intero ammontare degli oneri generali fatturati dalle imprese distributrici, ma sia introdotta una forma di reintegrazione dell'eventuale ammanco dovuto al mancato versamento da parte dei clienti finali, in un periodo temporale successivo (almeno 12 mesi); tale impostazione, oltre a garantire la stabilità del sistema, è volta a incentivare l'utente del trasporto a massimizzare tempestivamente l'incasso tramite la leva di riduzione dei propri oneri finanziari che gli rimarrebbero in capo. Il meccanismo proposto prevede una istanza annuale di partecipazione, articolata in due sessioni di liquidazione, una di anticipo e una di aggiornamento, a decorrere dal 2019. L'ammontare di reintegrazione

dovrà riguardare esclusivamente importi contabilizzati in fatture scadute da almeno 12 mesi per le quali la controparte commerciale ha avviato le procedure di morosità fino alla richiesta di sospensione della fornitura e ha gestito il credito con i criteri di efficienza illustrati in consultazione.

In tema di Codice di rete tipo, sono stati infine adottati alcuni interventi che hanno consentito di finalizzare la disciplina inerente la standardizzazione delle fatture di trasporto. In particolare con la determina 16 marzo 2017, 2/2017-DMRT si è proceduto (al fini dell'entrata in esercizio dal mese di maggio 2017 delle nuove fatture standardizzate) a modificare i flussi informativi preposti per lo scambio dei dati di fatturazione anche tenendo conto dell'esigenza di renderli coerenti con le disposizioni introdotte con la riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici.

Smart metering 2G: messa a disposizione dei dati

Come anticipato al Capitolo 3, l'Autorità con delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel, ha definito le specifiche funzionali dei misuratori intelligenti di energia elettrica in bassa tensione e i livelli attesi di performance dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (sistemi 2G).

Parallelamente all'avvio e al progressivo dispiegarsi delle installazioni dei nuovi misuratori da parte della prima, e finora unica, società di distribuzione che è stata ammessa al riconoscimento degli investimenti secondo quanto previsto dalla delibera 6 aprile 2017, 222/2017/R/eel, l'attività di regolazione dell'Autorità si è concentrata sugli interventi necessari a permettere il completamento delle funzionalità ora disponibili.

In particolare, l'Autorità ha progressivamente aggiornato la regolazione in merito alla configurazione dei misuratori 2G, alla messa a disposizione dei dati tra gli operatori e alla disciplina del *settlement*.

Per quanto riguarda la configurazione dei misuratori, la delibera 87/2016/R/eel ha previsto la possibilità di configurare una pluralità di informazioni contrattuali, alcune delle quali (il codice cliente assegnato dal venditore corrente, la potenza contrattuale impegnata e il gruppo PESSE⁵) definite come quelle minime da visualizzare sul *display* del misuratore e altre (informazioni

custom) invece definibili da parte del venditore, che potrà decidere la visualizzabilità sul *display* del misuratore.

In considerazione del fatto che la medesima delibera 87/2016/R/eel non ha definito quali valori dovessero avere tali informazioni al momento della messa in servizio dei nuovi misuratori 2G, con la delibera 7 aprile 2017, 229/2017/R/eel, è stata individuata la configurazione di *default* dei misuratori 2G non trattati orari al fine di permetterne un corretto funzionamento antecedentemente alla disponibilità degli strumenti informatici per la configurabilità del misuratore (prevista da parte dei distributori impegnati nella fase di *roll-out* dei misuratori) ovvero come configurazione base prima dell'effettiva personalizzazione da parte del venditore.

Tale configurazione di *default* prevede, in particolare, che sia garantito il livello massimo di riservatezza dei dati visualizzabili sul *display* prima della configurazione del misuratore da parte dei venditori, affinché tali dati non possano essere utilizzati opportunisticamente e senza che il cliente finale ne sia consapevole. Quindi è stato previsto che, inizialmente, non siano visualizzabili le informazioni contrattuali la cui visibilità è configurabile ovvero siano visualizzati sul *display* solo la potenza contrattuale impegnata, il gruppo PESSE e, dal momento della sua messa in servizio, il codice cliente.

Al contempo, la configurazione di *default* dei misuratori 2G adottata dall'Autorità si pone in continuità funzionale con la regolazione vigente per le quantità oggetto di misurazione rilevanti ai fini della fatturazione dei servizi di rete e della vendita. Pertanto è stato disposto che tale configurazione debba prevedere i registri totalizzatori delle misure relative all'energia elettrica immessa e/o prelevata, attiva e secondo le vigenti fasce orarie, il valore massimo della potenza attiva media quarantaria, prelevata e/o immessa, e il valore della potenza istantanea prelevata, nonché la data di inizio del periodo di freezing, definito come il primo giorno di ciascun mese.

Con la delibera 15 febbraio 2018, 88/2018/R/eel, a seguito della consultazione con gli operatori di cui al documento per la consultazione 22 giugno 2017, 466/2017/R/eel, a completamento di quanto disposto a valere per la prima configurazione di *default*, sono state definite le disposizioni funzionali alla valorizzazione e alla visualizzazione sul *display* del misuratore 2G delle informazioni configurabili da parte dei venditori.

⁵ Gruppo di appartenenza al Piano distacchi programmati a rotazione (PESSE).

In particolare, con tale provvedimento è stato disposto che il processo di configurazione delle informazioni contrattuali sia pienamente interoperabile con il SII, affinché le controparti commerciali associate a ciascun punto di prelievo possano effettuare direttamente (senza la necessità di intermediazione con altro soggetto) la configurazione delle informazioni di propria competenza, in merito alle informazioni valorizzabili e all'abilitazione alla visualizzazione sul *display* per le informazioni per le quali ciò è previsto. L'Autorità, con tale delibera, ha previsto che il processo di configurazione trovi completa applicazione, cioè comprendendo anche la possibilità di applicare le fasce personalizzate, a seguito del passaggio del punto al trattamento orario; la configurazione delle restanti informazioni è invece resa disponibile già al passaggio del punto a regime, ovvero alimentato da una cabina MT/BT messa a regime ai sensi della delibera 87/2016/R/eel⁶, a partire dal mese di ottobre 2018.

La delibera 88/2018/R/eel, infine, ha previsto che la definizione delle corrispondenti informazioni valorizzate e visualizzate tramite il processo di configurazione e relative ai parametri correlati alle formule contrattuali prepagate sia trattata con successivo provvedimento; ciò anche in considerazione del fatto che, con la delibera 28 aprile 2017, 289/2017/R/eel, il procedimento già avviato per verificare, anche con la collaborazione dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate, è stato integrato ed esteso al fine di comprendere anche la valutazione di alcune ulteriori funzionalità necessarie alla compiuta realizzazione dei benefici previsti, quali ad esempio la visualizzazione delle letture di sostituzione o la gestione di uno o più parametri utili nell'ambito delle funzionalità abilitanti le formule prepagate.

Per quanto riguarda la messa a disposizione dei dati di misura, l'intento dell'Autorità è stato quello di rendere possibili ottimizzazioni sui processi commerciali e di sistema. A tal fine, con la delibera 13 aprile 2017, 248/2017/R/eel, ha disposto che i dati di misura quartorari con frequenza giornaliera, propria dei sistemi di smart metering 2G, siano messi a disposizione dal soggetto responsabile della misura agli utenti del trasporto tramite il SII, minimizzando gli impatti implementativi e utilizzando i medesimi flussi standard già codificati, fatte salve le modifiche necessarie alle maggiori quantità e frequenze di dati in circolazione. Ciò inoltre prevedendo gradualità

nell'introduzione del processo di messa a disposizione dei dati di misura con frequenza giornaliera tramite il SII e, in particolare, un periodo transitorio (per la definizione dei nuovi tracciati standard per la messa a disposizione dei dati di misura) durante il quale i dati di misura relativi ai punti di prelievo che sono stati oggetto di sostituzione di un misuratore con un misuratore 2G siano messi a disposizione secondo una duplice modalità. Essi infatti continuano a essere messi a disposizione secondo logiche, modalità e tempistiche uguali a quelle antecedenti la sostituzione, seguendo in parallelo le nuove modalità proprie dei dati di misura 2G. Quanto sopra ha richiesto altresì di modificare il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME), al fine di prevedere la rilevazione e la messa a disposizione dei dati di misura provenienti da sistemi di *smart metering* 2G secondo i livelli di *performance* definiti dalla delibera 87/2016/R/eel, e di dare mandato al gestore del SII per la definizione delle procedure applicative.

In esito alla consultazione di cui al già citato documento 466/2017/R/eel, inoltre, l'Autorità ha definito le disposizioni in merito all'applicazione del trattamento orario ai sensi del *Testo integrato settlement* (TIS) per i punti di immissione e di prelievo dotati di sistemi 2G, propedeutico al dispiegamento dei benefici conseguibili. In particolare, con la delibera 19 ottobre 2017, 700/2017/R/eel, l'Autorità ha previsto che il passaggio al trattamento orario avvenga in coerenza con le disposizioni vigenti che ne prevedono la decorrenza al primo giorno del mese, ma garantendo al contempo agli utenti del dispacciamento almeno 12 mesi di dati di misura orari, al fine di permettere una corretta programmazione dei prelievi. Ciò quindi fa sì che il SII effettui la prima aggregazione ai fini del *settlement* delle curve di misura quartorarie giornaliere relative a punti di prelievo via via dotati di *smart meter* 2G con riferimento ai dati di misura di competenza agosto 2018. Contestualmente, con il medesimo provvedimento, è stato dato mandato al gestore del SII affinché predisponga le necessarie specifiche tecniche.

⁶ Cabina per i cui punti di prelievo alimentati ed equipaggiati con misuratori 2G messi in servizio sono garantiti i previsti livelli di performance di sistema previsti.

Mercato del gas

Servizio di tutela: aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio

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 modificata e integrata, l'Autorità ha aggiornato le condizioni economiche applicate ai clienti serviti nell'ambito del servizio di tutela.

In particolare, con cadenza trimestrale, sono state aggiornate sia la componente $C_{MEM,t}$, a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso, sia l'elemento QTV_t , che indica il corrispettivo a copertura dei costi relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato; 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 aprile-giugno 2017, con la delibera 30 marzo 2017, 203/2017/R/gas;
- per il trimestre luglio-settembre 2017, con la delibera 28 giugno 2017, 492/2017/R/gas;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2017, con la delibera 28 settembre 2017, 658/2017/R/gas;
- per il trimestre gennaio-marzo 2018, con la delibera 28 dicembre 2017, 925/2017/R/gas.

Con la citata delibera 203/2017/R/gas, l'Autorità ha anche azzerato, a far data dall'1 aprile 2017, il valore della componente CPR a copertura del meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale, a seguito della conclusione del meccanismo citato operata con la delibera 10 novembre 2016, 649/2016/R/gas.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 3 del Volume I.

Servizio di tutela: modifiche delle componenti di commercializzazione al dettaglio

Con la delibera 27 dicembre 2017, 916/2017/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dall'1 gennaio 2018, i livelli della componente QVD attinente alla commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela, confermando i criteri adottati per la definizione e la quantificazione della componente relativa all'anno 2017. 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 sulla base del 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 a 2,12%, non differenziato per tipologie di clienti;
- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2016, 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 far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 45 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con quanto già avviene, mediante la metodologia WACC, utilizzando il tasso di interesse nominale di livello pari a quello del precedente anno e non considerando, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Servizio di tutela: modalità di determinazione della materia prima gas

La delibera dell'Autorità 5 aprile 2018, 219/2018/R/gas, ha confermato, fino all'anno termico 2018-2019, il riferimento alle quotazioni del gas sul mercato TTF per la determinazione della componente relativa all'approvvigionamento all'ingrosso $C_{MEM,t}$.

Il periodo di applicazione del riferimento alle quotazioni del gas sul mercato TTF è stato fissato in considerazione della previsione della cessazione delle tutele di prezzo per tutte le categorie di piccoli consumatori, sia nel settore dell'energia elettrica che nel settore del gas naturale, come stabilito dalla legge n. 124/17.

Relativamente alla componente dei costi delle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso (CCR) la medesima delibera 219/2018/R/gas ha stabilito i valori per l'anno termico 2018-2019, confermando gli attuali criteri di calcolo.

Servizi di ultima istanza: 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, afferisce 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 a evidenza pubblica per la selezione di uno o più venditori che si impegnino, nelle ipotesi in cui dovrebbe 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.

Snam Rete Gas, in qualità di impresa maggiore di trasporto, ha svolto a settembre 2012 e settembre 2013 due procedure di selezione a evidenza pubblica per periodi di riferimento, individuando quali FT_T :

- Eni e Italtrading, per il periodo 1 ottobre 2012 - 30 settembre 2013;

- Spigas, Eni ed Edison per il biennio 1 ottobre 2013 - 30 settembre 2015.

Snam Rete Gas ha deciso di erogare direttamente l' SdD_T e di non voler esercitare, pertanto, la facoltà di individuare, mediante procedura a evidenza pubblica, uno o più FT_T per ciascuno dei seguenti periodi: 1 ottobre 2015 - 30 settembre 2016, 1 ottobre 2016 - 30 settembre 2017 e, da ultimo, 1 ottobre 2017 - 30 settembre 2018.

Similmente agli anni passati in cui Snam Rete Gas ha svolto il servizio SdD_T direttamente, la medesima anche per il periodo 1 ottobre 2017 - 30 settembre 2018, ha comunicato la sua disponibilità a svolgere l' SdD_T sulle reti regionali delle imprese regionali di trasporto per il medesimo periodo, a seguito di specifiche richieste ad essa pervenute da parte di alcune imprese regionali di trasporto. Pertanto, con delibera 28 settembre 2017, 622/2017/R/gas, l'Autorità è intervenuta al fine di garantire alle imprese regionali di trasporto la possibilità che sia individuato con urgenza un soggetto alternativo, in mancanza degli FT_T , che assicuri l'erogazione dell' SdD_T con riferimento ai prelievi di gas sui punti di riconsegna allacciati alle reti regionali di trasporto, con effetto dall'1 ottobre 2017. Il medesimo provvedimento ha altresì previsto che, con riferimento al servizio di SdD_T sulle reti regionali delle imprese regionali di trasporto svolto da Snam Rete Gas, venga applicata la regolazione prevista per l' FT_T ai sensi della delibera 249/2012/R/gas, a eccezione delle condizioni economiche e del meccanismo di copertura del rischio di mancato pagamento per le cui fattispecie si applica la disciplina prevista per l' SdD_T .

Servizi di ultima istanza: 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 FD_D). Il servizio FUI garantisce unicamente la continuità della fornitura ai clienti vulnerabili, 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 pubblico⁷. 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 richiamate⁸. 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 delle 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 2013-2014⁹. 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 l'FD_D, ai clienti morosi.

Nell'ambito della disciplina del servizio di *default* prevista dal TIVG, l'Autorità ha adottato alcune misure volte a responsabilizzare l'impresa di distribuzione nell'adempimento delle prestazioni funzionali alla tempestiva disalimentazione del punto di riconsegna; in particolare, qualora l'impresa di distribuzione non porti a termine tale disalimentazione dei punti di riconsegna in SdD distribuzione nei termini previsti dalla regolazione (anche attraverso l'esperienza, in taluni casi, delle opportune azioni giudiziarie), è tenuta a versare alla CSEA, un ammontare definito dal TIVG; l'Autorità ha inoltre previsto che, nelle fattispecie in cui l'eventuale inadempimento dell'impresa ecceda la responsabilità di quest'ultima, il

sopramenzionato ammontare possa essere ridotto o addirittura azzerato, seppur in via temporanea, previa presentazione di apposita istanza alla CSEA.

Facendo seguito al documento per la consultazione 25 febbraio 2017, 71/2016/R/gas, con delibera 6 luglio 2017, 513/2017/R/gas l'Autorità è ulteriormente intervenuta completando la regolazione dell'SdD distribuzione in tema di valutazione delle istanze finalizzate al versamento parziale o all'esonero totale dal versamento dell'ammontare previsto nei casi di mancata disalimentazione fisica dei punti di riconsegna. Con tale delibera sono stati definiti, da un lato, criteri omogenei di valutazione per una serie di ipotesi tipiche applicabili alle istanze, non tassative, costruite sulla base dell'osservazione dei singoli casi concreti oggetto delle istanze passate e, dall'altro, specifici indirizzi per la CSEA in merito alla gestione delle istanze che distinguono tra le istanze di esonero che trovano la propria giustificazione in una delle ipotesi tipizzate dall'Autorità – alle quali è applicabile una procedura di gestione semplificata – e le istanze che si giustificano su fatti e circostanze diverse e che, pertanto, devono necessariamente essere oggetto di specifiche analisi da parte degli uffici dell'Autorità. Nelle more della definizione delle modalità implementative da parte della CSEA, la delibera 513/2017/R/gas ha infine stabilito che la disciplina afferente al processo di trasmissione e gestione delle istanze sopra descritta venga applicata a regime a partire dalle istanze riferite al periodo gennaio – dicembre 2017 (da presentare entro il 31 luglio 2018), fermo restando la necessità che le imprese di distribuzione dovranno presentare, secondo i nuovi criteri, anche le istanze di esonero riferite agli anni precedenti.

L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio 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) derivanti dall'uso

⁷ 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.

⁸ 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).

⁹ 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.

del gas a valle del punto di consegna¹⁰. 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).

Dall'1 ottobre 2004, data di attivazione della prima polizza assicurativa, al 31 dicembre 2017 sono state ricevute 723 denunce di sinistro, che hanno comportato complessivamente l'apertura di 1.564 pratiche di rimborso/risarcimento; nello stesso periodo risultano effettuati pagamenti da parte delle imprese assicuratrici per circa 44,4 milioni di euro per 450 pratiche. Al 31 dicembre 2017 risultano poste complessivamente a riserva provviste per circa 11,5 milioni di euro, a fronte di 245 pratiche ancora aperte con riserva di provvista, mentre le pratiche chiuse senza pagamenti o in stand by senza provviste di riserva ammontano a 869.

Per quanto riguarda la sola polizza in vigore per il quadriennio 2017-2020, disciplinata dalla delibera 12 maggio 2016, 223/2016/R/gas, nel corso della prima annualità assicurativa, a fronte di 39 denunce di sinistro sono state aperte 97 pratiche, delle quali 14 chiuse entro

fine anno con pagamenti; in corso d'anno sono stati pagati importi per circa 413 mila euro e al 31 dicembre 2017 risultano poste a riserva provviste per circa 3 milioni di euro a fronte di 66 pratiche ancora aperte con riserva di provvista. L'esposizione complessiva (importi pagati e provviste a riserva) risulta generata per il 56% dalla sezione responsabilità civile, per il 24% dalla sezione incendio e per il restante 20% dalla sezione infortuni.

I costi dell'assicurazione sono coperti mediante un apposito corrispettivo, applicato in bolletta una volta l'anno ai titolari di punti di riconsegna assicurati. A partire dal 2017, con l'attivazione della nuova polizza stipulata per il quadriennio 2017-2020, il valore del corrispettivo è stato determinato dall'Autorità in 50 c€/anno per ciascun punto di riconsegna assicurato, in diminuzione rispetto al corrispettivo di 60 c€/anno applicato per l'anno precedente. Tale valore, che è rimasto invariato anche per l'anno 2018, potrà essere ulteriormente aggiornato dall'Autorità con cadenza annuale, in relazione alle disponibilità del Conto assicurazione gestito dalla CSEA e alle relative esigenze di gettito.

Mercato elettrico e del gas

Bolletta 2.0

Con la delibera 20 aprile 2017, 279/2017/R/com, l'Autorità ha introdotto un meccanismo volto a favorire la diffusione delle bollette elettroniche presso i clienti finali, anche attraverso specifiche modalità incentivanti, a beneficio degli esercenti i regimi di tutela, per la reintegrazione del differenziale tra il livello dello sconto applicato ai clienti serviti e il costo evitato dall'esercente per l'emissione della fattura in formato non cartaceo. A partire da gennaio 2016, infatti, i clienti che hanno scelto la bolletta in formato elettronico e hanno attiva una modalità di addebito automatico degli importi fatturati, ricevono uno sconto annuo che varia in ragione della tipologia di

cliente e della frequenza di emissione delle fatture prevista dalla regolazione.

Il meccanismo incentivante della delibera 279/2017/R/com è finalizzato a coprire l'eventuale differenziale tra lo sconto applicato e la stima del costo evitato, in modo da garantire l'equilibrio economico-finanziario degli esercenti che erogano i regimi di tutela.

La partecipazione al meccanismo di reintegrazione è condizionata al raggiungimento di un livello minimo di clienti cui viene erogato lo sconto, e l'ammontare di reintegrazione ricevuto da ciascun partecipante:

- aumenta in ragione del superamento del livello della soglia minima (posta pari al 7% dei clienti serviti nei regimi di tutela) fino al raggiungimento di un secondo livello di soglia massima

¹⁰ L'assicurazione attualmente in vigore copre tutti i PdR relativi alle utenze domestiche e ai condomini con uso domestico, come definiti dal TIVG, e i PdR relativi ad attività di servizio pubblico e alle 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.

(pari al 50% dei clienti serviti), in corrispondenza del quale il venditore ha diritto a ricevere l'intera reintegrazione;

- dipende dal numero effettivo di bollette contenenti lo sconto emesse in un anno;
- prevede, qualora siano raggiunti i livelli soglia nell'anno di riferimento della compensazione, ma non nel precedente, anche il riconoscimento degli ammontari relativi all'anno precedente.

Le attività inerenti al meccanismo incentivante, inclusa la verifica delle informazioni fornite dai partecipanti al meccanismo medesimo, sono gestite dalla CSEA e gli importi da corrispondere ai venditori vengono erogati a valere sul:

- Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione (energia elettrica);
- Conto per la gradualità della componente di commercializzazione della vendita al dettaglio gas (gas).

Di seguito, nelle tavole 8.2 e 8.3, si riportano i valori, per ciascun settore, degli ammontari di reintegrazione. Con specifico riferimento al settore elettrico, in coerenza con quanto avviene in sede di quantificazione delle componenti RCV, si prevede un ammontare di reintegrazione distinto: da un lato, per gli esercenti societariamente

separati che alla data del 31 dicembre 2015 servono un numero di punti di prelievo superiore a 10 milioni, e dall'altro, per gli altri esercenti, e ciò per il fatto che per causa delle diverse economie di scala, il costo evitato risulta minore per i soggetti che hanno maggiori dimensioni (in ragione del minore costo mediamente sostenuto), determinando un differenziale da riconoscere superiore.

Nel corso del periodo in esame sono stati altresì effettuati tre interventi di aggiornamento della regolazione della Bolletta 2.0.

Nel primo caso, con la delibera 9 marzo 2017, 129/2017/R/com, è stato previsto che, a partire dalla data dell'1 luglio 2017, la bolletta sintetica dei clienti non domestici, così come già previsto per i clienti domestici, riporti per ciascun mese la potenza massima prelevata e, almeno una volta all'anno, il dettaglio dei livelli massimi di potenza prelevata mensilmente negli ultimi 12 mesi; ciò al fine di consentire anche ai clienti non domestici di valutare l'adeguatezza della propria potenza impegnata.

Il secondo intervento, approvato in via d'urgenza, si è reso necessario a seguito della segnalazione da parte dell'Agenzia delle Entrate, che ha manifestato l'esigenza di un intervento nella regolazione della bolletta in merito al canone RAI. In particolare, con la delibera 13 luglio 2017, 532/2017/R/com, è stato previsto che tra le voci che

TAV. 8.2

Ammontare di reintegrazione per il settore elettrico

TIPOLOGIA DI CLIENTE FINALE	CLIENTI DOMESTICI	ALTRI PUNTI DI PRELIEVO IN BASSA TENSIONE
€/punto di prelievo		
Esercente la maggior tutela con più di 10 mln di clienti	3,30	3,70
Esercente la maggior tutela con meno di 10 mln di clienti	2,10	2,30

Fonte: ARERA.

TAV. 8.3

Ammontare di reintegrazione per il settore del gas naturale

TIPOLOGIA DI CLIENTE FINALE	CLIENTI DOMESTICI	ALTRI PUNTI DI PRELIEVO IN BASSA TENSIONE MINORI DI 200.000 S(m3)/ANNO
€/punto di riconsegna		
Esercente la tutela	2,10	4,60

Fonte: ARERA.

compongono la sintesi degli importi fatturati della bolletta sintetica fosse presente anche la voce "Rimborso canone di abbonamento alla televisione per uso privato" per i clienti per i quali è dovuto il rimborso degli importi già versati. Inoltre con la delibera in parola è stato previsto che nella prima bolletta emessa ogni anno nei confronti dei clienti finali identificabili come inadempienti al versamento del canone, fosse inserito uno specifico messaggio in merito alle modalità obbligatorie di pagamento del canone RAI mediante modello F24, qualora ancora dovuto.

Infine, l'Autorità è intervenuta con la delibera 5 dicembre 2017, 849/2017/R/com, al fine di uniformare la regolazione vigente del mercato *retail* con le disposizioni adottate a seguito della riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema,¹¹ che stabilisce una nuova logica di raggruppamento delle varie componenti, in due soli raggruppamenti ossia "Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili - A_{SO5} " e "Rimanenti oneri generali - A_{RIM} ". In particolare, con il provvedimento adottato sono stati aggiornati: la disciplina della Bolletta 2.0, per i dettagli relativi al contenuto delle singole aggregazioni degli importi fatturati; il Glossario¹², con riferimento all'energia elettrica per la voce "Spesa per oneri di sistema"; il Codice di condotta commerciale¹³, per quanto riguarda la disposizione che prevede che i clienti finali, anche al fine di garantire la trasparenza contrattuale, siano resi consapevoli che la produzione delle energie rinnovabili e la cogenerazione sono incentivate mediante una specifica componente tariffaria.

Nuova disciplina del recesso dai contratti di fornitura

Con la delibera 9 giugno 2016, 302/2016/R/com, l'Autorità ha modificato le modalità e tempistiche per l'esercizio del diritto di recesso dai contratti di fornitura dei clienti finali di piccole dimensioni, anche al fine di omogeneizzare la disciplina al contesto di evoluzione del mercato *retail*. La delibera ha allineato le tempistiche di recesso, in caso di cambio fornitore, con le nuove tempistiche di *switching* dei clienti finali domestici, dei clienti finali in bassa tensione e/o con consumi di gas naturale non superiori ai 200.000 S(m³).

Con la delibera 24 novembre 2017, 783/2017/R/com, l'Autorità ha approvato disposizioni funzionali alla gestione del processo

di recesso per cambio fornitore tramite il SII, con riferimento sia al settore elettrico che al settore del gas naturale. Il provvedimento, che segue il documento per la consultazione 20 luglio 2017, 544/2017/R/com, si inserisce nel procedimento volto a conferire al SII il ruolo di interfaccia informatica sia per la gestione del processo di recesso per cambio fornitore, sia per i relativi scambi informativi tra operatori. Con le modifiche della delibera 783/2017/R/com il processo di recesso per cambio fornitore tramite il SII risulta efficientato, più trasparente nelle comunicazioni intra-operatori e con tempistiche certe di esecuzione, a tutela del cliente finale.

Il provvedimento è entrato in vigore il 15 febbraio 2018 per il settore elettrico, mentre sarà pienamente operativo a partire dall'1 novembre 2018 per il settore del gas naturale, ovvero in concomitanza con la messa a regime della riforma del processo di *switching* gas nel tramite del SII previsto dalla delibera 8 febbraio 2018, 77/2018/R/com.

La delibera in parola è intervenuta relativamente a:

- semplificare le modalità di invio della comunicazione di recesso contestuali alla richiesta di *switching*. In presenza di un mandato a recedere da parte del cliente finale, infatti, l'invio della richiesta di *switching* costituisce anche esercizio del recesso per cambio fornitore. Tale soluzione permette un notevole efficientamento delle operazioni dei soggetti interessati dal punto di vista funzionale, abolendo gli obblighi di comunicazione dai venditori entranti ai venditori uscenti e da questi ultimi al SII senza aggravio di costi per l'adeguamento dei sistemi informativi. Il flusso utilizzato per il recesso sarà il medesimo della richiesta di *switching*, così come già in uso nel settore elettrico e di prossima implementazione nel settore del gas naturale;
- disporre per il mantenimento del venditore corrente nei casi in cui non vada a buon fine lo *switching*. Il recesso per cambio fornitore sottoscritto dal cliente finale non risulterà più efficace qualora non si concretizzi lo *switching* associato e ciò modifica la previgente regolazione, la quale prevedeva in questi casi, l'attivazione dei servizi di ultima istanza.

Segnatamente la delibera 783/2017/R/com ha introdotto ulteriori interventi volti a efficientare i processi di recesso e *switching* e

¹¹ In vigore dall'1 gennaio 2018 per effetto della delibera 28 giugno 2017, 481/2017/R/eel.

¹² Approvato con delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R.

¹³ Delibera 8 luglio 2010, ARG/com 104/10.

TAV. 8.4

Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo

INCIDENZA	LUG.-DIC. 2011 (B)	2012 (B)	2013 (B), (C)	GEN. 2014 - FEB. 2015 (B)	MAR. -DIC. 2015	2016	2017
Nel periodo analizzato	0,3%	5,8%	18,7% (A)	22,2%	30,8%	34,4%	32,5%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%	22,1%	23,7%

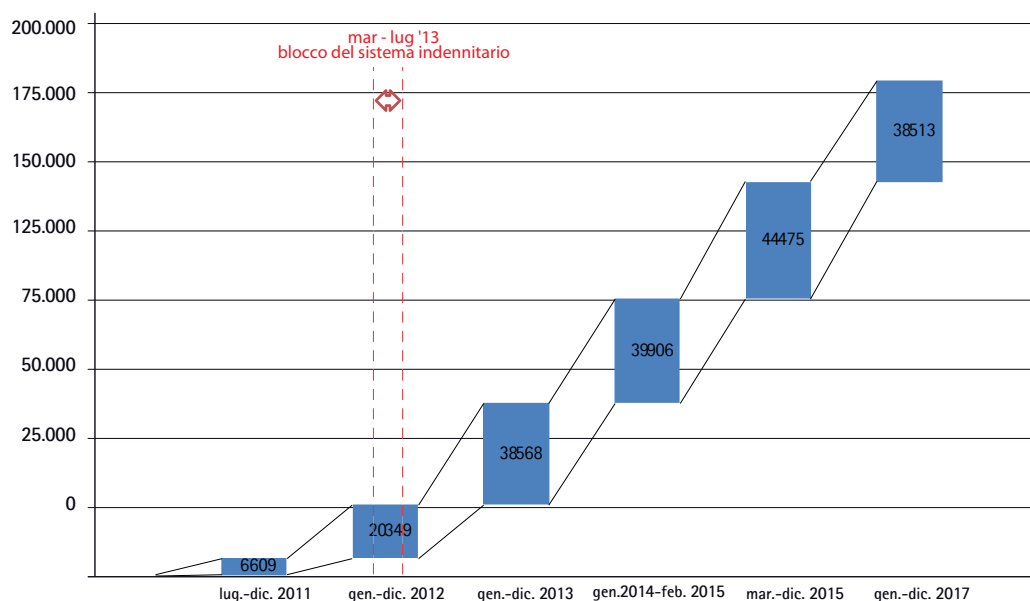
- (A) Dati nel periodo marzo-dicembre 2013 al netto delle richieste di indennizzo relative a punti di prelievo il cui titolare ha effettuato una volta in seguito alla prima richiesta di indennizzo in modo da non essere più rintracciato. Fenomeno invece incluso negli altri trimestri. Tale differenza, tuttavia, non inficia 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 inficia 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.

Fonte: ARERA

FIG. 8.1

Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario

Clienti per cui più esercenti consecutivamente hanno richiesto l'indennizzo



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Acquirente unico.

uniformarli per *commodity* e per tipologia di cliente finale. La medesima delibera ha, altresì, ampliato l'ambito delle disposizioni della delibera 302/2016/R/com relativamente alle modalità di esercizio del recesso per cambio fornitore, ora estesa a tutte le tipologie di clienti finali.

Disciplina della morosità

Nel corso dell'anno 2015, con la delibera 29 maggio 2015, 258/2015/R/com, l'Autorità ha integrato la regolazione della

morosità per entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas naturale disciplinando, tra l'altro, la costituzione in mora e la rateizzazione delle fatture. Avverso tale delibera un'impresa di distribuzione ha proposto ricorso al TAR Lombardia, formulando una serie di censure, con riferimento esclusivo al solo settore dell'energia elettrica, sia di carattere sostanziale sia procedurale, avverso specifiche previsioni in materia. Il TAR Lombardia, con sentenza 6 settembre 2016, Sez. II, n. 1629, ha accolto il ricorso esclusivamente con riferimento alle doglianze di natura procedurale concernenti alcune previsioni¹⁴. In particolare, l'accoglimento si fonda sulla mancata attivazione

¹⁴ Per maggiori dettagli sull'argomento si rimanda alla *Relazione Annuale 2017*, Vol. II, Capitolo 7, paragrafo "Disciplina della morosità."

delle garanzie partecipative nell'ambito del procedimento di regolazione, confermando in sostanza la validità del merito delle misure censurate. Alla luce della pronuncia del TAR Lombardia, l'Autorità ha quindi ritenuto necessario darvi ottemperanza ponendo in consultazione, tra l'altro, una disciplina di analogo contenuto alle disposizioni annullate per difetto di istruttoria tramite l'adozione del documento per la consultazione 1 dicembre 2016, 712/2016/R/com. Con la delibera 25 maggio 2017, 376/2017/R/com l'Autorità, tenuto conto delle osservazioni pervenute, ha adottato una disciplina di analogo contenuto a quella annullata, così come rappresentata nel documento 712/2016/R/com ai fini dell'ottemperanza alla succitata sentenza 1629/16. Si è tuttavia riconosciuta a ciascuna impresa di distribuzione la facoltà di adottare, in via transitoria e nelle more dell'adeguamento dei processi aziendali gestionali e di fatturazione, una procedura di fatturazione del servizio di trasporto semplificata che garantisca comunque analoghi effetti incentivanti in merito alla corretta applicazione delle disposizioni in materia di chiusura dei punti di prelievo per morosità. Da ultimo la medesima delibera ha accolto alcune specifiche richieste degli operatori emerse nell'ambito della consultazione, definendo una disciplina di dettaglio circa gli effetti dell'intervento di Interruzione dell'alimentazione del punto di prelievo sulle richieste di attivazione della fornitura nonché modificando le modalità di applicazione degli indennizzi in caso di mancata comunicazione degli esiti dell'intervento di chiusura con particolare riferimento ai punti di prelievo serviti in maggior tutela.

Disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario, introdotta con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, e integrata con la delibera 22 marzo 2012, 99/2012/R/eel, persegue la finalità di garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi tre mesi precedenti la data di *switching* del cliente finale moroso (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale 2015*).

Nello specifico, il sistema indennitario prevede che la richiesta di indennizzo da parte dell'esercente sia presentata al gestore del sistema indennitario, identificato con delibera 30 novembre 2010, ARG/elt 219/2010, nella società Acquirente unico.

Relativamente al primo periodo di implementazione del sistema indennitario – dall'entrata in operatività nel luglio 2011 a dicembre 2017 – emerge che gli esercenti la vendita uscenti hanno emesso più

di 815.000 richieste di indennizzo, la cui correttezza è stata accertata dal gestore, per corrispettivi C^{MOR} totali di 225,7 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di 356,3 milioni di euro. Nel corso del 2017, gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi in media per 3,4 milioni di euro al mese. 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 12 e i 18 mesi, durante il quale gli esercenti la vendita uscenti avrebbero dovuto incassare i propri crediti dai clienti finali tramite i canali standard di riscossione), gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre del 63% gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo.

Il gestore del sistema indennitario svolge attività di monitoraggio dell'omonimo sistema in merito a diversi parametri, tra i quali l'eventuale utilizzo ripetuto dello *switching* al fine di non pagare le fatture relative agli ultimi mesi della fornitura; i risultati di tale analisi sono evidenziati nella tavola 8.4 e nella figura 8.1.

L'analisi degli indennizzi riconosciuti mostra come, tra gennaio e dicembre 2017, le richieste di indennizzo relative a clienti finali che già ne avevano ricevute rappresentino, per il terzo anno consecutivo, il 32,5% dei nuovi indennizzi riconosciuti nello stesso periodo, anche se in leggera diminuzione (-1,8%) rispetto all'anno precedente.

Il gestore del sistema indennitario, su richiesta e in coordinamento con l'Autorità, ha inoltre realizzato 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. Sulla base delle evidenze riscontrate dal gestore nel corso di tali controlli, con la delibera 15 giugno 2017, 426/2017/E/eel, l'Autorità ha approvato due verifiche ispettive circa il rispetto della disciplina del sistema indennitario: una nei confronti di un esercente la vendita di energia elettrica e l'altra nei confronti di un'impresa distributrice di energia elettrica. Le suddette verifiche ispettive sono state eseguite nel corso del 2017 e, nel corso di una queste, l'Autorità ha riscontrato l'inosservanza di alcune disposizioni. A fronte delle evidenze riscontrate nel corso della verifica ispettiva eseguita presso l'impresa distributrice, con le determine 19 gennaio 2018 7/2018-DSAI e 8/2018-DSAI sono stati avviati due procedimenti sanzionatori. Le condotte contestate,

infatti, sono ascrivibili a due società distinte che si sono avvicinate nella gestione della rete di distribuzione in virtù di un'operazione societaria straordinaria.

Nel 2017, inoltre, con la delibera 3 agosto 2017, 593/2017/R/com, l'Autorità ha definito la disciplina a regime del sistema indennitario unitariamente per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, attraverso la piena implementazione dei relativi processi all'interno del SII.

Nelle more dell'entrata in piena operatività del SII, infatti, con la delibera ARG/elt 219/10, l'Autorità aveva previsto l'adozione di una disciplina semplificata del sistema indennitario (di seguito: disciplina transitoria), rimandando l'implementazione della relativa disciplina a regime alla piena operatività del SII. Pertanto, in seguito al completamento della disciplina dei processi gestiti nell'ambito del SII – in particolare relativi alla voltura e allo *switching* – e del loro sviluppo operativo e informatico, è stato possibile approvare la disciplina a regime del sistema indennitario, semplificando al contempo le attività previste dalla disciplina transitoria in capo ai venditori e alle imprese distributrici. In particolare, l'Autorità ha semplificato le modalità operative del sistema indennitario, nel rispetto dei principi di gradualità, di minor impatto sui sistemi informativi per i venditori e di massima semplificazione per le imprese distributrici, compatibilmente con le informazioni disponibili nel Registro centrale ufficiale (RCU). Inoltre, nella disciplina a regime del sistema indennitario, l'Autorità ha mantenuto invariato l'ambito oggettivo di applicazione per il settore dell'energia elettrica, clienti connessi in BT, prevedendone l'applicazione per il settore del gas naturale ai clienti finali domestici, ai condomini ad uso domestico con consumo annuo non superiore a 200.000 S(m³) e agli usi diversi con consumo annuo non superiore a 50.000 S(m³). Infine, ha confermato i criteri di quantificazione del livello dell'indennizzo aggiornandone esclusivamente le modalità applicative, al fine di tenere conto dell'allungamento della durata dello scoperto potenziale dei venditori cui l'indennizzo è commisurato, in seguito ad alcune modifiche regolatorie in tema di costituzione in mora e procedura di *switching*, ed estendendoli anche al settore del gas.

Da ultimo e per entrambi i settori, ha confermato l'impianto complessivo degli istituti a tutela del venditore entrante e chiarito maggiormente alcuni aspetti applicativi a tutela del cliente finale.

Interventi di riforma della gestione dei dati di misura nel SII

Nell'ambito delle attività finalizzate a dare attuazione alla legge 24 marzo 2012, n. 27/2012, in riferimento alla gestione dei dati di misura dei consumi nell'ambito del SII l'Autorità ha delineato i propri orientamenti e adottato le disposizioni funzionali a migliorare e rendere più efficienti i processi di archiviazione e messa a disposizione dei dati di misura nei settori dell'energia elettrica e del gas. I predetti interventi perseguono l'obiettivo "Più concorrenza nei mercati *retail*, anche grazie a una domanda più consapevole e attiva" individuato nel Piano strategico definito dall'Autorità per il quadriennio 2015-2018, che concerne, tra l'altro, la capacitazione dei clienti finali mediante strumenti per una migliore consapevolezza dei propri consumi. In particolare, con riferimento al settore elettrico, con il documento per la consultazione 25 maggio 2017, 377/2017/R/eel, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti finalizzati ad assegnare al SII il ruolo di interfaccia unica per la messa a disposizione dei dati di misura nei confronti di imprese distributrici e utenti del trasporto. L'obiettivo prefissato è quello di costituire, nell'ambito del SII, un *hub* centralizzato che possa, in prospettiva, rendere i dati di misura accessibili direttamente ai clienti finali o a terze parti autorizzate dagli stessi. A tal fine, con la delibera 3 agosto 2017, 594/2017/R/eel, l'Autorità, allo scopo di uniformare ed efficientare i meccanismi operativi di messa a disposizione dei dati periodici e delle relative rettifiche, nonché dei dati messi a disposizione nei casi di voltura e *switching*, ha previsto che il SII acquisisca dalle imprese distributrici i dati di misura, li certifichi a garanzia sia degli operatori coinvolti sia dell'affidabilità dei processi, e li metta a disposizione degli utenti del trasporto, a partire dai dati di competenza gennaio 2018.

Con riferimento al settore del gas naturale, in riferimento alla gestione dei dati di misura dei consumi nell'ambito del SII, con il documento per la consultazione 6 aprile 2017, 230/2017/R/gas, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito all'avvio del processo di gestione dei dati di misura nell'ambito del SII, estendendo la centralizzazione della messa a disposizione dei suddetti dati anche al settore del gas. Successivamente, con la delibera 15 giugno 2017, 434/2017/R/gas, l'Autorità ha previsto, in via sperimentale, la prima fase della centralizzazione della messa a disposizione

dei dati di misura, dando disposizione alle imprese distributrici di trasmettere al SII, contestualmente e parallelamente all'invio agli utenti della distribuzione, i dati di misura relativi ai punti di riconsegna rilevati in accordo con le frequenze e le modalità descritte nel TIVG.

Interventi di riforma dei processi finalizzati alla gestione dei clienti finali nel SII

Con la delibera 9 marzo 2017, 130/2017/R/eel, l'Autorità ha definito le procedure funzionali all'aggiornamento massivo delle informazioni contenute nell'RCU del SII, nonché la revisione delle procedure di aggiornamento dei medesimi dati, al fine di consentire una corretta applicazione della struttura tariffaria TD ai punti di prelievo nell'ambito dei processi commerciali e dei connessi flussi informativi, coerentemente con le modifiche attuate dal graduale percorso di riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica.

Nel documento per la consultazione 544/2017/R/com, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti in materia di riforma del processo di *switching* nel settore del gas naturale, in analogia alla riforma già implementata nel settore elettrico. Nel sopracitato documento per la consultazione, l'Autorità non si è limitata a definire la procedura di *switching* nell'ambito del SII, ma ha delineato una revisione organica e complessiva del quadro della regolazione in materia di esecuzione di un contratto di vendita al fine di perseguire vantaggi in termini di trasparenza, terzietà, certezza e standardizzazione nello scambio dei flussi informativi tra gli operatori, sfruttando le caratteristiche e le potenzialità del SII, a beneficio *in primis* dei clienti finali. In particolare, gli orientamenti delineati riguardano:

- le disposizioni in materia di rapporti contrattuali con gli operatori di rete, funzionali all'esecuzione del contratto con il cliente finale, con particolare riferimento al contratto di distribuzione, di bilanciamento e alla regolazione funzionale alla corretta individuazione nella filiera dei soggetti esercenti servizi energetici;
- le procedure del processo di *switching* e aggiornamento della controparte commerciale nell'ambito del SII;
- la riforma degli istituti di cessazione amministrativa e all'attivazione dei servizi di ultima istanza.

Al fine di consentire l'implementazione per fasi della riforma delineata nel documento per la consultazione 544/2017/R/com,

i primi due provvedimenti pubblicati sono stati la delibera 5 dicembre 2017, 850/2017/R/gas, e la delibera 8 febbraio 2018, 77/2018/R/com.

Con la delibera 850/2017/R/gas l'Autorità ha ampliato il contenuto informativo dell' RCU nel SII, apportando integrazioni alle modalità di aggiornamento dei dati in esso censiti con riferimento al settore gas. L'ampliamento del contenuto informativo dell'RCU è volto, *in primis*, a semplificare gli scambi informativi funzionali alla risoluzione contrattuale, alla messa a disposizione dei dati funzionali all'inizio della fornitura e all'attivazione dei servizi di tutela e *default* gestiti nei processi di voltura e *switching* nell'ambito dell'SII. Con riferimento alle modalità e alle tempistiche di implementazione, la delibera in parola ha previsto un percorso graduale, per fasi, che si concluderà con l'entrata in operatività del processo di aggiornamento *on condition* di tutti i dati presenti nell'RCU, a partire dal mese di giugno 2018.

Con la delibera 77/2018/R/com l'Autorità ha definito, per quanto riguarda il settore del gas, l'implementazione degli istituti dello *switching*, della risoluzione contrattuale e dell'attivazione dei servizi di ultima istanza mediante il SII e, con riferimento al settore elettrico, ha modificato la delibera 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel, in merito agli obblighi previsti dalla normativa vigente in materia di verifica dei dati del cliente finale e dei relativi titoli in relazione all'unità immobiliare per la quale si richiede la fornitura.

In dettaglio, la delibera 77/2018/R/com ha approvato:

- l'Allegato A, contenente la nuova regolazione relativa all'aggiornamento della controparte commerciale e allo *switching* di un punto di prelievo attivo;
- l'Allegato B, contenente le disposizioni funzionali del processo di risoluzione contrattuale, secondo le diverse fattispecie previste, e di attivazione dei servizi di ultima istanza;
- l'Allegato C, in cui sono riportate le modifiche in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura in occasione del cambio fornitore, nonché dei dati funzionali all'erogazione della fornitura.

In sintesi, il succitato provvedimento:

- ha confermato gli orientamenti delineati nel documento per la consultazione 544/2017/R/com con riferimento all'implementazione nell'ambito del SII delle procedure: di *switching*, di aggiornamento della controparte commerciale, dell'attivazione dei servizi di ultima istanza, della

- rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura nei casi di cambio fornitore;
- ha omogeneizzato la regolazione vigente in tema di risoluzione contrattuale del contratto di distribuzione nel settore del gas con quella vigente nel settore elettrico, ove eventuali differenze non siano motivate da esigenze specifiche e peculiarità del settore;
- ha mantenuto la previsione vigente secondo la quale la data di decorrenza dello *switching* debba coincidere con il primo giorno del mese e la richiesta debba essere presentata entro il giorno 10 del mese antecedente, rimandando a successivi provvedimenti la definizione di procedure che consentano lo *switching* in qualsiasi giorno del mese;
- ha abrogato gli indennizzi a carico dell'impresa distributrice e a favore degli esercenti i servizi di ultima istanza su rete di distribuzione, nei casi di incompleta richiesta di attivazione dei servizi di ultima istanza;
- ha previsto che il mancato integrale pagamento, da parte dell'utente del servizio (UdD) precedentemente servito nell'SdD_T, degli importi fatturati nell'ambito dell' SdD_T costituisca causa di risoluzione del contratto di distribuzione, decorsi 12 mesi dallo scadere dell'ultima fattura relativa all' SdD_T medesimo.

Al fine di consentire di accertare la piena affidabilità del SII in relazione a ciascuna attività svolta prima del suo effettivo rilascio, assicurando l'effettuazione di opportuni passaggi intermedi di sperimentazione e test di corretto funzionamento, la delibera 77/2018/R/gas ha individuato nell'1 novembre 2018 la data a partire dalla quale le transazioni e i processi riformati siano gestiti esclusivamente e ufficialmente nell'ambito del SII.

Le 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 fondamentale per giungere a un assetto in cui il mercato libero costituisce la modalità normale di approvvigionamento anche per i clienti di piccola dimensione, soprattutto in vista della cessazione della disciplina

transitoria dei prezzi (che, ai sensi della legge n. 124/17, avrà luogo l'1 luglio 2019, come anticipato), 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 capacitazione 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 che per quello del gas naturale, la disciplina delle offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (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).

Più in particolare, la delibera ha posto l'obbligo, in capo a ciascun operatore del mercato libero, di inserire nel proprio menù di offerte commerciali due formule di offerte PLACET – una a prezzo fisso e una a prezzo variabile – caratterizzate da condizioni generali di fornitura fissate dall'Autorità con l'eccezione delle condizioni economiche, i cui livelli sono liberamente definiti dal venditore (in accordo a una struttura predefinita di corrispettivi). In entrambi i casi, il prezzo dell'energia è articolato in una quota fissa espressa in €/cliente/anno e una quota energia espressa in €/kWh o €/S(m³) e quindi proporzionale ai volumi consumati.

In dettaglio, le offerte PLACET dell'energia elettrica a prezzo variabile prevedono, in ogni mese, un prezzo indicizzato al PUN (Prezzo Unico Nazionale) espresso in €/kWh, così come determinato dal Gestore dei mercati energetici (GME). Il prezzo è differenziato per fasce orarie in presenza di un contatore telegestito. In particolare,

per i clienti domestici telegestiti, il prezzo è differenziato nelle fasce orarie F1 e F23, mentre, per i clienti non domestici telegestiti, esso è differenziato nelle fasce orarie F1, F2 e F3. Per i clienti, domestici e non domestici, che non hanno un contatore telegestito il prezzo è lo stesso in tutte le ore.

Le offerte PLACET di gas naturale a prezzo variabile prevedono un prezzo indicizzato al TTF determinato in ogni trimestre come media aritmetica delle quotazioni *forward* trimestrali OTC relative al trimestre in questione, presso l'*hub* TTF, rilevate da ICIS-Heren con riferimento al secondo mese solare antecedente il medesimo trimestre.

Con la delibera 5 dicembre 2017, 848/2017/R/com, l'Autorità ha, tra l'altro, individuato nel Portale per la raccolta e la pubblicazione in modalità *open data* di tutte le offerte presenti sul mercato di vendita al dettaglio elettrico e gas (che verrà realizzato e gestito dal gestore nel SII ai sensi della delibera 1 febbraio 2018, 51/2018/R/com¹⁵) lo strumento per la comparazione delle offerte PLACET.

Con specifico riferimento alle condizioni contrattuali, la disciplina delle offerte PLACET ha anche previsto la predisposizione – da parte dell'Autorità, con il contributo dei partecipanti a un apposito Tavolo di lavoro permanente rappresentativo sia degli interessi della domanda che dell'offerta – di un modulo delle condizioni generali di fornitura, utilizzabile su base volontaria da parte dei venditori, costituente il *benchmark* per la redazione dei contratti di somministrazione. Tale modulo è stato approvato con la delibera 15 febbraio 2018, 89/2018/R/com. I venditori che adottano il modulo in parola non possono modificare e/o integrarne le relative clausole, mentre coloro che non lo adottano devono comunque conformarsi alla disciplina delle offerte PLACET ai fini della redazione delle condizioni generali di fornitura dei relativi contratti.

La disciplina delle offerte PLACET costituisce adempimento alle previsioni di cui all'art. 1, commi 62 e 63 della legge n. 124/17.

Linee guida per la promozione delle offerte di energia a favore dei gruppi di acquisto

Il documento per la consultazione 29 marzo 2018, 191/2018/R/com, si inquadra nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con la delibera 610/2017/R/com, recante *Linee guida per la promozione delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese nei*

mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale a favore dei gruppi di acquisto, con particolare riferimento alla confrontabilità, alla trasparenza e alla pubblicità delle offerte, nonché alla realizzazione di piattaforme informatiche tese a facilitare l'aggregazione dei piccoli consumatori in ottemperanza alle disposizioni di cui all'art. 1, comma 65, della legge n. 124/17. I gruppi di acquisto, cui sono rivolti gli interventi regolatori oggetto del documento di consultazione, sono intermediari qualificati tra la domanda e l'offerta nei mercati energetici; questi si occupano, in particolare, della negoziazione, per il tramite di un soggetto organizzatore, delle condizioni economiche e contrattuali di fornitura di energia per i loro membri e offrono varie forme di assistenza ai partecipanti sia nella fase di adesione al gruppo che in quella di sottoscrizione dell'offerta proposta dal venditore selezionato.

I potenziali vantaggi ascrivibili alla partecipazione ai gruppi in parola sono principalmente riconducibili a due aspetti. In primo luogo, i gruppi costituiscono dei potenziali strumenti di transizione al mercato libero, segnatamente per quei clienti di minori dimensioni che fino a ora si sono mostrati più restii ad abbandonare i regimi di tutela in ragione della percepita disparità negoziale con i venditori. Ciò in quanto l'aggregazione di una vasta platea di clienti consente loro di riequilibrare la loro posizione contrattuale con il venditore così da ottenere offerte economicamente più vantaggiose e che più si attagliano alle loro esigenze di consumo. Inoltre, i gruppi in parola sono potenziali strumenti di capacitazione dei clienti finali poiché possono stimolare l'interesse di questi ultimi alla comprensione delle offerte di mercato e alla valutazione delle stesse grazie alle opportunità di risparmio che offrono. Peraltro, le informazioni sulle offerte messe a disposizione dei clienti dagli organizzatori dei gruppi consente loro di effettuare delle scelte più consapevoli del loro fornitore.

Alla luce di quanto sopra, l'Autorità, intende stabilire delle regole di comportamento di natura volontaria, per la diffusione di *best practice*, nella promozione e svolgimento delle campagne di acquisto collettivo di servizi di somministrazione di energia rivolte ai clienti finali di piccole dimensioni (identificati con i clienti finali domestici, le imprese connesse in bassa tensione e quelle con consumi annui fino a 200.000 S(m³)). Il documento per la consultazione prevede quindi:

¹⁵ I contenuti della delibera 51/2018/R/com sono dettagliati nel capitolo 9 del presente Volume.

- l'istituzione e la pubblicazione sul sito dell'Autorità di un elenco dei gruppi di acquisto che si impegnano a conformarsi alle stesse;
- le regole generali di correttezza e trasparenza da osservare nella promozione e nello svolgimento delle iniziative in questione per non fuorviare i clienti;
- i servizi minimi che devono essere messi a disposizione dei partecipanti al gruppo di acquisto per assisterli nella eventuale decisione di aderire all'offerta commerciale proposta per il tramite del gruppo;
- il contenuto minimo delle informazioni da rendere note ai clienti finali prima dell'adesione al gruppo di acquisto;
- i requisiti prestazionali che le piattaforme informatiche per l'aggregazione dei clienti finali aderenti ai gruppi di acquisto (ove presenti) devono avere per garantire la massima fruibilità e usabilità da parte degli utenti finali.

Misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria

Con la delibera 6 aprile, 228/2017/R/com, entrata in vigore l'1 maggio 2017, l'Autorità ha approvato il *Testo Integrato per l'adozione di misure propedeutiche per la conferma del contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e procedura ripristinatoria volontaria* (TIRV). Il TIRV si applica ai contratti a distanza o negoziati fuori dai locali commerciali del venditore. Prevede adempimenti documentali obbligatori in capo a tutti i venditori volti a provare l'avvenuta conferma di un contratto (misure preventive per la conferma del contratto) distinti sulla base del tipo di cliente finale che ha presentato reclamo (domestico e non domestico) e comprende una procedura speciale a carattere risolutivo, ad adesione volontaria sia del cliente finale sia del venditore, qualora nella fase di conferma del contratto non siano state rispettate le misure preventive. Tale procedura speciale, conformemente alla disciplina previgente, prevede laddove possibile il ritorno al precedente fornitore e la corresponsione di un importo massimo che il venditore ha facoltà di richiedere al cliente a titolo di corrispettivo per il periodo in cui ha avuto luogo la fornitura contestata.

La delibera ha innovato la disciplina previgente sia recependo le richieste della Commissione europea di rendere ancora più

consapevole il cliente domestico della tutela ulteriore, complementare e preventiva offerta con la procedura ripristinatoria e della possibilità di ricorrere comunque agli altri strumenti previsti dall'ordinamento avverso le forniture non richieste (quale quello previsto dall'art. 66-*quinquies* del Codice del consumo), sia prendendo atto delle segnalazioni mosse dalle associazioni dei consumatori.

Il TIRV, mediante un testo ricognitivo e organico e anche con riferimento alle seguenti disposizioni:

- distingue le misure applicabili in relazione alla tipologia di cliente finale (cliente domestico e cliente non domestico);
- individua quali requisiti di accesso per il cliente finale alla procedura a carattere risolutivo, sia la presentazione del reclamo entro un termine definito, sia l'adesione del venditore alle misure ripristinatorie;
- prevede rafforzati obblighi informativi in capo ai venditori, al fine di rendere i clienti domestici consapevoli sia del carattere volontario e supplementare delle misure ripristinatorie rispetto agli strumenti di tutela ordinari (in particolare, la proposizione di un ricorso giurisdizionale o la segnalazione all'Antitrust), sia dei rimedi offerti dalla procedura ripristinatoria qualora il cliente volontariamente decida di scegliere questa opzione;
- conferma, in caso di accoglimento del reclamo per contratto contestato da parte dei venditori aderenti, l'applicazione automatica delle misure ripristinatorie a favore dei clienti non domestici, mentre invece, in caso di clienti domestici, subordina l'applicazione di tali misure a una adesione espressa alla procedura ripristinatoria. Parallelamente, in caso di rigetto del reclamo per contratto contestato, prevede che la trasmissione allo Sportello per il consumatore energia e ambiente del rigetto e della documentazione necessaria ai fini della verifica documentale in ordine al rispetto delle misure preventive per la conferma del contratto sia automatica in caso di cliente non domestico, mentre, in caso di cliente domestico, sia subordinata all'adesione del cliente stesso alla procedura ripristinatoria.

Il TIRV dispone, inoltre, che i venditori che intendano aderire alla procedura ripristinatoria volontaria ne diano comunicazione all'Autorità e che tale adesione vincoli ciascun venditore all'applicazione degli obblighi di cui al TIRV per almeno due anni.

Con la determina 7 aprile 2017, 5/2017-DMRT, è stato istituito l'Elenco dei venditori aderenti alla procedura ripristinatoria volontaria di cui al TIRV, sono state definite le modalità di iscrizione e stabilito che tale elenco, costantemente aggiornato, venga pubblicato sul sito internet dell'Autorità.

Per garantire un elevato livello di tutela ai clienti finali e al tempo stesso l'adequatezza degli strumenti regolatori predisposti rispetto alle esigenze concrete del mercato al dettaglio, la delibera 228/2017/R/com ha previsto, altresì, che il fenomeno dei contratti contestati venga monitorato individuando gli specifici dati che devono essere comunicati all'Autorità. La determina 15 settembre 2017, 13/2017-DMRT, ha identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati relativi ai reclami ricevuti e dettagliato i dati richiesti, nonché definito le modalità e le tempistiche per la comunicazione all'Autorità dei dati strumentali all'attività di monitoraggio.

La delibera 228/2017/R/com ha sottoposto a "consultazione postuma" le disposizioni di contenuto innovativo del TIRV (in particolare: le nuove tempistiche di presentazione dei reclami da parte dei clienti domestici per accedere alla procedura di risoluzione delle controversie, nonché il termine e le modalità di adesione alle misure ripristinatorie da parte dei clienti domestici) e con l'occasione ha raccolto eventuali osservazioni su aspetti puntuali della specifica procedura applicabile ai clienti non domestici ai fini dell'efficientamento della procedura medesima. Ciò per la necessità di definire con urgenza le misure correttive indicate della Commissione europea, garantendo comunque la partecipazione degli *stakeholder* al procedimento. Con la delibera 20 luglio 2017, 543/2017/R/com, l'Autorità, in esito alla specifica consultazione avviata con la delibera 228/2017/R/com, ha apportato alcune modifiche al TIRV, operative dall'1 settembre 2017. In particolare, unitamente ad alcune modifiche procedurali, ha previsto che, in caso di accoglimento del reclamo di un cliente finale domestico, il venditore, all'interno della risposta al reclamo, informi preliminarmente il cliente anche in merito alle misure che intende adottare, tra cui il ripristino, decorsi inutilmente i termini per l'adesione alla procedura ripristinatoria.

Qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale

L'1 gennaio 2017, ove non diversamente specificato, è entrato in vigore il nuovo *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV), approvato con la delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

Gli interventi di riforma attuati sul TIQV hanno attribuito maggiore centralità alla prima fase di gestione del reclamo, nel tentativo di ridurre il numero di reclami non estinti nel rapporto diretto tra i clienti finali (o loro delegati) e le imprese di fornitura. Una maggiore incisività di questa prima fase, oltre a migliorare il livello di soddisfazione del cliente finale, può determinare impatti positivi anche sulla gestione delle controversie e sui costi a esse associati, attualmente a carico di tutti i clienti elettrici e gas.

L'obiettivo delineato viene perseguito dal nuovo TIQV attraverso un percorso triennale¹⁶ iniziato l'1 gennaio 2017, che prevede una semplificazione dei processi e una maggiore responsabilizzazione dei soggetti della filiera coinvolti nella gestione del reclamo, disponendo, tra l'altro, a partire dall'1 gennaio 2018, la classificazione per argomento e subargomento dei reclami e delle richieste di informazioni sia per il venditore sia per il distributore e, a partire dall'1 gennaio 2019, una riduzione dei tempi massimi previsti per la risposta a reclami scritti e la rettifica di fatturazione. In particolare, la classificazione omogenea aiuta gli operatori e l'Autorità a individuare i punti di maggiore criticità e interesse all'interno del rapporto di fornitura.

Il TIQV, inoltre, dispone la pubblicazione di un *Rapporto annuale sui reclami e sulle controversie*, che si affianchi al *Rapporto Annuale sulla qualità dei call center* e contenga, oltre ai dati comunicati dagli operatori sui reclami e sulle richieste di informazioni ricevuti nell'anno, anche gli esiti di una indagine di *customer satisfaction*, che verifichi la soddisfazione dei consumatori in relazione alle risposte ricevute ai reclami scritti e alle richieste di informazioni presentate agli operatori. Al riguardo, nel corso del 2017, con la delibera 28 giugno 2017, 474/2017/E/com, è stata avviata l'indagine pilota che ha coinvolto i venditori che avevano ricevuto in media almeno 1.500 reclami scritti/mese nel secondo semestre 2016 e tre imprese con almeno 300 reclami scritti/mese che hanno aderito volontariamente. L'indagine pilota ha avuto l'obiettivo di individuare:

16 *Relazione Annuale 2017*, Vol. II, Capitolo 7, paragrafo "Riforma della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale")

- i fattori chiave della qualità delle risposte come percepiti dai clienti finali;
- gli elementi necessari a definire il questionario da utilizzare per la somministrazione dei quesiti da sottoporre ai clienti nell'indagine annuale prevista dal TIQV;
- l'ordine di prevalenza e il peso dei fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione dei clienti in relazione alla risposta ai reclami scritti;
- la numerosità minima del campione da intervistare per ciascuna azienda per ottenere risultati statisticamente significativi (cioè con un margine di errore considerato accettabile per il confronto tra aziende);
- le metodologie di rilevazione più consone in relazione agli scopi dell'indagine, prendendo come riferimento la metodologia dell'indagine sui call center, che negli anni ha dato buoni risultati in termini di miglioramento dei servizi ai clienti.

L'indagine pilota si è articolata in una fase qualitativa (*focus group* e interviste in profondità con clienti con esperienza di reclamo o associazioni dei consumatori), tra la fine di luglio e la fine di settembre 2017, e in una fase quantitativa, articolata in 1014 interviste telefoniche a clienti che avevano ricevuto una risposta scritta nei giorni precedenti alla chiamata. Le interviste sono state effettuate tra il 3 e 23 ottobre 2017. Al termine dall'elaborazione dei risultati è stato messo a punto un indice sintetico di *customer satisfaction* (ICS).

Le varie fasi del processo, che hanno coinvolto le imprese e le associazioni, sono state illustrate in tre incontri tecnici con le associazioni dei clienti domestici e le associazioni di impresa; è stato inoltre costituito un gruppo di coordinamento con le imprese che sono state coinvolte nell'indagine pilota, per concordare le modalità operative (la fornitura degli elenchi di clienti, ecc.) e a cui è stato chiesto di inserire nelle lettere di risposta inviate un apposito messaggio per preannunciare l'effettuazione dell'indagine e aumentare il tasso di adesione alle interviste, nonché per dare le informazioni obbligatorie ai sensi della normativa sulla privacy.

I risultati dell'indagine pilota saranno pubblicati in forma sintetica nel primo *Rapporto annuale sui reclami e le controversie* di cui al TIQV.

Dall'1 gennaio 2017 sono entrate in vigore anche le modifiche al *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica* (TIQE) e al *Testo unico della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas* (RQDG), introdotte dalla delibera 413/2016/R/com. Dette modifiche hanno esteso ai reclami telefonici (con previsione di uno standard generale) e alle richieste in sede di conciliazione paritetica (con previsione di standard specifico) la disciplina relativa ai tempi di risposta dei distributori alle richieste dati che i venditori avanzano per rispondere a un reclamo o a una richiesta di informazione scritta di un loro cliente. Si è proceduto anche all'unificazione per entrambi i settori dell'indennizzo (pari a 25 euro) da corrispondere, nei casi di ritardo nella messa a disposizione dei dati al venditore, da parte del distributore (prima era differenziato per settore).

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e di gas

Il canale telefonico rappresenta il mezzo più immediato e più utilizzato dai clienti per mettersi in contatto con le aziende di vendita energia. L'Autorità, per tutelare i clienti, ha fissato, sin dal 2008, gli obblighi minimi e standard generali per i servizi telefonici che devono essere rispettati da tutte le aziende di vendita.

I livelli standard obbligatori riguardano l'accessibilità al servizio (per limitare code di attesa troppo elevate e ridurre il fenomeno delle linee occupate), il livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine con un colloquio con un operatore) e i tempi medi di attesa per parlare con un operatore. Tra gli obblighi minimi che le aziende devono garantire sono:

- la semplicità del risponditore automatico nell'albero fonico, che deve essere 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;
- garantire almeno un numero verde da rete fissa per operatore;
- l'informazione ai clienti del numero telefonico per mettersi in contatto con il venditore, con la pubblicazione, su internet e sulle fatture, del numero telefonico del call center, degli orari e del tipo di chiamate abilitate.

I livelli fissati dall'Autorità per gli standard e gli obblighi del servizio sono stati aggiornati dall'1 gennaio 2017, a tutela dei clienti finali, in considerazione dell'evoluzione delle esigenze dei clienti medesimi e dei miglioramenti conseguiti dalle aziende nel corso degli ultimi anni.

Per i venditori che servono fino a 10.000 clienti è prevista una disciplina semplificata, considerato che in questi casi il cliente frequentemente entra in contatto diretto con loro tramite gli sportelli presenti sul territorio.

Le aziende di vendita con almeno 50.000 clienti finali e una media giornaliera di chiamate ai propri call center uguale o superiore a 400 sono anche sottoposte, ogni semestre, a una indagine demoscopica di *customer satisfaction* presso i clienti che hanno effettivamente usufruito del servizio, in modo da garantire la verifica costante della qualità dei call center.

Il monitoraggio mira a prevenire possibili fenomeni di peggioramento del servizio, visti i buoni livelli raggiunti nel corso degli anni, e ricomprende, tra le imprese sottoposte all'indagine, anche i venditori con elevate percentuali di clienti serviti in regimi di tutela. Dal 2018 tale indagine diventa annuale, ma svolta su un arco di tempo tale da raggiungere comunque l'obiettivo di monitorare costantemente la qualità delle risposte ai clienti.

La tavola 8.5 riporta gli indicatori e gli standard generali che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

Rapporto Annuale sulla qualità dei servizi telefonici

Nel mese di giugno 2017 è stato pubblicato il secondo *Rapporto Annuale sulla qualità dei servizi telefonici*, che ha sostituito la graduatoria dei call center pubblicata sino alla fine del 2014. Esso – oltre a dar conto del rispetto degli obblighi e degli standard generali – obblighi di orari di apertura minimi, di gratuità per le chiamate da rete fissa in caso di call center con automatismi (*interactive voice response* – IVR), della possibilità di parlare con un operatore già al secondo livello di dell'IVR – fornisce informazioni individuali sul rispetto degli standard minimi comunicati da ciascun venditore con più di 50.000 clienti finali alimentati in bassa tensione e/o in bassa pressione. Nel Rapporto pubblicato nel 2017 sono, inoltre, evidenziati i risultati complessivi delle due indagini demoscopiche semestrali e sono poste in risalto sia la disponibilità di servizi tipicamente legati al call center (facilità di navigazione e gestione delle code di chiamate in attesa del colloquio con l'operatore nei momenti di intenso traffico) sia la gamma di altri strumenti di contatto offerti.

Il Rapporto in questione è caratterizzato da un perimetro più ampio rispetto ai soli servizi telefonici, poiché comprende anche gli altri canali di contatto e *customer care* che i venditori hanno affiancato ai canali tradizionali, telefonici e sportello, con l'evolversi del mercato e delle tecnologie di comunicazione.

I numeri telefonici soggetti agli obblighi sono risultati 112 (alcune imprese infatti mettono a disposizione della clientela più numeri di telefono), per un totale di clienti elettrici e gas pari, nel secondo semestre del 2017, a circa 51 milioni, di cui 28,2 milioni in tutela (di

TAV. 8.5

Standard generali di qualità dei call center

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD Dal 1° gennaio 2017
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 call center 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 call center chiedendo di parlare con un operatore.	LS ≥ 85%

Fonte: ARERA.

cui il 65,2% in maggior tutela) e 22,8 milioni nel mercato libero (di cui il 60,5% elettrici).

Le analisi, anche nel 2017, hanno rivelato che il numero di clienti serviti nel mercato libero impatta in modo nettamente superiore sul numero di chiamate ricevute dal call center rispetto ai clienti in tutela e questo effetto risulta più rilevante nel settore gas. Il numero di chiamate si rivela influenzato, secondo un ordine di importanza, dal numero di clienti del mercato libero elettrico, del servizio di tutela gas, del servizio di maggior tutela ed, infine, del mercato libero gas.

Per quanto riguarda l'indagine di *customer satisfaction*, le imprese partecipanti sono state 28 nel primo semestre e 27 nel secondo semestre (le imprese con più di 50.000 clienti che ricevono in media almeno 400 chiamate al giorno).

L'indice di soddisfazione (ICS) non sembra influenzato né dalla dimensione aziendale né dai due indicatori TMA (tempo medio di attesa) e LS (livello del servizio), i cui valori sono già molto elevati e consente in media ai clienti di accedere rapidamente sia all'IVR sia all'operatore telefonico. Una maggior influenza sull'ICS è riscontrata nella percentuale dei clienti del mercato libero di ciascuna azienda. Il livello di soddisfazione complessivo, misurato dall'indice ICS nel 2017, si è confermato in media ancora elevato (figura 8.2)

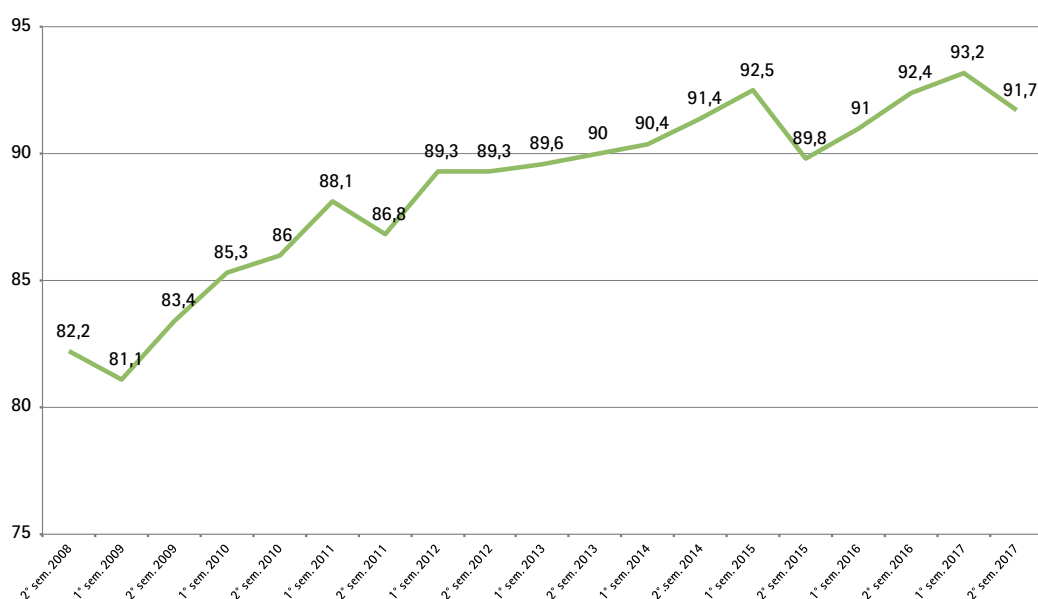
Le aziende che erogano anche altri servizi rispetto all'elettricità e al gas registrano risultati lievemente superiori e ciò potrebbe essere determinato, in parte, dal fatto che le aziende multiutility godono, da parte dei propri clienti, di una percezione di affidabilità e solidità derivata dall'essere degli *incumbent*.

Per quanto riguarda le maggiori criticità rilevate durante le interviste, come gli anni scorsi, esse riguardano un 22,2% di clienti che ha dovuto telefonare più volte e, fra questi, un 32,9% che dichiara di aver ottenuto risposte poco coerenti. La capacità di *problem solving*, la cortesia e la chiarezza delle risposte fornite risultano essere i fattori che, a giudizio del cliente, sono maggiormente importanti e che, in esito alle indagini, hanno fatto registrare la maggiore insoddisfazione. Tra questi, anche quest'anno si sono mostrati maggiormente insoddisfatti i clienti delle aziende che hanno dichiarato di aver ottenuto, nelle chiamate successive, risposte poco o per nulla coerenti tra loro.

Per quanto riguarda i canali ulteriori di contatto, 38 imprese su 54 hanno dichiarato di mettere a disposizione del cliente altre modalità di contatto oltre al call center (sportelli territoriali, sportelli virtuali su web, App). I flussi di contatto gestiti dalle aziende

FIG. 8.2

Indice di soddisfazione - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2008 - II semestre 2017).



Fonte: ARERA.

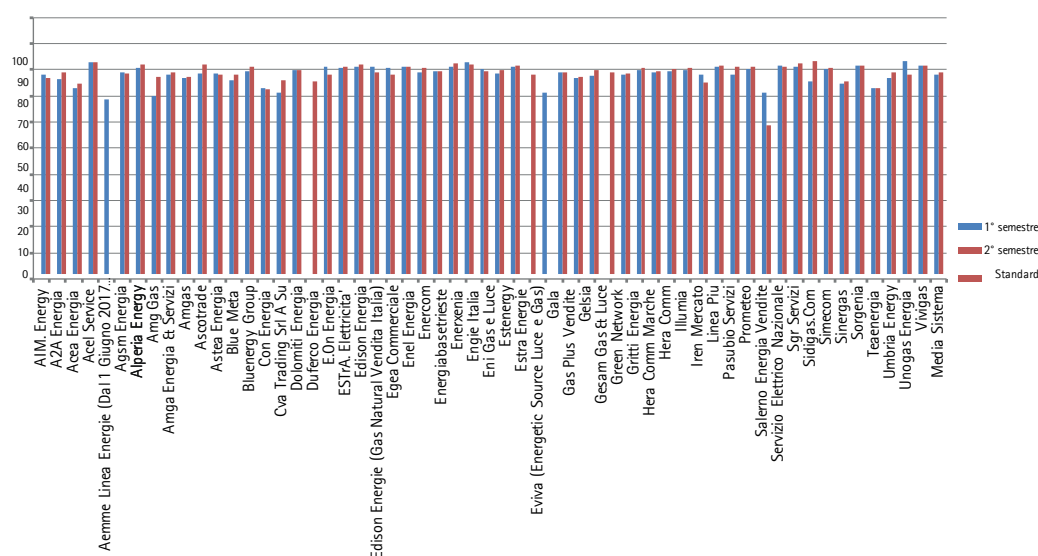
mostrano come il canale telefonico e il tradizionale sportello siano sempre più affiancati dagli altri canali di contatto ed erogazione di servizi, i cui flussi di utilizzo da parte dei clienti diventano sempre più consistenti.

Infatti, al canale telefonico e agli sportelli territoriali sempre più imprese affiancano "sportelli virtuali" attraverso i quali i clienti possono gestire le proprie pratiche. Sotto questo profilo i dati sui servizi dispositivi tramite sito internet o applicazioni per dispositivi mobili sono sensibilmente in crescita.

In particolare, emerge un ruolo non trascurabile del web, sia nella gestione delle pratiche che nell'informazione, per le imprese di maggiori dimensioni e, in particolar modo, per quelle con scarsa presenza di sportelli sul territorio e per le *newcomer*. Il *Rapporto sulla qualità dei servizi telefonici* conferma, nel complesso, buoni risultati in termini di servizio e di qualità percepita. Le figure 8.3 e 8.4 riportano i livelli di servizio e i tempi medi di attesa registrati dalle principali aziende di vendita di energia elettrica e gas nel primo e nel secondo semestre 2017.

FIG. 8.3

Livello di servizio - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I e II semestre 2017).
Livello di servizio (minimo 85%).

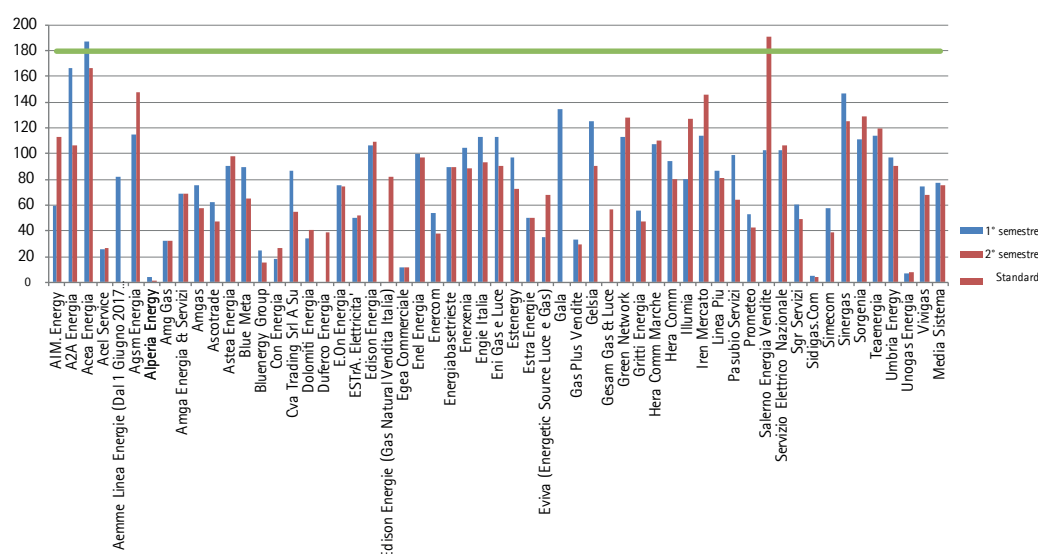


Fonte: ARERA. Elaborazione su dati dichiarati dalle imprese di vendita.

FIG. 8.4

Tempo medio di attesa - Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas interessati dalla graduatoria dei call center (I e II semestre 2017).

Tempo medio di attesa (massimo 180 secondi).



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati dichiarati dalle imprese di vendita.

Efficienza del consumo

Energy footprint

Con il documento per la consultazione 14 dicembre 2017, 865/2017/R/efr, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in relazione alla messa a disposizione dei dati di consumo storici ai clienti finali (il cui diritto è stato esplicitato dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, in recepimento della Direttiva europea 2012/27/UE), completando e in parte rielaborando quanto presentato nel documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel, al fine di tenere conto delle evoluzioni nel frattempo intercorse e, in particolare, della trasformazione digitale che investe anche il settore elettrico.

Con tale nuovo documento per la consultazione, l'Autorità ha perseguito l'obiettivo di rendere prioritariamente accessibili e fruibili al cliente finale i prelievi storici ovvero i dati inerenti alla propria impronta energetica (*energy footprint*) in formato digitale, nella prospettiva dello sviluppo di servizi innovativi per l'efficienza energetica e della gestione attiva della domanda, resi possibili dalla disponibilità dei nuovi strumenti messi in campo con il sistema di misurazione 2G.

In particolare, il documento per la consultazione 865/2017/R/efr, considerato il quadro normativo e regolatorio di riferimento, prevede:

- che i dati di prelievo siano resi accessibili attraverso il SII in quanto già depositario di tali informazioni ai sensi della legge n. 27/12, e della regolazione seguente;
- diversi step attuativi, il primo dei quali finalizzato all'accesso dei clienti finali alimentati in bassa tensione ai rispettivi dati di prelievo; sono rimandate invece a successivi procedimenti le disposizioni in merito all'accesso ai dati da parte di soggetti terzi autorizzati dal cliente finale – anch'esso previsto nel pacchetto delle misure delineate dal decreto legislativo n. 102/14 – ai quali i dati potranno comunque essere trasferiti in prima applicazione direttamente dal cliente finale stesso, e dei clienti di maggiori dimensioni;
- che le informazioni rese disponibili riguardino:
 - i dati storici di fatturazione, che riportano i dati di misura di energia elettrica (attiva e reattiva) e i relativi prelievi, nonché il dato di potenza massima prelevata nel mese, articolati per le fasce orarie predefinite o

configurate nel caso il cliente finale abbia in dotazione un misuratore 2G;

- i dati storici del profilo temporale di prelievo, con una profondità sino a 24 mesi ove disponibili (che corrispondono ai dati già previsti in disponibilità del SII quale attore intermedio della *chain* 1, che ha come destinatario ultimo il venditore), che riportano le misure quortorarie dell'energia elettrica prelevata e della potenza massima prelevata (nel mese nel caso di misuratori di prima generazione, in ciascun giorno nel caso di un misuratore 2G);
- la messa a disposizione digitale dei dati attraverso un portale web ("Portale consumi"), predisposto dal gestore del SII, strutturato in modo tale da consentire ai clienti di:
 - accedere a un servizio semplificato di reporting, tramite browser, funzionale a facilitare la lettura e la comprensione dei dati, attraverso la produzione di semplici elaborazioni su tali dati;
 - scaricare e acquisire i suddetti dati in un formato informatico di uso comune che non comporti particolari vincoli tecnici all'acquisizione e all'utilizzabilità dei dati, cioè neutro rispetto agli strumenti tecnologici necessari per la fruizione (servizio di *download*).

Nel documento sono inoltre riportati gli orientamenti in merito all'individuazione delle modalità di autenticazione del cliente finale. In particolare a questo fine l'Autorità ha previsto l'adozione del Sistema pubblico di identità digitale (SPID), istituito dall'Agenzia per l'Italia digitale, creato in particolare per l'accesso ai servizi di pubblica utilità come quelli in parola, evitando così di duplicare e gestire nel SII i dati personali dei clienti necessari all'accesso. In particolare, nel documento è stato previsto che sia utilizzato il livello di protezione corrispondente al primo livello della classificazione dello stesso sistema SPID.

L'esigenza che l'Autorità intervenga rafforzando il diritto di accesso ai dati di prelievo da parte dei clienti finali, al fine di aumentarne la consapevolezza, secondo le modalità esposte del documento, è stata ribadita anche dalle disposizioni contenute nella legge 27 dicembre 2017, n. 205 (*legge di bilancio 2018*); in particolare l'art. 1 comma 8, stabilisce, nell'ambito delle misure finalizzate a neutralizzare i

fenomeni delle "maxibollette", che "Entro il 1° luglio 2019, il soggetto gestore del Sistema informativo integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas, di cui all'art. 1-bis del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, provvede agli adeguamenti necessari per permettere ai clienti finali di accedere attraverso il Sistema medesimo ai dati riguardanti i propri consumi, senza oneri a loro carico. Le disposizioni per l'attuazione del primo periodo sono adottate con delibera dell'Autorità di Regolazione per energia reti e ambiente [...], nel rispetto delle norme in materia di protezione dei dati personali, sentito il parere del Garante per la protezione dei dati personali". Tale volontà del legislatore sostiene la necessità di dare continuità al percorso di riforma già intrapreso dall'Autorità sulla gestione dei dati di misura, riforma che pone al centro l'effettiva implementazione del succitato diritto di accesso ai dati da parte dei clienti finali col fine ultimo di aumentarne la consapevolezza e aprire la strada al dispiego effettivo di scenari di applicazione ove il consumatore è parte sempre più attiva.

Meccanismo dei Titoli di efficienza energetica: istruttoria conoscitiva

Pubblicato nel mese di aprile 2017, il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con Il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 11 gennaio 2017 ha profondamente rivisitato il meccanismo dei titoli di efficienza energetica prevedendo nuove modalità operative per la valutazione dei risparmi energetici conseguiti e il riconoscimento dei corrispondenti certificati bianchi, oltre a definire nuovi obiettivi annuali di risparmio energetico sino al 2020. In precedenza l'Autorità, con il provvedimento 22 dicembre 2016, 784/2016/I/efr, aveva rilasciato al Ministero dello sviluppo economico parere favorevole in merito al corrispondente schema di decreto pervenuto, indicando al contempo la necessità di alcune modifiche e integrazioni e fornendo alcuni suggerimenti.

In tale contesto, con la delibera 28 aprile 2017, 292/2017/E/efr, l'Autorità ha chiuso l'istruttoria conoscitiva avviata con la delibera 1 dicembre 2016, 710/2016/E/efr, con l'approvazione del documento recante "*Resoconto dell'indagine conoscitiva relativa all'andamento del mercato dei Titoli di efficienza energetica (certificati bianchi)*". L'indagine conoscitiva era stata avviata dopo aver riscontrato nell'ambito del monitoraggio da parte del GME scambi

di Titoli di efficienza energetica (TEE) in borsa a prezzi particolarmente alti rispetto allo storico e caratterizzati da una maggiore volatilità. Essa è stata finalizzata a valutare l'opportunità dell'adeguamento delle modalità di determinazione del contributo tariffario, ai fini di aumentare l'efficienza del meccanismo con il supporto del GME in qualità di soggetto attuatore ed emittitore dei TEE, nonché dello stesso GME in qualità di soggetto gestore del mercato dei titoli.

In particolare l'istruttoria si è articolata nell'acquisizione di specifiche informazioni con riferimento ai prezzi degli scambi di TEE e al ruolo delle diverse tipologie di operatori tipicamente coinvolti negli scambi (i distributori soggetti agli obblighi, gli altri soggetti ammessi al meccanismo dei titoli ai sensi dell'art. 7 del decreto interministeriale 28 dicembre 2012 e i c.d. soggetti *trader*) nonché in merito all'andamento delle emissioni di TEE e al rapporto tra i titoli richiesti da parte degli operatori e alla valutazione dell'andamento, negli scorsi anni, delle verifiche dell'ottemperamento degli obiettivi di risparmio energetico in capo alle imprese distributrici. Analizzando le emergenti specificità e criticità del meccanismo nel suo complesso, è stato evidenziato, tra l'altro, che la tensione osservata sui mercati è sembrata correlata a diversi aspetti, forieri di per sé di rialzo dei prezzi: l'incertezza per le nuove regole e la conseguente difficoltà da parte degli operatori a prevedere la propria disponibilità di TEE; l'aumento degli obblighi aggiornati degli anni d'obbligo 2015 e 2016 per effetto della flessibilità prevista dalla normativa e del raggiungimento di medio-basse quote di adempimento degli obblighi negli ultimi anni; l'aspettativa per una futura restrizione intrinseca dell'offerta di TEE, sia per effetto delle modifiche nelle modalità di quantificazione ed emissione, sia per l'oggettivo aumento dei costi sottesi alle future iniziative di efficienza energetica.

Meccanismo dei Titoli di efficienza energetica: attività assegnate all'Autorità nell'ambito del contributo tariffario

In considerazione di quanto emerso nell'istruttoria, e al fine di tenere conto anche delle nuove prescrizioni del decreto interministeriale 11 gennaio 2017 nel frattempo pubblicato, l'Autorità, con la delibera 15 giugno 2017, 435/2017/R/efr, ha tempestivamente ridefinito alcuni aspetti delle regole di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori adempienti, al termine della consultazione degli operatori di

cui al documento 5 maggio 2017, 312/2017/R/efr. I successivi provvedimenti 6 luglio 2017, 514/2017/R/efr, e 14 settembre 2017, 634/2017/R/efr, hanno modificato alcuni aspetti puntuali delle regole di determinazione del contributo tariffario, al fine di prevederne la dilazione dell'entrata in vigore e l'ulteriore gradualità nell'applicazione.

Per effetto dei provvedimenti di cui sopra, le regole di determinazione del contributo tariffario ora vigenti prevedono, tra l'altro:

- l'utilizzo, al fine della determinazione del contributo definitivo, dei soli scambi avvenuti sul mercato conclusi a un prezzo compreso entro un intervallo del $\pm 12\%$ rispetto alla sessione precedente, definendo allo scopo il "prezzo di riferimento rilevante di sessione" (che il GME dovrà pubblicare sul proprio sito internet in conclusione di ciascuna sessione di mercato);
- la definizione del contributo di riferimento, da utilizzarsi nella formula del contributo definitivo, tenendo conto della media pesata (sui volumi delle transazioni di mercato e tramite accordi bilaterali) degli ultimi due contributi definitivi, prevedendo un transitorio per l'anno d'obbligo 2017 per il quale è previsto un peso maggiore al contributo definitivo 2016 rispetto a quello del 2015;
- la modifica dei parametri costituenti il coefficiente k (applicato, nella formula di determinazione del contributo definitivo, alla differenza tra il contributo di riferimento e i prezzi di scambio sul mercato), con progressività e gradualità;
- l'introduzione progressiva del criterio di competenza, in luogo dell'attuale di cassa, al fine di determinare quale contributo tariffario da riconoscere alle porzioni di obiettivo ottemperate;
- la definizione del contributo tariffario da erogare in occasione della nuova scadenza annuale per il raggiungimento degli obiettivi entro il 30 novembre di ciascun anno, procedendo con l'erogazione in acconto sulla base del contributo definitivo dell'anno precedente, a valere su una quantità limitata di obiettivo in capo a ciascun distributore.

La delibera 435/2017/R/efr ha previsto altresì che le modifiche introdotte non fossero retroattive ovvero che, per quanto riguarda le verifiche del conseguimento dell'anno d'obbligo 2016 (da comunicare da parte dei distributori entro il 31 maggio 2017), rimanessero

vigenti le regole di determinazione del contributo tariffario precedentemente definite. Per effetto di ciò, l'Autorità, per il tramite della Direzione Mercati Retail (con la determina 14 luglio 2017, 10/2017-DMRT), ha definito il contributo tariffario unitario definitivo per l'anno d'obbligo 2016 tenendo conto del valore medio ponderato degli scambi di titoli di efficienza energetica registrati presso il mercato organizzato nel periodo compreso tra giugno 2016 e maggio 2017, risultato pari a 191,40 €/TEE. Sulla base di tale valore, il GSE, con comunicazione nel mese di settembre 2017, ha comunicato alla CSEA gli esiti delle proprie valutazioni dei titoli annullati da ciascuna impresa di distribuzione soggetta agli obblighi, disponendo le erogazioni corrispondenti per circa 768 milioni di euro a valere sul Conto oneri, derivanti da misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, e per circa 615 milioni di euro a valere sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale. Si rimanda al capitolo relativo alle attività sanzionatorie per i seguiti relativi alle inadempienze riscontrate.

Per quanto riguarda la ripartizione degli obiettivi annuali di risparmio energetico tra ciascuna impresa di distribuzione di energia elettrica e gas naturale soggetta agli obblighi, il decreto interministeriale 11 gennaio 2017 ne ha confermato la responsabilità all'Autorità che, nelle more di tale decreto e della definizione degli obiettivi annuali per gli anni successivi al 2016, con la precedente delibera 6 ottobre 2016, 557/2016/R/efr, aveva individuato criteri e modalità, in coerenza con la normativa allora vigente, i cui aspetti in materia sono stati confermati dal successivo intervento normativo.

Ai sensi di tale delibera, una volta promulgato il decreto, l'Autorità ha disposto l'avvio della raccolta dati relativi alle quantità di energia elettrica e gas naturale distribuite nell'anno solare 2015; con i dati e le informazioni preventivamente raccolte, l'Autorità, ha potuto trasmettere al Ministero dello sviluppo economico e al GSE la quota parte dell'obiettivo totale per l'anno 2017 (pari a 5,34 Mtep/anno) in capo a ciascun soggetto obbligato (determina 12 aprile 2017, 6/2017-DMRT). Analogamente, nel mese di novembre 2017 sono stati raccolti i dati relativi all'anno solare 2016, in base ai quali è stata calcolata la ripartizione degli obiettivi 2018 (pari a 5,57 Mtep/anno) trasmessa al Ministero dello sviluppo economico e al GSE (determina 29 gennaio 2018, 1/2018-DMRT).

Monitoraggio retail

Monitoraggio dei mercati al dettaglio

Il decreto legislativo n. 93/11, 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 sia al settore elettrico sia al settore del gas naturale. Tale attività è stata avviata dall'Autorità, per entrambi i settori del 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). Con riferimento all'anno 2016, il rapporto 801/2017/II com illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendo, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti nel primo quinquennio di monitoraggio (2012-2016). Coerentemente con i Rapporti precedenti, il documento in oggetto analizza i dati 2016 raccolti in materia di:

- struttura dell'offerta e di dinamiche concorrenziali nel settore della vendita alla clientela di massa;
- frequenza con cui i clienti cambiano il fornitore (*switching*) o rinegoziano il proprio contratto col fornitore attuale;
- processi e meccanismi organizzativi a supporto del funzionamento del mercato della vendita;
- morosità, come valutata dall'analisi delle richieste di sospensione della fornitura e su indicatori di tipo economico, quali le fatture e gli importi non pagati.

I risultati dell'attività di monitoraggio confermano per il 2016, in primo luogo, l'assenza di rilevanti problematiche per i clienti MT altri usi, seppure con qualche accenno di minore dinamicità. Pertanto, nel Rapporto, non si evidenzia la necessità di interventi regolatori specifici a riguardo, ma solo l'opportunità di limitare l'azione dell'Autorità a un attento monitoraggio dei fenomeni riscontrati. Diversamente da quanto riscontrato negli anni passati, per i clienti

BT altri usi le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita hanno mostrato incoraggianti segnali di vivacità. Tali segnali sono meritevoli di particolare attenzione anche al fine di trovarne conferma negli anni futuri. Per contro, i risultati emersi per i clienti domestici nel settore elettrico, e per i clienti domestici e i condomini uso domestico nel settore del gas naturale, suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento regolatorio al superamento delle tutele di prezzo. In merito, nel rapporto si pone attenzione in primo luogo al fatto che i livelli di concentrazione registrati per la clientela domestica non migliorano nonostante il costante ingresso di nuovi piccoli fornitori nella vendita di energia elettrica e gas.

Viene pertanto evidenziata una certa frammentazione dal lato dell'offerta, con riferimento ai piccoli esercenti la vendita. D'altra parte, per entrambi i settori, viene evidenziata la necessità di tener conto della scarsa partecipazione della domanda. Quest'ultima, associata al vantaggio competitivo (che nel settore elettrico sembra addirittura mostrare segnali di crescita) degli esercenti la maggior tutela e dei venditori storici, infatti, può destare alcuni elementi di criticità in un contesto in cui stanno aumentando le uscite dai servizi di tutela dei clienti di minore dimensione, in precedenza meno attivi. Tali elementi vanno ben ponderati alla luce dell'evoluzione del mercato *retail*, al fine di evitare che nel prossimo contesto di superamento delle tutele di prezzo i clienti non riescano a cogliere l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero.

L'Autorità, nel corso del 2017, con la delibera 28 giugno 2017, 495/2017/R/com, ha continuato l'aggiornamento del sistema del monitoraggio *retail*. Ciò sia sfruttando maggiormente le potenzialità del SII nel raccogliere i dati oggetto del monitoraggio e minimizzare gli oneri informativi per gli operatori, sia includendo all'interno del perimetro del monitoraggio *retail* alcuni fenomeni già oggetto di raccolte dati ai sensi di altre discipline.

9.

Tutela dei consumatori

Intersettoriale

Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori di energia elettrica e di gas

Informazione in relazione all'attuale previsione del superamento delle tutele di prezzo e ulteriori iniziative di capacitazione a vantaggio dei clienti finali di piccole dimensioni

Con riguardo al tema dell'informazione a tutela dei consumatori l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito Autorità) ha attivato e costantemente aggiornato uno sportello unico di informazione, comprensivo anche di servizio di *call center*, destinato ai clienti finali dei settori elettrico e gas, relativamente ai loro diritti, alla normativa in vigore e alle modalità di risoluzione delle controversie. Esso è denominato "Sportello per il consumatore energia e ambiente" ed è più diffusamente trattato nel seguito¹. La sua gestione è affidata in avvalimento ad Acquirente unico – in base all'art. 27, comma 2, della legge 23 luglio 1999, n. 99, e all'art. 44, comma 4, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 – che attualmente opera sulla base della delibera 14 luglio 2016, 383/2016/E/com, e del relativo progetto operativo. In particolare il progetto per gli anni 2017-2019, approvato con la delibera 6 dicembre 2016, 727/2016/E/com, prevede un rafforzamento delle attività di informazione sulla liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, e ricomprende, in attuazione della delibera 1 febbraio 2018, 51/2018/R/com, anche specifiche attività di assistenza informativa telefonica gratuita, quali ausili attivi ai consumatori per la consultazione del Portale di comparazione delle offerte, dettagliato di seguito.

Inoltre, sulla base delle evidenze relative al *Rapporto di monitoraggio retail* 2014 e 2015, che hanno fatto emergere come i clienti finali continuino ad avere una scarsa conoscenza del mercato e degli strumenti già approntati a loro tutela per accompagnarli nella transizione verso il mercato libero come modalità normale di approvvigionamento, e coerentemente al quadro delle proposte delineato a livello europeo per la realizzazione di un nuovo modello di mercato dell'energia² che include tra i vari obiettivi quello di stimolare la partecipazione attiva del cliente finale al mercato, l'Autorità con la delibera 25 maggio 2017, 375/2017/R/com, ha avviato un procedimento per la definizione del quadro degli strumenti regolatori esistenti e per la promozione di nuovi strumenti regolatori per l'informazione e la capacitazione dei clienti finali domestici e delle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale. Ciò ritenendo che un'informazione mirata a tale tipologia di clienti, da un lato, permetta ai medesimi di superare la diffidenza acuita dalla limitata conoscenza del mercato e, dall'altro, rappresenti il presupposto per capacitare il cliente, consentendogli di esercitare la propria autotutela consapevole nel mercato. Successivamente è intervenuta la legge 4 agosto 2017, n. 124 (c.d. *Legge annuale per il mercato e la concorrenza*), entrata in vigore il

¹ Si veda al paragrafo "Il sistema di tutele dei clienti finali e degli utenti finali", in questo stesso Capitolo.

² Si vedano le proposte di direttiva del Parlamento e del Consiglio europei *Clean Energy for All Europeans – unlocking Europe's growth potential*, denominata *Winter Package*, e in particolare le proposte di direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (rifusione) con i relativi allegati – Com (2016) 864 final, Annexes 1 to 5.

29 agosto 2017, che, tra l'altro, ha stabilito che dall'1 luglio 2019 vengano definitivamente superate le tutele di prezzo, come illustrato nel precedente capitolo. Nel merito degli interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo del mercato *retail* e a carattere informativo a vantaggio dei clienti finali, ha previsto che:

- a decorrere dall'1 gennaio 2018, i clienti finali di energia elettrica riforniti in maggior tutela debbano ricevere adeguata informativa da parte di ciascun fornitore in relazione al superamento delle tutele di prezzo, secondo le modalità definite dall'Autorità entro novanta giorni dall'entrata in vigore;
- l'Autorità garantisca la pubblicizzazione e la diffusione delle informazioni in merito al superamento delle tutele di prezzo e alle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dei clienti, anche avvalendosi della società Acquirente unico.

Con la delibera 10 novembre 2017, 746/2017/R/com, l'Autorità, in attuazione dell'art. 1, comma 69, della legge n. 124/17, ha previsto ulteriori iniziative di capacitazione a vantaggio dei clienti finali di piccole dimensioni e, ai sensi dell'art. 1, comma 72, della medesima legge, la realizzazione di un progetto di pubblicizzazione e diffusione delle informazioni in avvalimento ad Acquirente unico. In particolare, la delibera 746/2017/R/com ha stabilito:

- che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela gas, a partire dall'1 gennaio 2018 e sino a giugno 2019, debbano inviare ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa in merito alla rimozione delle tutele di prezzo, il cui contenuto verrà definito dall'Autorità al fine di garantirne la terzietà, la neutralità e l'imparzialità;
- che il contenuto di tale informativa sia a carattere dinamico, così da permettere una maggior incisività in relazione al periodo

temporale nel quale l'informativa è veicolata. In particolare la prima comunicazione, che informa il cliente che dall'1 luglio 2019 non saranno più disponibili contratti con condizioni di fornitura a prezzo definito e aggiornato dall'Autorità e che entro tale data sarà necessario scegliere un'offerta sul mercato libero, è in corso di diffusione, essendo previsto il suo inserimento in due fatture emesse nel primo semestre 2018. Sono altresì previste due ulteriori informative, anche con riferimento alla presenza di strumenti di capacitazione per il cliente finale per l'accesso consapevole al mercato disposti dall'Autorità, che dovranno essere riportate in tutte le fatture emesse rispettivamente nel secondo semestre 2018 e nel primo semestre 2019;

- che i venditori a decorrere dall'1 gennaio 2018 pubblichino sulla home page del proprio sito internet il link della sezione "Evoluzione mercati al dettaglio" del sito web dell'Autorità dedicato al superamento delle tutele di prezzo e indirizzino il cliente finale, all'atto della richiesta telefonica di informazione in merito al proprio contratto con riferimento al superamento della tutela di prezzo, al sito web dell'Autorità e al *call center* dello Sportello;
- l'implementazione di un progetto di comunicazione multimediale per pubblicizzare e diffondere le informazioni in merito al superamento delle tutele di prezzo, alle condizioni di svolgimento dei servizi e agli strumenti per rafforzare la capacitazione dei clienti finali, anche richiedendo, con riferimento al nuovo regime concessorio del servizio pubblico radiotelevisivo, la disponibilità di spazi gratuiti per veicolare specifici messaggi sull'evoluzione del mercato *retail*, a vantaggio di tutti i clienti finali, nell'ambito della più ampia collaborazione istituzionale.

Strumenti per il confronto dei prezzi per i servizi elettrico e gas

Trova offerte

Nel corso del 2017 sono stati oltre 370.000 gli accessi complessivi alla pagina iniziale del Trova offerte, il sistema di ricerca e confronto delle offerte commerciali rivolte ai clienti domestici dei servizi elettrico e gas³ pubblicato sul sito internet dell'Autorità, mentre i calcoli effettuati (visualizzazione della pagina dei risultati) nel medesimo arco temporale risultano circa 550.000. Al 31 marzo 2018 il sistema contava la partecipazione volontaria di 31 imprese di vendita, tra cui i maggiori operatori a livello nazionale e regionale, e alcuni soggetti operanti su scala locale.

Per le ricerche compiute nel mese di marzo 2018 utilizzando il profilo di consumo medio del cliente domestico tipo⁴, nelle maggiori città italiane il sistema ha visualizzato, per il servizio elettrico, circa 60 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con la proposta più economica che offre potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni a Roma, di oltre 100 €/anno (-18,2%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di circa 160 €/anno (-26%) rispetto all'offerta meno economica. Rispetto alla situazione osservata a marzo 2017, la spesa lorda associata all'offerta più economica risulta ora superiore di circa 16 €/anno. Sempre considerando l'offerta più economica, il potenziale risparmio rispetto alla fornitura a condizioni regolate risulta oggi superiore, se posto a confronto con quello dello scorso anno (-64 €/anno a marzo 2017), mentre il potenziale risparmio rispetto all'offerta meno economica risulta sostanzialmente invariato in confronto a quello riferibile al mese di marzo 2017 (-160 €/anno).

Per il servizio gas, nel mese di marzo 2018 il sistema ha visualizzato circa 35 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con la proposta

più economica che determina potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni a Roma, di circa 155 €/anno (-12,6%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di circa 340 €/anno (-24%) rispetto all'offerta meno economica. In confronto alla situazione osservata nel mese di marzo 2017, la spesa lorda associata all'offerta più economica risulta ora superiore di quasi 50 €/anno. Sempre considerando l'offerta più economica, a marzo 2018 il potenziale risparmio, se posto a confronto con quello riscontrabile un anno fa, risulta inferiore rispetto alla fornitura a condizioni regolate (-176 €/anno a marzo 2017) ed è invece più consistente rispetto all'offerta meno economica (-275 €/anno a marzo 2017).

La ricerca per offerte congiunte ha visualizzato fino a 12 risultati; la spesa annua associata all'offerta congiunta più economica visualizzata per la città di Roma risulta sostanzialmente allineata (-1 €/anno) a quella ottenuta sommando la spesa associata alle offerte più economiche per la fornitura singola di energia elettrica e di gas naturale disponibili nella medesima località (era invece più elevata nel mese di marzo 2017: +28 €/anno), e offre risparmi per quasi 260 €/anno (-14,4%) rispetto alla somma della spesa associata ai prezzi tutelati (a marzo 2017 il divario risultava pari a 212 €/anno) e di quasi 470 €/anno rispetto all'offerta congiunta meno economica. Per entrambi i servizi, elettrico e gas, si conferma, come per gli anni precedenti, che le offerte più economiche, in base alla lista dei risultati di ricerca, sono quelle che prevedono un prezzo della materia energia o gas naturale bloccato per almeno un anno, la stipulazione del contratto tramite internet, la domiciliazione dei pagamenti e l'invio di bollette in formato elettronico.

³ Per una illustrazione esaustiva del sistema, si rimanda alla *Relazione Annuale 2012*, Vol. II, Capitolo 7, paragrafo "Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori".

⁴ Servizio elettrico: abitazione di residenza anagrafica con potenza impegnata pari a 3 kW e consumo pari a 2.700 kWh/anno, ripartito per un terzo nella fascia F1 e per due terzi nella fascia F23. Servizio gas: consumo pari a 1.400 S(m³)/anno.

Strumenti di confronto dei prezzi per i servizi elettrico e gas. Portale di comparazione delle offerte

Con la delibera 51/2018/R/com, l'Autorità ha adottato il regolamento per la realizzazione e gestione, da parte del gestore del Sistema informativo integrato (SII), di un portale con tutte le offerte presenti nei mercati *retail* rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale (Portale di comparazione delle offerte, di seguito: Portale offerte), ai sensi dell'art. 1, comma 61 della legge n. 124/17. In particolare, la delibera in parola stabilisce:

- i criteri generali per la realizzazione del Portale offerte;
- i criteri per il calcolo della spesa annua stimata associata a ciascuna offerta;
- il modello organizzativo e tecnologico del sito;
- le tempistiche per la sua implementazione per fasi successive.

Con specifico riferimento ai criteri generali, il regolamento allegato alla summezionata delibera prevede la pubblicazione in seno al Portale offerte, prima della loro immissione in commercio, unicamente delle offerte rivolte alla generalità di tutti i clienti di piccole dimensioni, mentre esclude dallo stesso quelle riservate a un gruppo chiuso di soggetti dotati di specifici requisiti distintivi⁵ nonché le offerte con condizioni contrattuali ed economiche oggetto di negoziazione individuale. In sintesi, in seno al predetto regolamento, sono disciplinate le modalità di accesso degli utenti al sito che includono, in aggiunta all'accesso libero, anche la futura predisposizione, da parte del gestore del SII, di un accesso mediante identificazione dell'utente per permettere al Portale offerte di calcolare la spesa annua stimata delle offerte ivi visualizzate sulla base dei dati di prelievo presenti nel SII. Sono altresì stabilite: le informazioni richieste al cliente per la consultazione del sito (es. oggetto della fornitura); il contenuto della pagina di sintesi delle offerte risultante dalla ricerca, ossia, l'elenco delle offerte ordinate di *default*, sulla base del relativo valore di spesa crescente e con chiara distinzione tra quelle a prezzo fisso e a prezzo variabile; i criteri per l'affinamento della ricerca (mediante, filtri, soluzioni grafiche e ordinamenti delle offerte); le informazioni contenute nella pagina di dettaglio di

ciascuna offerta (es. descrizione di prodotti e/o servizi aggiuntivi, sconti, etc.).

Con riferimento al calcolo della spesa annua stimata associata a ciascuna offerta, sono individuate le modalità di stima del prelievo annuo dell'utente (e della sua ripartizione nel tempo), ove la medesima informazione non sia altrimenti disponibile, e, nel caso di offerte a prezzo variabile è previsto che tale spesa sia stimata con riferimento ai valori *forward* del prezzo/indice indicato in contratto per tenere conto dell'andamento dei prezzi delle *commodity* nel mercato all'ingrosso.

In relazione al modello organizzativo e tecnologico, è identificato un set minimo di criteri per lo sviluppo del Portale offerte tali da garantire, al contempo, livelli prestazionali adeguati, segnatamente, sotto il profilo della massima usabilità del sito da parte dell'utente (anche con l'ausilio di appositi sussidi informativi) nonché la necessaria flessibilità di adattamento nel tempo; a riguardo, è altresì prevista l'integrazione tecnica e funzionale del Portale in questione con il SII, in modo da sfruttare i relativi benefici e sinergie derivanti dagli sviluppi di quest'ultimo.

Quanto alle tempistiche di realizzazione del Portale Offerte, la delibera 51/2018/R/com dispone un'implementazione del sito per fasi, anche per meglio valutare eventuali successivi adattamenti del medesimo, prevedendo:

- entro cinque mesi dal provvedimento (dunque entro l'1 luglio 2018), la pubblicazione di tutte le offerte PLACET⁶ di energia elettrica e di gas naturale proposte dagli esercenti obbligati ovvero i venditori che forniscono almeno un punto sul mercato libero nella titolarità di clienti connessi in BT, nel settore elettrico, o di clienti domestici, altri usi o condominio uso domestico con consumo annuo inferiore a 200.000 S(m³) nel gas;
- entro due mesi dal termine di cui sopra (dunque entro l'1 settembre 2018), la pubblicazione delle offerte di energia elettrica e gas naturale (incluse le *dual fuel*) rivolte ai clienti domestici e formulate sia dai venditori presenti nel Trova offerte alla data del provvedimento sia da quelli che pur non essendo ivi accreditati ne facciano richiesta;

⁵ A titolo di esempio, sono escluse dal Portale offerte le offerte destinate ai dipendenti del venditore e delle imprese appartenenti al gruppo societario del medesimo.

⁶ Le offerte PLACET (offerte a "prezzo libero a condizioni equiparate di tutela") sono offerte che i venditori devono formulare ai sensi della delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com, e coerentemente con quanto previsto all'art. 1, commi 62 e 63 della legge 124/17. Esse consistono in offerte facilmente comprensibili e comparabili proposte dai venditori di mercato libero, caratterizzate da condizioni generali di fornitura fissate dall'Autorità con l'eccezione delle condizioni economiche, i cui livelli sono liberamente definiti tra le parti, sebbene in accordo a una struttura predefinita di corrispettivi. Le offerte PLACET sono limitate alla sola fornitura della commodity, senza contemplare servizi aggiuntivi, né possono essere di tipo *dual fuel*.

- entro i tre mesi successivi dalla data di cui sopra (entro l'1 dicembre 2018), la pubblicazione di tutte le altre offerte di energia elettrica e di gas naturale e *dual fuel* rivolte alla generalità dei clienti finali di piccole dimensioni, pubblicizzate o diffuse sui siti internet e/o presso gli sportelli fisici dei venditori, su altri siti internet e sui principali mezzi di informazione con copertura territoriale almeno pari alla regione nonché delle offerte non pubblicizzate con le modalità in discorso qualora i venditori ne facciano richiesta;
- caricamento e pubblicazione nel Portale offerte di tutte le altre offerte residuali, con tempistiche da definire con successivo provvedimento.

Successivamente sarà valutata la possibilità di pubblicare nel Portale anche le offerte rivolte ai *prosumer*, quelle non tipizzabili come "a prezzo fisso" o "a prezzo variabile" e le offerte commercializzate attraverso specifici canali di vendita (porta a porta, mediante agenzia, etc.).

Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti finali

Dall'1 gennaio 2017, come conseguenza della riforma del sistema di tutele⁷, anche l'attività di informazione verso i clienti finali svolta dallo Sportello per il consumatore di energia (ora Sportello per il consumatore energia e ambiente) è stata riorganizzata. In particolare, è stato modificato l'albero fonico del *call center* ed è stato potenziato il servizio di risposta scritta alle richieste di informazione. È stato inoltre predisposto un portale unico www.sportelloperilconsumatore.it in cui il cliente finale o l'utente dei servizi idrici può trovare schede informative sui più importanti aspetti della regolazione, la modulistica necessaria per l'accesso ai vari servizi forniti

dallo Sportello e un portale a cui iscriversi per avere direttamente accesso alle proprie pratiche.

Riguardo all'attività svolta dal *call center* dello Sportello dall'1 gennaio 2017 al 31 dicembre 2017, sono state gestite 321.952 chiamate (tavola 9.1) pervenute in orario di servizio. Hanno abbandonato senza attendere la risposta dell'operatore 40.199 utenti (20% in più rispetto al 2016), mentre il tempo medio di conversazione si è attestato su 191 secondi, in leggera flessione rispetto al 2016 che aveva fatto registrare 200 secondi. In flessione anche il tempo medio di attesa che passa da 147 secondi a 134 secondi.

TAV. 9.1

Chiamate pervenute al call center dello Sportello – 2017 e I trimestre 2018

PERIODO	TOT. PERVENUTE	PERVENUTE (ORE 8 – 18)	CHIAMATE GESTITE					MEDIA ATTESA	MEDIA CONVERSATA (sec.)
			TOTALI	CON OPERATORE	CON RISPON- DITORI AUTOMATICI	ABBANDONATE SENZA RISPOSTE OPERATORE	CHIAMATE FUORI ORARIO		
Totale 2017	422.036	362.151	321.952	321.952	-	40.199	59.885	134	191
I trimestre 2018	115.083	96.798	93.313	93.313	-	3.485	18.285	115	178

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente. Elaborazione su dati Genesys, Nextip e Ccontact.

⁷ Si veda più diffusamente al paragrafo "Il sistema di tutele dei clienti e degli utenti finali" di questo stesso Capitolo.

Il rapporto (tavola 9.2) fra chiamate ricevute da rete fissa (49% del totale) e rete mobile (51% del totale) è risultato in linea con quello registrato nel 2016).

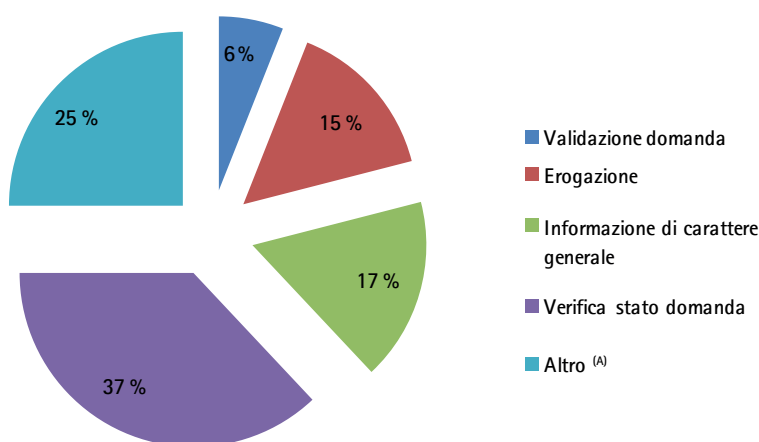
I temi trattati nelle telefonate pervenute allo Sportello hanno riguardato, in particolar modo, i bonus gas ed elettrico, che hanno complessivamente rappresentato il 50% delle chiamate, con una lieve crescita rispetto al 2016, e le modalità di risoluzione delle controversie (18%). Le chiamate che hanno riguardato i bonus sono state per il 58% richieste a vario titolo relative allo stato di avanzamento della pratica di bonus e sono largamente determinate dal lasso di tempo che intercorre tra la presentazione della domanda di bonus in Comune/CAF e il momento in cui esso è effettivamente

attribuito in bolletta (mediamente 120 giorni dopo). Sempre con riferimento al bonus, ha inciso sulla crescita, per la quota relativa alle informazioni di carattere generale (17% - figura 9.1), anche la necessità dei clienti finali di avere informazioni sulle modifiche introdotte in materia di bonus dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2016, come illustrato nel seguito⁸."

La voce "modalità di risoluzione delle controversie" (tavola 9.3) sconta, come già anticipato, le necessità di chiarimenti dei clienti finali in relazione al nuovo sistema di tutele, mentre ha continuato a mantenere un certo peso anche la voce "pratiche presso lo Sportello" ossia richieste sullo stato di avanzamento di pratiche pregresse.

FIG. 9.1

Focus principali argomenti chiamate canale bonus, anno 2017



(A) Le principali informazioni presenti nell'argomento "Altro" riguardano il rinnovo della domanda, la variazione dei requisiti (ISEE, componenti nucleo familiare, variazione residenza/domicilio) e informazioni sulla riscossione del bonifico domiciliato.

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

TAV. 9.2

Distribuzione chiamate fra rete fissa e rete mobile, anno 2017 e I trimestre 2018

	2017					2018
	I Trim.	II Trim. ^(A)	III Trim. ^(A)	IV Trim.	Anno ^(A)	I Trim.
Rete fissa	51,5%	47,9%	46,4%	45,4%	48,6%	45,7%
Rete mobile	48,5%	52,1%	53,6%	54,6%	51,4%	54,3%

(A) Dal calcolo sono escluse le chiamate pervenute dal 12 maggio al 31 agosto a causa dell'indisponibilità dei dati della centrale telefonica gestita dal co-sourcer.

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

⁸ Si veda al paragrafo "Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico e gas" di questo stesso Capitolo.

	BONUS GAS	BONUS ELETTRICO	MODALITA' RISOLUZIONE CONTROVERSIE	DIRITTI E REGOLAZIONE	PRATICHE PRESSO SPORTELLLO	TUTELA SIMILE
TOTALE 2017	89.455	90.782	66.736	49.511	38.090	27.578
I Trim. 2018	45.309		19.297	14.857	11.917	5.418

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Riguardo all'attività svolta, il *call center* ha rispettato, anche nel corso del 2017, gli standard di qualità previsti per i *call center* dei venditori di energia elettrica e gas dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV), in parte ulteriormente innalzati dal gennaio 2017, ottenendo i seguenti risultati (tavola 9.4):

- accessibilità del servizio: 99% (standard minimo richiesto: > 95%);
- tempo medio di attesa (TMA): 134 secondi (standard minimo richiesto: < 180 secondi);
- livello di servizio (LS): 89% (standard minimo richiesto: > 85%).

Rispetto all'anno precedente, risultano in lieve flessione sia il livello di servizio (89% contro 91%) che l'accessibilità (99% contro 100%), pur continuando ad attestarsi al di sopra dello standard minimo.

Si riduce invece il tempo medio di attesa (134 secondi contro 147 secondi).

Per quel che riguarda la *customer satisfaction* (tavola 9.5), legata all'iniziativa intitolata "Mettiamoci la faccia", promossa dal Dipartimento della Funzione pubblica della Presidenza del Consiglio dei ministri, per il periodo 1 gennaio 2017 al 31 dicembre 2017, i clienti che si sono rivolti al *call center* dello Sportello hanno valutato il servizio buono nell'82% dei casi, sufficiente nel 13% dei casi e non soddisfacente nel 5% dei casi (valutazioni espresse dal 52,6% di utenti che hanno chiamato in orario di servizio).

I livelli di soddisfazione rimangono pertanto elevati, così come resta elevato il tasso di adesione dei chiamanti all'iniziativa. Il *contact center* dello Sportello, nel corso del 2017, ha ricevuto 4.583 richieste di informazione scritte, di cui il 45,6% classificate come complesse perché collegate a potenziali controversie; ha

TAV. 9.3

Principali argomenti delle chiamate gestite con operatore dal call center dello Sportello, anno 2017 e I trimestre 2018.

	2017					2018
	I Trim.	II Trim.	III Trim.	IV Trim.	Anno	I Trim.
Accessibilità al servizio (AS) %	100%	97% ^(A)	100% ^(A)	100%	99% ^(A)	100%
Tempo medio di attesa (TMA) sec.	157	152 ^(A)	124 ^(A)	105	134 ^(A)	115
Livello di servizio (LS) %	88%	81%	88%	97%	89%	96%

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente. Elaborazione su dati Genesys, Nextip e Ccontact:

	2017					2018
	I Trim.	II Trim. ^(A)	III Trim. ^(A)	IV Trim.	Anno ^(A)	I Trim.
Buono	80%	83%	82%	82%	82%	84%
Sufficiente.	14%	12%	13%	12%	13%	12%
Negativo	6%	5%	5%	6%	5%	4%
% Chiamate conversate sottoposte a valutazione ^(*)	46,1%	48,7%	66,0%	58,0%	52,6%	53,0%
% Utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione ^(*)	85,0%	86,0%	92,0%	88,0%	79,0%	88,0%

(A) Dal calcolo sono escluse le chiamate pervenute dal 12 maggio al 31 agosto a causa dell'indisponibilità dei dati della centrale telefonica gestita dal co-sourcer.

Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente. Elaborazione su dati Genesys, Nextip..

TAV. 9.4

Livelli di servizio per il call center dello Sportello, anno 2017 e I trimestre 2018

TAV. 9.5

Risultati della rilevazione "Mettiamoci la faccia" per il call center dello Sportello, anno- 2017 e I trimestre 2018.

ricevuto altresì 7.524 reclami di secondo livello, cui ha risposto con una lettera standard in cui si informa il cliente che per poter risolvere la controversia deve attivare una procedura conciliativa ricorrendo al Servizio conciliazione dell'Autorità o ad altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie.

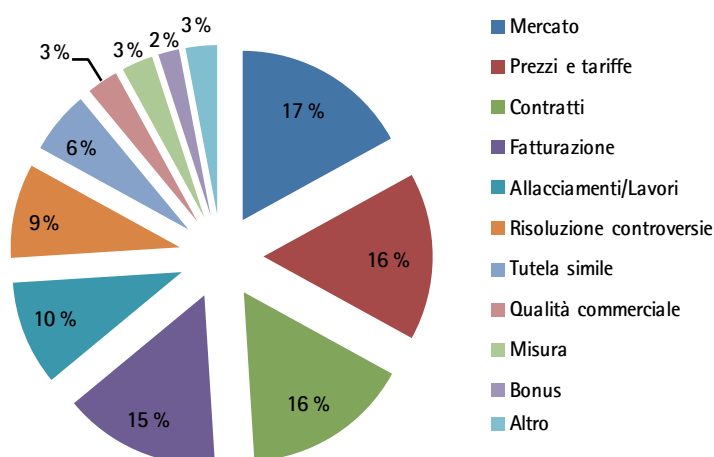
Le 2.263 richieste semplici si ripartiscono a seconda degli argomenti secondo quanto indicato alla figura 9.2. Fra i sub argomenti risulta interessante evidenziare le 317 richieste di chiarimenti relative alla nuova tariffa di distribuzione per i clienti domestici (pari al 14% di tutte le richieste di informazione ricevute e al 77% di quelle classificate alla voce prezzi e tariffe), le 222 richieste riferite a pratiche commerciali scorrette (9,8% del totale e 59% della voce mercato), le 134 richieste riferite ad argomenti attinenti ai consumi (5,9% del totale e 37% della voce fatturazione) e infine le 133 richieste riferite alle caratteristiche del Servizio conciliazione (che rappresentano il 5,8% del totale e il 56% della voce risoluzione controversie). Da ultimo, va rilevato che le richieste di informazioni scritte che hanno avuto a oggetto la tutela simile (144) si sono concentrate per l'85% nei primi due trimestri del 2017.

Infine, nel primo trimestre 2018, sono state gestite dal *call center* dello Sportello 93.313 chiamate (tavola 9.1) pervenute in orario di servizio; hanno abbandonato senza attendere la risposta dell'operatore 3.485 utenti, mentre il tempo medio di conversazione si è attestato su 178 secondi, in leggera flessione rispetto ai dati riferiti all'intero 2017. In flessione anche il tempo medio di attesa, che passa da 134 secondi a 115 secondi. In crescita, rispetto al 2017, invece, le chiamate da rete mobile (che passano dal 51,4% al 54,3% del totale). I principali temi oggetto delle chiamate sono sostanzialmente invariati anche nel primo trimestre 2018. Va tuttavia rilevato che l'ampliamento delle attività di informazione del *call center* anche al servizio idrico⁹, a partire dall'1 marzo 2018, ha comportato modifiche all'IVR del *call center* medesimo: in particolare, i dati relativi al bonus elettrico e gas risultano non più distinti.

Il *contact center*, sempre nel primo trimestre 2018, ha ricevuto 1.935 richieste di informazione, per il 39% classificabili come complesse, e ha provveduto a reindirizzare verso il Servizio conciliazione 1.242 reclami di clienti insoddisfatti della risposta ricevuta dai loro fornitori.

FIG. 9.2

Principali argomenti delle richieste di informazione semplici, anno 2017



Fonte: Acquirente unico. Sportello per il consumatore energia e ambiente.

⁹ Il tema è trattato più diffusamente al paragrafo "Settore idrico: valutazione dei reclami ed estensione del sistema di tutele" di questo stesso Capitolo.

Iniziative a favore dei clienti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico e gas

I bonus in cifre

Nel corso del 2017 i bonus erogati complessivamente sono stati pari a 1,26 milioni, comprendendo sia il bonus elettrico, distinto per disagio economico e disagio fisico, sia il bonus gas. I tre bonus sono cumulabili nel rispetto del vincolo per cui ogni nucleo ISEE (Indicatore della situazione economica equivalente) ha diritto a un solo bonus per ciascuna tipologia.

Al riguardo, a conferma di quanto già evidenziato negli anni precedenti, anche per il 2017 circa il 68% delle famiglie che ha usufruito del bonus elettrico ha anche richiesto e ottenuto il bonus gas. La cumulabilità dei bonus elettrici e gas è stata anche favorita dall'introduzione, a partire dall'1 gennaio 2014, di una modulistica unificata che consente, con la medesima domanda, di richiedere entrambi i bonus. I buoni risultati ottenuti potranno essere rafforzati dall'introduzione, a partire dall'1 gennaio 2018, della possibilità di richiedere con la stessa modulistica e l'aggiunta di poche informazioni ulteriori anche il bonus idrico.

A partire dall'1 gennaio 2017, la soglia ISEE per l'accesso ai bonus è passata da 7.500 euro a 8.107,5 euro, così come stabilito dal già citato decreto ministeriale 29 dicembre 2016; resta invece invariato il requisito di accesso per le famiglie numerose¹⁰ (ISEE non superiore a € 20.000). Inoltre, lo stesso decreto, per il settore elettrico, ha: a) elevato lo sconto dal 20% della spesa netta media di una famiglia tipo al 30% della spesa lorda media della stessa famiglia tipo; b) previsto l'eliminazione della condizione di residenza secondo la quale poteva essere agevolata solo una fornitura attiva presso la residenza anagrafica del soggetto in possesso dei requisiti per l'accesso al bonus; c) mantenuto la condizione di unicità, prevedendo l'accesso alla compensazione per disagio economico a una sola fornitura di energia elettrica e/o gas a uso domestico nella titolarità di uno dei componenti di un nucleo familiare in possesso dei requisiti ISEE; d) previsto l'aggiornamento, con cadenza triennale da parte dell'Autorità, del valore soglia dell'ISEE, sulla base del valore medio dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati in ciascun triennio di riferimento.

	BONUS ELETTRICO			BONUS GAS	TOTALE BONUS EROGATI
	BONUS DISAGIO ECONOMICO	BONUS DESTINATO AI SOGGETTI TITOLARI DI CARTA ACQUISTI	BONUS DISAGIO FISICO	BONUS DISAGIO ECONOMICO	
2015	622.151	22.520	28.267	448.496	1.121.434
2016	622.410	27.624	30.373	448.707	1.129.114
2017	706.969	25.473	32.643	499.808	1.264.893
Variazione % 2017/2016	13,58%	-7,78%	7,47%	11,39%	12,02%

Fonte: SGAta - Sistema di gestione agevolazioni tariffe energetiche.

TAV. 9.6

Clienti titolari di bonus elettrico, anni 2015 - 2017

¹⁰ La definizione di famiglia numerosa è contenuta all'art. 3 comma 9-bis del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185 e corrisponde a una famiglia con almeno quattro figli fiscalmente a carico.

TAV. 9.7

Ripartizione delle famiglie beneficiarie del bonus per disagio economico per area geografica^(A), anno 2017

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
ELETTRICO^(B)	176.569	123.813	124.348	240.976	99.379
%	23,87%	16,74%	16,81%	32,58%	13,44%
GAS	142.411	102.156	95.205	131.289	28.747
%	28,49%	20,43%	19,05%	26,27%	5,75%
GAS/ELT %	80,65%	82,51%	76,56%	54,48%	28,93%

(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) Compresa Carta acquisti.

Fonte: SGAt - Sistema di gestione agevolazioni tariffe energetiche.

Con le delibere 12 gennaio 2017, 1/2017/R/eel e 3 marzo 2017, 94/2017/R/com, l'Autorità ha dato attuazione al suddetto decreto e, in forza dell'art. 3 comma 9 del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, ha esteso le previsioni di cui alle precedenti lettere b), c) e d) al bonus gas.

La ripresa della crescita delle domande presentate dopo due anni di sostanziale stabilità, evidenziata nella tavola 9.6, è attribuibile prevalentemente all'innalzamento della soglia ISEE di riferimento.

In termini di allocazione geografica, nel 2017, i clienti con un'agevolazione in corso erano ripartiti secondo quanto indicato nella tavola 9.7, che pone in evidenza come, nelle aree Sud e Isole, i beneficiari del bonus elettrico che usufruiscono anche del bonus gas siano meno numerosi di quelli nelle aree Nord. Precisamente, anche per effetto della mancata metanizzazione della Sardegna, che esclude l'isola dall'accesso al bonus gas, nell'area Sud-Isole si concentra meno della metà delle famiglie

che hanno richiesto sia il bonus elettrico che quello gas, mentre tale rapporto sale all'82% nell'area Nord-Est e all'80% Nord-Ovest.

Va anche rilevato che, rispetto ai dati 2016, la macro area Sud recupera parte della sua incidenza per entrambi i settori, passando dal 30,5% al 32,6% per l'elettrico e dal 25,7% al 26,3% nel caso del gas, con ogni probabilità in esito a una migliore conoscenza della nuova metodologia di calcolo ISEE e quindi a una ripresa delle domande di certificazione ISEE(DSU)¹¹.

Bonus elettrico per disagio economico e Carta acquisti

Dall'iniziale disponibilità dell'agevolazione nel 2008 e fino al 31 dicembre 2017, il numero di famiglie che ha usufruito per almeno un anno del bonus elettrico per disagio economico, compresa la Carta

TAV. 9.8

Ripartizione delle famiglie con agevolazione in corso per disagio economico, anni 2013 - 2017

Bonus elettrico

DISAGIO ECONOMICO	TOTALE	NUMERO COMPONENTI FAMIGLIA ANAGRAFICA (%)		
		1-2	3-4	oltre 4
2013	100%	44,7%	39,4%	15,9%
2014	100%	44,5%	39,7%	15,8%
2015	100%	42,2%	39,8%	18,0%
2016	100%	41,1%	40,3%	18,6%
2017	100%	41,5%	40,4%	18,7%

Fonte: SGAt - Sistema di gestione agevolazioni tariffe energetiche.

¹¹ La Domanda sostitutiva unica (DSU) è la domanda che deve essere presentata a INPS per ottenere la certificazione ISEE (art. 10 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 5 dicembre 2013, n. 159).

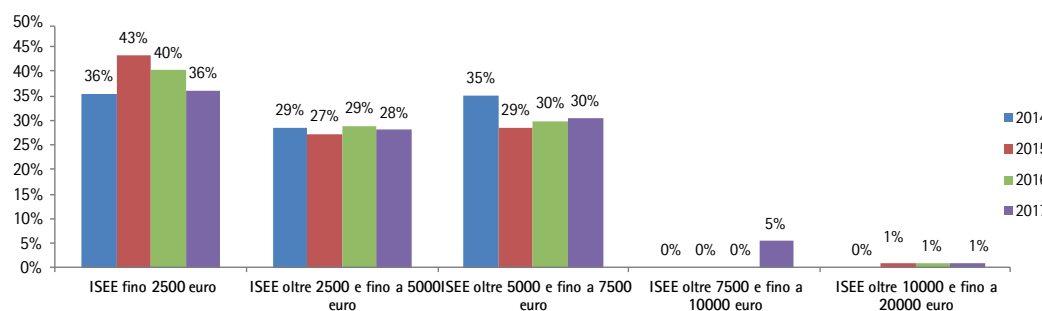


FIG. 9.3

Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2014 - 2017
Bonus elettrico

Fonte: ARERA. Elaborazioni su dati SGAtè - Sistema di gestione agevolazioni tariffe energetiche.

acquisti¹², risulta essere di circa 2,8 milioni, per oltre il 52% localizzate nelle macro-aree Sud e Isole.

Con riferimento alla numerosità dei nuclei familiari titolari di bonus elettrico per disagio economico, si evidenzia (tavola 9.8) una stabile prevalenza dei nuclei con non più di quattro componenti. Le famiglie numerose (21.819) rappresentano il 3% del totale delle famiglie con bonus elettrico e il 17% delle famiglie con più di quattro componenti. La figura 9.3 riporta la distribuzione percentuale delle famiglie che hanno beneficiato del bonus elettrico per disagio economico nel 2017 per livelli di ISEE, confrontandola con quella dei tre anni precedenti. In particolare, nonostante nel 2017 si riduca leggermente, resta alta la percentuale di nuclei beneficiari del bonus con ISEE fino a 5.000 euro, pari al 64%. La novità più significativa rispetto al 2016 è semmai rappresentata dall'aumento di peso della fascia compresa fra 7.501 e 10.000 euro, che comprende le famiglie che vi sono entrate per la prima volta grazie all'innalzamento del livello soglia dell'ISEE.

La legge 4 dicembre 2008, n. 190 ha previsto l'estensione del bonus sociale elettrico ai beneficiari della Carta acquisti che non lo avessero già richiesto autonomamente tramite le modalità ordinarie. Successivi decreti hanno stabilito che l'estensione del bonus sociale ai beneficiari della Carta acquisti venisse attuata automaticamente tramite lo scambio di informazioni tra il sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA-INPS) e il Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche (SGAtè), demandando all'Autorità la definizione delle modalità operative per l'integrazione. Da ultimo, il decreto legislativo 15 settembre 2017, n. 147, recante *Disposizioni per l'introduzione di una misura nazionale di contrasto alla povertà*, che ha regolamentato il reddito di inclusione, ha previsto, all'art. 9, comma 11, che il bonus elettrico e gas sia

automaticamente esteso ai titolari di Carta REI¹³ analogamente a quanto avvenuto per i titolari di Carta acquisti e che a questi ultimi sia esteso automaticamente anche il bonus gas.

Nel corso del 2017, le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione tramite il circuito Carta acquisti sono state circa 25.473, con un decremento del 7,8% rispetto all'anno precedente. Come già rilevato in passato, la modalità automatica di accesso al bonus elettrico prevista per Carta acquisti continua a evidenziare elementi di criticità. Come già segnalato dall'Autorità con il documento 12 giugno 2014, 273/2014/I/com, infatti, l'assenza dell'obbligo di inserire il POD fra gli elementi da comunicare al momento della presentazione della domanda per Carta acquisti vanifica la possibilità di identificare le forniture da agevolare. Tali criticità si potranno ripresentare, depotenziando significativamente la previsione dell'automatismo di cui all'art. 9, comma 11 del decreto legislativo n. 147/17, con l'estensione del bonus elettrico e gas ai percettori di Carta REI e l'estensione del bonus gas ai percettori di Carta acquisti, qualora, con il decreto interministeriale previsto dal sopra citato art. 9, comma 11, non siano individuate nuove modalità semplificate di estensione del beneficio.

Infine, a partire dall'1 gennaio 2017, la delibera 1/2017/R/eel, coerentemente con le disposizioni emanate con decreto del Ministro dello sviluppo economico del 29 dicembre 2016, ha rideterminato per l'anno 2017 l'ammontare delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per clienti economicamente svantaggiati, assimilando il valore del bonus a uno sconto pari a circa il 30% della spesa media di una famiglia tipo al lordo delle imposte (equivalente a circa il 35% della spesa netta). Dal 2008 al 2016 tale sconto era stato invece pari a circa il 20% della spesa media di una famiglia tipo al netto delle imposte.

¹² Carta di pagamento elettronica. È stata introdotta nel 2008 (Decreto Legge n. 08/112) per offrire un sostegno alle persone meno abbienti.

¹³ Carta di pagamento elettronica concessa dal 1° gennaio 2018 ai beneficiari delle misure di contrasto alla povertà (c.d. Reddito di Inclusione - REI) ai sensi dell'art. 19, decreto legislativo n. 147/2017.

Gli importi del bonus elettrico per disagio economico sono riportati nella tavola 9.9.

Gli oneri connessi all'erogazione del bonus elettrico per disagio economico e fisico sono compresi tra le componenti degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite la componente AS, che è pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico (per l'aggiornamento delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e gas in vigore dal 1 gennaio 2018, si veda la delibera 29 dicembre 2016, 814/2016/R/com).

Bonus elettrico per disagio fisico

Le famiglie con bonus attivo per l'utilizzo di apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita (bonus per disagio fisico)

al 31 dicembre 2017 erano 32.643, in crescita del 7,5% rispetto all'anno precedente.

Come mostrato dalla tavola 9.10, il bonus per disagio fisico è articolato in tre fasce, per tener conto del tipo di apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliero. Sulla base di questi elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle tre fasce di compensazione previste. Le tre fasce sono poi ulteriormente differenziate per tener conto della potenza impegnata (fino a 3 kW e da 4,5 kW).

Nel corso del 2017, si è assistito a un lieve incremento delle fasce che includono i clienti con un utilizzo più intensivo ed esteso delle apparecchiature rispetto a quello registrato nel 2016 e ad un accresciuto peso delle forniture alimentate con una potenza superiore a 3 kW.

TAV. 9.9

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, anni 2013 - 2017
€/anno per punto di prelievo.

DESCRIZIONE	2013	2014	2015	2016	2017
Numerosità familiare 1-2 componenti	71	72	71	80	112
Numerosità familiare 3-4 componenti	91	92	90	93	137
Numerosità familiare oltre 4 componenti	155	156	153	153	165

Fonte: ARERA.

TAV. 9.10

Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico, anni 2016 - 2017

		2016			2017		
		F1	F2	F3	F1	F2	F3
EXTRA CONSUMO RISPETTO A UN UTENTE TIPO (2.700/kWh/anno)	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	
€/anno per punto di prelievo							
Ammontare del bonus (fino a 3kW residente)	175 €	288 €	417 €	173 €	285 €	412 €	
Ammontare del bonus oltre 3kW (da 4,5kW)	410€	519 €	628 €	405 €	513 €	620 €	

Fonte: ARERA.

TAV. 9.11

Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico, anni 2016 - 2017

	F1	F2	F3	F1	F2	F3
	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	66,7%	14,9%	12,8%	62,0%	15,9%	12,7%
Da 4,5 kW	2,2%	1,6%	1,8%	5,6%	1,9%	1,9%

Fonte: ARERA.

Bonus gas

Al 31 dicembre 2017, le famiglie che usufruivano del bonus gas per disagio economico erano 499.808, in crescita dell'11,4% rispetto al 2016. Le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione almeno una volta dall'entrata in vigore del meccanismo sono state più di 1,65 milioni. La ripartizione geografica delle famiglie cui è stata riconosciuta almeno un'agevolazione gas evidenzia sostanziale stabilità rispetto al 2016, con un lievissimo recupero delle macro aree Sud e Isole.

Ripartendo i nuclei familiari titolari di bonus gas per disagio economico a seconda della numerosità familiare, nel 2017 e in analogia con quanto rilevato per il settore elettrico, emerge il ritorno ai valori del 2015, come esposto nella tavola 9.12. Altra notazione è che nel 2017, le famiglie numerose (17.026) erano il 3,4% del totale delle famiglie che hanno ottenuto il bonus gas e il 18,3% di quelle con un numero di componenti superiore a 4.

Con riferimento alla distribuzione dei beneficiari, considerando le diverse fasce ISEE, la figura 9.4 mostra come nel 2017 si sia mantenuta alta la percentuale di famiglie con ISEE fino a 5.000

euro (il 62% circa), mentre contemporaneamente si è registrato un incremento della fascia tra 7.501 e 10.000 euro, che comprende i soggetti entrati grazie al nuovo valore soglia di ISEE (come già rilevato per il bonus elettrico).

Per quanto concerne la localizzazione geografica, le forniture agevolate sono prevalentemente localizzate in area di fascia climatica E (49,82%), D (26,16%) e C (19,70%) e le forniture individuali rappresentano, rispetto alle forniture centralizzate, il 94,8% del totale delle forniture gas agevolate.

Infine, rispetto al 2016, non si registrano significativi spostamenti nella ripartizione delle forniture agevolate per tipologia di utilizzo: La tavola 9.13 mostra come la categoria comprensiva anche del riscaldamento continui a mantenere una forte dominanza (83%)

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del bonus gas, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, la componente GS e la componente GS_T, posta a carico dei clienti diversi dai clienti domestici. Ai fondi raccolti a valere sui clienti si aggiungono fondi a carico del bilancio dello Stato.

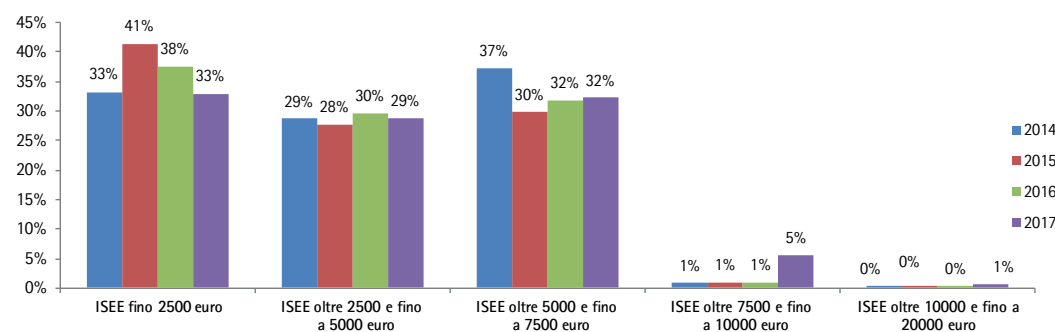
TAV. 9.12

Ripartizione delle famiglie con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2013 - 2017

Bonus gas

DISAGIO ECONOMICO	TOTALE	NUMERO COMPONENTI FAMIGLIA ANAGRAFICA	
		Fino a 4	Oltre 4
2013	100%	83,6%	16,4%
2014	100%	83,6%	16,4%
2015	100%	81,4%	18,6%
2016	100%	80,9%	19,1%
2017	100%	81,4%	18,6%

Fonte: SGAtè - Sistema di gestione agevolazioni tariffe energetiche.



Fonte: SGAtè - Sistema di gestione agevolazioni tariffe energetiche.

FIG. 9.4

Distribuzione dei livelli di ISEE dei nuclei familiari con agevolazione per disagio economico in corso, anni 2014 - 2017

Bonus gas

TAV. 9.13

Ripartizione dei bonus per tipologia di utilizzo del gas, anni 2015 - 2017

	2015	2016	2017
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura - AC	16,8%	16,9%	17,11%
Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento - ACR	83,2%	83,1%	82,89%

Fonte: SGAtè - Sistema di gestione agevolazioni tariffe energetiche.

TAV. 9.14

Ammontare del bonus gas per i clienti in stato di disagio economico, anno 2017

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/ANNO PER PUNTO DI RICONSEGNA)		2017				
		ZONA CLIMATICA (Z)				
		A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j=1)						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	31	31	31	3	31
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	72	89	117	146	184
Famiglie con oltre 4 componenti (j=2)						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	48	48	48	48	48
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	100	130	170	207	266

Fonte: ARERA.

Gli importi del bonus gas per l'anno 2017 sono riportati nella tavola 9.14. Come per l'elettrico, il valore della compensazione viene definito contestualmente all'aggiornamento tariffario.

Misure in seguito agli eventi sismici del 24 agosto e del 26 ottobre 2016

A seguito degli eventi sismici del 24 agosto e 26 ottobre 2016, così come previsto in passato con delibera 14 giugno 2012, 250/2012/R/com, la delibera dell'Autorità 6 dicembre 2016, 726/2016/R/com, recante "Disposizioni urgenti in relazione al bonus elettrico e al bonus gas, per le popolazioni colpite dagli eventi sismici"¹⁴, ha adottato disposizioni urgenti al fine di

sospendere gli effetti della decorrenza dei termini per la presentazione delle domande di rinnovo dei bonus elettrico e gas, l'invio di comunicazioni circa l'emissione dei bonifici domiciliati e l'accettazione delle domande di riemissione dei medesimi bonifici. Le previsioni della delibera sono state aggiornate dall'art. 36 della delibera 18 aprile 2017, 252/2017/R/com e successivamente declinate nella determinazione 4 agosto 2017, 5/2017 - DACU che, da una parte, ha fissato in via transitoria il termine ultimo per la presentazione della domanda di rinnovo ai fini di mantenere la continuità al 30 settembre 2017 e, dall'altra, ha previsto la ripresa dei normali flussi di comunicazione per il 9 ottobre 2017. Il termine del 30 settembre è stato ulteriormente prorogato al 31 maggio 2018 a seguito della delibera 8 febbraio 2018, 81/2018/R/com.

¹⁴ Per le misure adottate dall'Autorità a seguito di tali eventi si veda più diffusamente in questo stesso Capitolo, al successivo paragrafo "Interventi specifici - Disposizioni urgenti in materia di interventi per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi".

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 dal Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (associazioni 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, e fanno parte dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento, istituito dall'Autorità con la delibera 5 marzo 2015, 83/2015/A.

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2017 è proseguita la realizzazione di attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas finanziate mediante le risorse del Fondo sanzioni, alimentato con i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità. La disponibilità di nuove risorse acquisite nel corso dell'anno ha inoltre consentito all'Autorità di formulare nuove proposte per attività da realizzare a partire dal 2018.

I progetti attuati o avviati nel corso del 2017, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità già approvate dal Ministro dello sviluppo economico, hanno riguardato:

- l'accesso al Servizio conciliazione (progetto PAC). Il progetto, di durata triennale (2017-2019), promuove l'accesso alle procedure gestite dal Servizio conciliazione da parte dei consumatori che si avvalgono dell'assistenza delle associazioni di consumatori; esso comporta l'erogazione, alle associazioni medesime, di un contributo forfetario in relazione all'attività di consulenza, assistenza e rappresentanza dei consumatori nelle procedure concluse con esito positivo. Nel corso del 2017, sono stati complessivamente riconosciuti contributi per 1.868
- procedure conciliative concluse positivamente, alle quali si sono aggiunte 552 ulteriori procedure concluse positivamente nel primo trimestre 2018;
- il sostegno alle procedure di conciliazione ADR paritetiche (progetto PCS), svolte presso organismi previsti da appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese di vendita, iscritti nell'Elenco degli organismi ADR (preposti alla risoluzione extragiudiziale delle controversie) operanti nei settori regolati tenuto dall'Autorità. Il progetto prevede l'erogazione, nell'arco del triennio 2017-2019, di contributi forfetari in relazione alle procedure concluse positivamente. Nel corso dell'anno 2017 risultano rendicontate circa 970 procedure conciliative concluse con accordi transattivi tra le parti, 185 delle quali relative a procedure avviate nel 2016;
- la qualificazione degli sportelli delle associazioni dei consumatori (progetto PQS - "Energia: diritti a viva voce"), per il triennio 2017-2019. Il progetto promuove l'attivazione 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 regolati, e comporta la copertura dei costi operativi del servizio fornito. Per il 2017 è stata prevista l'attivazione di 30 sportelli territoriali (a fronte dei 26 sportelli operativi nel 2016), che hanno registrato complessivamente, in corso d'anno, oltre 15.000 contatti con i consumatori;
- la formazione del personale delle associazioni di consumatori (progetto PFR). Il progetto, di durata triennale, intende soddisfare le esigenze di formazione e aggiornamento del personale delle associazioni di consumatori impegnato in attività di informazione e assistenza ai consumatori dei servizi elettrico, gas e idrico, svolte nell'ambito degli altri progetti, nonché la formazione e l'aggiornamento di esperti. Nel corso del 2017 sono state espletate le procedure di gara per la selezione del soggetto formatore e sono state avviate le attività di progettazione dei corsi, assicurandone il coordinamento con le esigenze formative dei destinatari.

Nel corso del 2017, con la delibera 16 novembre 2017, 751/2017/E/com, l'Autorità ha formulato al Ministro dello sviluppo economico nuove proposte relative alle attività progettuali a valere

sul Fondo sanzioni, che sono state approvate con il decreto 21 dicembre 2017. In particolare, l'Autorità ha provveduto ad assicurare la disponibilità di risorse finanziarie alla realizzazione del Portale informatico per il confronto delle offerte di mercato libero per la fornitura di energia elettrica e di gas naturale rivolte ai clienti di piccole dimensioni, come previsto dalla legge n. 124/17, e ha proposto la realizzazione di campagne per l'informazione dei consumatori (progetto PIM) in merito all'evoluzione dei mercati retail dell'energia elettrica e del gas previste dalla medesima legge concorrenza. Con la medesima delibera, inoltre, l'Autorità ha proposto di rafforzare il progetto PAC (accesso al Servizio conciliazione) in relazione all'incremento delle procedure atteso in conseguenza della prevista estensione al settore idrico dell'ambito di operatività del Servizio, e di riformulare il progetto per l'informazione individuale dei consumatori in condizione di disagio economico in merito ai bonus già approvato in precedenza¹⁵, prevedendone un rafforzamento in relazione all'avvio, a partire dal 2018, del bonus acqua.

Progetti per la capacitazione delle piccole imprese

Nel corso del 2017 sono state avviate le attività per la realizzazione dei corsi di formazione sui mercati *retail* dell'energia elettrica e del gas destinati al personale delle organizzazioni delle piccole e medie

imprese che svolge l'attività di informazione e di consulenza alle imprese medesime nelle rispettive articolazioni territoriali, attività alla quale è stato riconosciuto un interesse prioritario ai fini dell'attuazione del Protocollo di intesa siglato dall'Autorità e dalle piccole e medie imprese (PMI).

Lo scopo del programma di formazione, che avrà durata biennale, è quello di consentire ai suoi fruitori di utilizzare e diffondere presso le PMI, nello svolgimento delle proprie attività di servizio, informazioni e conoscenze in materia di fornitura di energia elettrica e gas, per rispondere all'esigenza di risolvere problemi e criticità puntuali, eventualmente emersi in corso di esecuzione del contratto di fornitura, così come all'esigenza di cogliere le opportunità del mercato, in un'ottica di rafforzamento della capacità negoziale del cliente finale medesimo. Il progetto prevede l'attivazione di un percorso formativo da svolgere a distanza, in modalità *e-learning*, per un numero complessivo di 500 utenze attivabili anche per sottogruppi nell'arco del biennio. Il percorso formativo è articolato in modo da consentire, da un lato, il rafforzamento delle necessarie conoscenze di base relative all'assetto e alla regolazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale, e, dall'altro, di consolidare capacità di analisi e di valutazione, in relazione all'andamento dei mercati e alle caratteristiche delle offerte commerciali o alla gestione delle criticità insorte nello svolgimento del rapporto contrattuale di fornitura e alla risoluzione delle eventuali controversie.

Il sistema di tutele dei clienti finali e degli utenti finali

Il sistema di tutele dei clienti finali in materia di trattazione dei reclami e risoluzione extragiudiziale delle controversie nei confronti degli operatori dei settori regolatori è articolato su più livelli:

- un livello base di informazione e assistenza, mediante un punto unico di contatto a livello nazionale (paragrafo "Sportello per il consumatore Energia e Ambiente: l'informazione ai clienti finali")

nonché il supporto delle associazioni dei consumatori e delle piccole e medie imprese (più diffusamente al paragrafo "Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici");

- un primo livello caratterizzato dal reclamo all'operatore (fase negoziale) regolato dai provvedimenti dell'Autorità in tema di qualità commerciale della vendita (TIQV) – paragrafo "Qualità dei servizi di vendita e di gas naturale" – e della distribuzione e

¹⁵ Si veda, per maggiori dettagli, la *Relazione annuale 2016*, Vol. II, Capitolo 7, paragrafo "Iniziative per sviluppare la consapevolezza dei consumatori".

misura¹⁶ di energia elettrica e gas naturale, con le relative disposizioni in materia di obblighi di risposta al reclamo nel rispetto di contenuti minimi e secondo tempistiche predefinite e indennizzi automatici erogati in bolletta al cliente finale per violazione degli standard specifici di qualità ivi previsti;

- un secondo livello caratterizzato dall'attivazione di una procedura conciliativa (obbligatoria ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria per la soluzione della controversia) con poche e qualificate eccezioni (c.d. procedure speciali);
- un terzo livello, caratterizzato dall'intervento decisorio dell'Autorità in determinate ipotesi di fallimento della conciliazione (Allegato A alla delibera 21 settembre 2017, 639/2017/E/com), che sarà operativo a valle dell'adozione dei provvedimenti di estensione al settore idrico del sistema di tutele a regime, in una logica di armonizzazione fra settori regolati.

Ai sensi dell'art. 1, comma 72, della legge n. 124/17, l'Autorità si avvale di Acquirente unico anche per il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione dei clienti e degli utenti finali dei settori regolati; le relative attività sono svolte per mezzo dello Sportello per il consumatore energia e ambiente¹⁷.

Con particolare riferimento alle modalità di svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione, sul quale si incentra il secondo livello del sistema di tutele, con il *Testo Integrato Conciliazione* (TICO), di cui all'Allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com, l'Autorità ha introdotto una procedura per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione presso il Servizio conciliazione, individuando le procedure alternative esperibili, mediante un testo ricognitivo e organico delle disposizioni applicabili.

Il TICO, ad oggi, trova applicazione per le controversie insorte fra i clienti finali di energia elettrica alimentati in bassa e/o media tensione, i clienti finali di gas naturale, i clienti finali di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane alimentati in bassa pressione, domestici e non domestici, ivi inclusi i *prosumer* (produttori e consumatori di energia elettrica) e gli operatori – venditori

e distributori – e, limitatamente ai *prosumer*, anche il Gestore dei servizi energetici (GSE).

Con specifico riferimento alla disciplina del Servizio conciliazione, l'Autorità ha stabilito un obbligo partecipativo al tentativo di conciliazione presso il Servizio medesimo in capo a tutti gli operatori convocati (ad eccezione dei fornitori di ultima istanza – FUJ) e al GSE (per le controverse attinenti al ritiro dedicato o allo scambio sul posto). L'eventuale inadempimento di tale obbligo è sanzionabile dalla stessa Autorità ai sensi della normativa vigente. La condizione di procedibilità per l'azione giudiziale si considera avverata se il primo incontro presso il Servizio conciliazione si conclude senza accordo, ivi inclusi i casi di mancata comparizione della controparte. Il verbale di accordo sottoscritto dinanzi al Servizio ha valore di titolo esecutivo, ai sensi dell'art. 2, comma 24, lettera b), della legge 14 novembre 1995, n. 481. Ulteriori dettagli sul TICO sono contenuti nella *Relazione Annuale 2017*.¹⁸

In alternativa al Servizio conciliazione – universale, ad accesso gratuito per le parti, prevalentemente online e con un conciliatore terzo, imparziale e formato nei settori energetici – il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali anche utilizzando altre procedure indicate nell'art. 14 del TICO. Si tratta, in primo luogo, e per i soli clienti finali domestici, delle procedure presso gli organismi iscritti nell'Elenco ADR istituito dall'Autorità con la delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com, ivi incluse le procedure ADR di conciliazione paritetica, di cui al successivo paragrafo "Designazione dell'Autorità quale autorità competente per l'ADR nei settori regolati". In secondo luogo, i clienti finali possono altresì attivare le procedure di media conciliazione presso le Camere di commercio, così come previsto dall'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95, aderenti alla convenzione sottoscritta dall'Autorità e Unioncamere il 28 dicembre 2016 e formate nei settori energetici sia con riferimento ai mediatori che al personale addetto¹⁹. Al 31 marzo 2018, Unioncamere ha comunicato l'adesione di 44 Camere di commercio, nelle more del completamento del processo di riorganizzazione del sistema

¹⁶ *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIQE) e Testo unico della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas (RQDG).*

¹⁷ Il regolamento per l'attuazione da parte di Acquirente unico delle attività svolte in avvalimento è contenuto nell'Allegato A alla delibera 14 luglio 2016, n. 383/2016/E/com, come modificata e integrata dalla delibera 1 febbraio 2018, n. 55/2018/E/idr.

¹⁸ *Relazione Annuale 2017*, Vol. II Capitolo 7, paragrafo "Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie".

¹⁹ Per ulteriori dettagli sulla riforma del sistema di tutele vedi *Relazione Annuale 2017*, Vol II, Capitolo 7, paragrafo "Razionalizzazione del sistema di tutele dei clienti finali per la trattazione dei reclami".

camerale di cui, in ultimo, al decreto del Ministro dello sviluppo economico 8 agosto 2017.

Nella successiva tavola 9.15 sono riportati i volumi in ingresso allo Sportello, nell'anno 2017 e nel primo trimestre 2018, per le attività svolte in avvalimento dell'Autorità nell'ambito del sistema di tutele per i clienti finali dei settori energetici, di cui più diffusamente al precedente paragrafo "Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti finali" e ai successivi paragrafi "Il Servizio conciliazione dell'Autorità" e "Procedure speciali e altre attività".

Il sistema di tutele sopra delineato è operativo dall'1 gennaio 2017 per i soli settori energetici, ma, a tendere e secondo gradualità, troverà applicazione per tutti i settori regolati dall'Autorità, tenuto conto delle specificità di ciascuno di essi.

In particolare, per quanto concerne il settore idrico, con la delibera 7 settembre 2017, 622/2017/E/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'estensione al settore idrico del predetto sistema di tutele. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità, con la delibera 21 dicembre 2017, 900/2017/E/idr, ha fra l'altro

stabilito di estendere l'avvalimento di Acquirente unico anche al settore idrico; con la delibera 1 febbraio 2018, 55/2018/E/idr, a valle di un articolato processo di consultazione e di incontri con gli *stakeholder* nell'ambito di specifici tavoli tecnici, l'Autorità ha definito un percorso volto ad assicurare, a partire dall'1 marzo 2018, la graduale estensione al settore idrico del sistema di tutele vigente per i settori energetici, garantendo le specificità e la valorizzazione delle esperienze territoriali. Al riguardo, e più diffusamente, il successivo paragrafo "Settore idrico: valutazione dei reclami ed estensione del sistema di tutele".

In ultimo, in linea con le finalità di armonizzazione fra settori regolati di cui sopra, con la delibera 15 febbraio 2018, 82/2018/R/rif, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'individuazione delle prime attività propedeutiche e connesse alla definizione di un sistema di tutele per la trattazione dei reclami e delle controversie degli utenti del settore dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, alla luce delle competenze attribuite all'Autorità medesima per tale settore dall'art. 1, comma 527, della legge 27 dicembre 2017, n. 205.

TAV. 9.15

Sistema di tutele: volumi in ingresso allo Sportello, anno 2017 e I trimestre 2018

ATTIVITÀ		2017	I TRIMESTRE 2018
Livello base	Chiamate al call center 800.166654	422.036	115.083
	Richieste scritte di informazioni	4.583	1.935
	Richieste di attivazione di procedure speciali informative	11.400	4.226
Secondo livello	Domande al Servizio conciliazione	10.588	3.127
	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive	8.563	2.376
	Reclami di secondo livello reindirizzati con informativa sulle conciliazioni	7.524	1.242
Altre attività ^(A)	Segnalazioni	12	-
	Richieste all'help desk Associazioni	2	8

(*) Al 31 marzo 2018 risultano anche in lavorazione 318 reclami di secondo livello ex delibera 19 giugno 2014, 286/2014/R/com. Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Il Servizio conciliazione dell'Autorità

Dati e informazioni anno 2017 e I trimestre 2018

Nel primo anno di operatività del TICO (1 gennaio 2017 – 31 dicembre 2017), sono state presentate al Servizio conciliazione 10.588 domande, per una media di domande/giorno pari a 42,6. Rispetto al 2016, anno nel quale non era ancora operativo il tentativo obbligatorio di cui al TICO, si è registrato un notevole incremento annuo di domande in ingresso, pari al 215%.

Nel 2017, come mostra la figura 9.5, si è registrato un incremento del peso degli accessi diretti dei clienti (25% contro 13% del 2016) così come dei delegati diversi dalle associazioni dei consumatori CNCU (43% contro 28% del 2016) e, per converso, una diminuzione della quota delle domande di attivazione provenienti dalle medesime associazioni (32% contro 59% del 2016).

Per quanto concerne le associazioni CNCU, si rammenta che esse, una volta identificate sulla piattaforma telematica mediante un codice, in caso di esito positivo della procedura, percepiscono per l'attività di assistenza e di rappresentanza del cliente finale dinanzi al Servizio un contributo economico a valere sul Fondo derivante dalle sanzioni irrogate dall'Autorità (si veda il precedente paragrafo "Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni"). Il 43% degli "altri delegati" è così composto: il 73% è comprensivo delle persone fisiche non identificabili con figure professionali o

associazioni, il 22% è riconducibile ad avvocati, il 3% ad amministratori di condominio, il 2% ad altre associazioni dei consumatori (che non hanno indicato all'atto della domanda il codice identificativo CNCU oppure non accreditate CNCU). Solo due, infine, le domande presentate al Servizio da parte di associazioni dei clienti finali non domestici.

L'accesso dei delegati e delle associazioni alla procedura, diversamente dai clienti finali in via diretta, ha risentito delle variazioni stagionali, essendo stato meno frequente, su base annua, nei mesi estivi e a dicembre. Guardando alle sole domande presentate con l'ausilio di un delegato sulla base dei dati indicati dagli attivanti, si ricava che la distribuzione dell'età dei soggetti che hanno delegato la presentazione delle domande medesime si concentra nella fascia dai 38 ai 57 anni, mentre per i delegati la distribuzione è maggiormente concentrata nella fascia d'età tra i 36 e i 45 anni, indicando per questi ultimi una minor variabilità e frammentazione.

Il 76% delle domande ricevute dal Servizio (figura 9.6) ha riguardato un cliente finale domestico (in lieve diminuzione rispetto al 77% del 2016). Il 60% delle domande pervenute ha avuto a oggetto il settore elettrico, in leggero aumento rispetto al medesimo dato del 2016 (58%). Combinando tipologia cliente e settore, emerge una prevalenza della clientela domestica sia nell'elettrico (66%) che nel gas (91%).

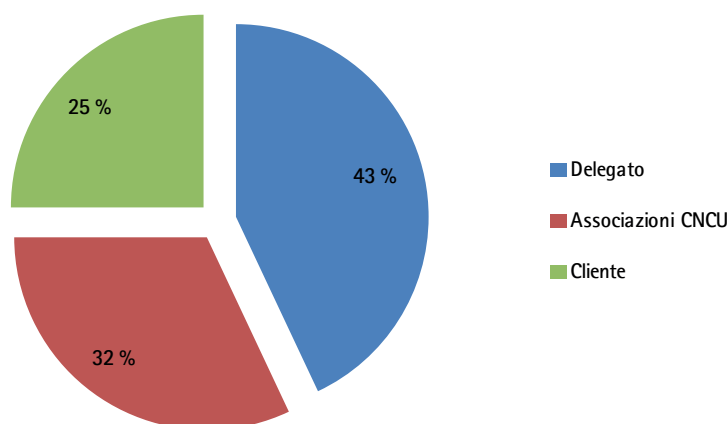
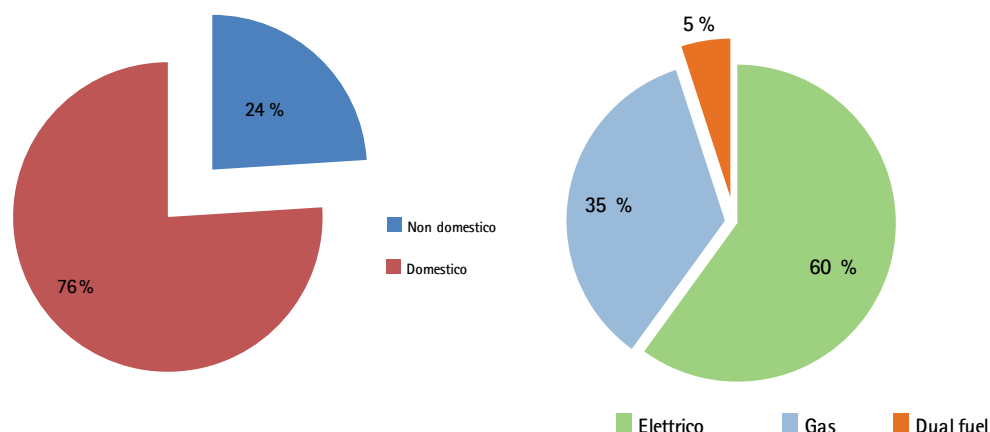


FIG. 9.5

Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante, anno 2017

FIG. 9.6

Domande al Servizio conciliazione suddivise per tipologia di cliente e settore, anno 2017



Fonte: ARERA. Servizio Conciliazione.

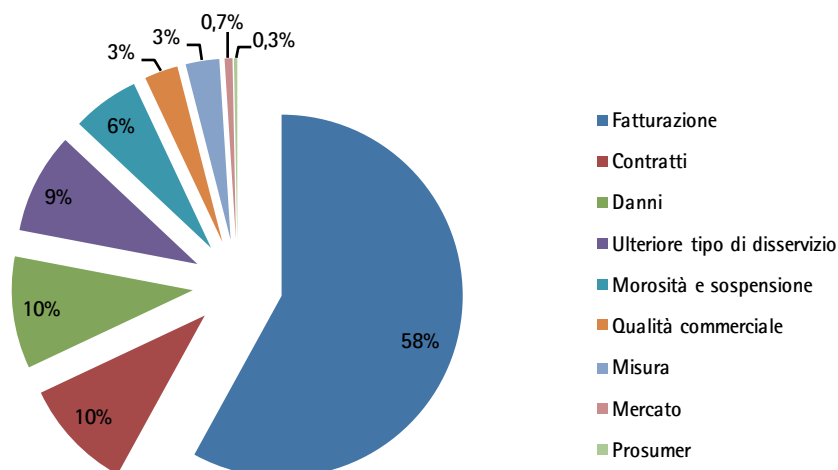
Relativamente all'argomento delle controversie (figura 9.7) azionate dinanzi al Servizio conciliazione, si conferma la prevalenza della fatturazione (58%), seppur in calo rispetto al 2016 (72%, comprensivo delle controversie in tema di misura²⁰). Un ulteriore 20% è rappresentato equamente dalle voci relative a contratti (dato in linea con il 2016), nella maggior parte dei casi derivanti da ritardi nell'esecuzione delle prestazioni, e danni (6% nel 2016).

Per quanto concerne il valore della controversia, esso è stato dichiarato in fase di attivazione della procedura nel 59% delle domande. Di queste, l'81% reca un valore stimato inferiore a 5.000 euro²¹.

In merito all'andamento delle 10.588 domande pervenute al Servizio (figura 9.8), il 76% è stato ammesso alla procedura (in lieve diminuzione rispetto al 2016, quando si attestava al 79%). Con riferimento alle domande non ammesse (24%), in continuità con il trend rilevato nel 2016, più della metà (56%) corrisponde ai casi di mancato completamento della domanda da parte dell'attivante nei termini previsti dal TICO. Del restante 44%, in quasi un caso su due si è verificato il mancato rispetto dei termini (minimo e massimo) per la presentazione della domanda di conciliazione. Analizzando il dato relativo alle domande ammesse rispetto al totale delle domande per ciascuna tipologia di attivante, oltre un terzo (36%) delle domande

FIG. 9.7

Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione - 2017



Fonte: ARERA. Servizio Conciliazione.

²⁰ La modulistica web per la presentazione delle domande di conciliazione è stata modificata nel 2017, al fine di coordinarla con la tabella 5 del TIQV in tema di classificazione di primo e secondo livello dei reclami e delle richieste di informazione.

²¹ Soglia degli *small claims* ex regolamento (CE) n. 861/2007 dell'11 luglio 2007 e s.m.i.

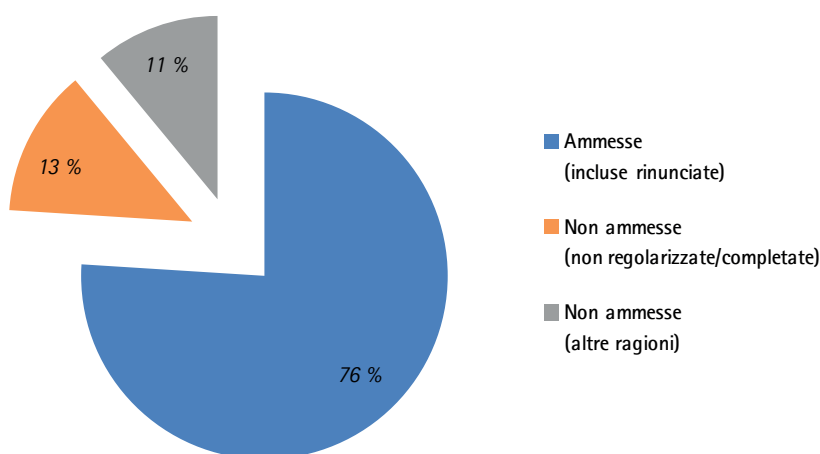
di clienti in via diretta non sono risultate ammissibili, a fronte di un 13% delle domande presentate dalle associazioni dei consumatori CNCU; per gli altri delegati, il dato oscilla fra il 21% delle altre associazioni dei consumatori, il 26% sia degli avvocati che delle persone fisiche diverse da figure professionali e associazioni e il 27% degli amministratori di condominio.

Con riferimento alle domande ammesse alla procedura, nel 39% dei casi (percentuale più che duplicata rispetto al 2016) il venditore ha richiesto la convocazione del distributore in qualità di ausilio tecnico: tali procedure si sono concluse con un accordo fra le parti (cliente finale e venditore) nel 65% dei casi. Per oltre il 90% tale convocazione ha riguardato i 10 maggiori distributori nazionali.

Il tasso di accordo complessivo (figura 9.9), in diminuzione rispetto al 2016, è risultato pari al 68% delle procedure concluse (al

netto delle procedure rinunciate, pari a circa l'1% delle ammesse). Guardando al totale degli esiti delle procedure concluse per singola tipologia di attivante, le associazioni e i clienti in via diretta fanno registrare percentuali di accordo che oscillano fra l'81% delle associazioni CNCU e il 70% delle altre associazioni, passando per il 72% dei clienti in via diretta. Più bilanciata è invece la situazione per gli altri delegati: gli avvocati raggiungono accordi nel 46% dei casi, le persone fisiche non identificabili con figure professionali o associazioni e amministratori di condominio nel 55%.

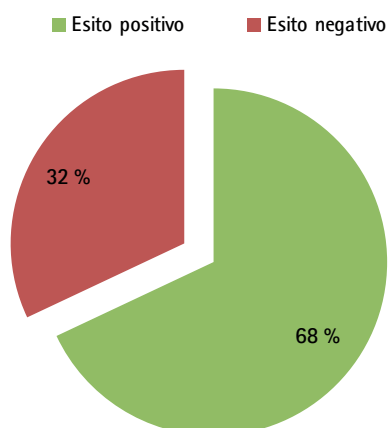
La durata media delle procedure concluse è pari a 45 giorni solari (46 per i casi di accordo, 42 per gli esiti negativi), in diminuzione rispetto ai 60 giorni del 2016, con minimi di sei giorni (casistica riconducibile alla procedura "abbreviata" per i casi di sospensione della fornitura per una fattura contestata tempestivamente con il reclamo all'operatore).



Fonte: ARERA. Servizio Conciliazione.

FIG. 9.8

Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione, anno 2017



Fonte: ARERA. Servizio Conciliazione.

FIG. 9.9

Esiti procedure concluse presso il Servizio conciliazione, anno 2017

Nel primo trimestre 2018, sono pervenute al Servizio 3.127 domande di conciliazione, con un incremento pari a circa il 30% rispetto all'analogo periodo del 2017. Riguardo alla tipologia di attivante, si registrano un incremento dei delegati diversi dalle associazioni (48%) e una lieve diminuzione sia delle associazioni CNCU (28%) che degli accessi diretti da parte dei clienti finali (24%). Inoltre, si conferma la prevalenza delle domande aventi a oggetto controversie di clienti domestici (72%) e riguardanti il settore elettrico (58%). Per quanto riguarda gli argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio, anche nei primi mesi del 2018 i più frequenti sono stati fatturazione, contratti e danni (nell'insieme, circa il 77% sul totale delle domande presentate). Nel 60% delle domande presentate è stato dichiarato anche il valore da parte dell'attivante, che nel 78% dei casi non supera i 5.000 euro. Il tasso di ammissibilità delle domande presentate al Servizio è pari all'80%, in forte aumento rispetto al dato aggiornato al 2017, e ciò anche in virtù dell'apparente miglioramento delle performance dei clienti che accedono in via diretta (per essi, infatti, il tasso di inammissibilità si riduce al 26% delle domande presentate). Riguardo alle cause di inammissibilità, aumenta notevolmente il peso dei casi di mancato completamento/regolarizzazione della domanda da parte dell'attivante (poco meno dell'80% del totale). In aumento è anche la percentuale di convocazioni del distributore quale ausilio tecnico (42%).

Infine, considerato il numero delle domande ammesse e delle relative procedure avviate nel primo trimestre 2018, al 31 marzo ne risultano concluse poco più della metà (considerato il termine massimo di conclusione pari a 90 giorni solari dalla domanda completa, eventualmente prorogabile di altri 30). Fra queste, nel 61% dei casi le parti hanno raggiunto un accordo (il dato sembra risentire dell'incremento delle procedure concluse con esito negativo da parte dei delegati diversi dalle associazioni CNCU, pari al 63% delle procedure avviate da tali delegati). Le procedure concluse con esito positivo hanno fatto registrare una durata media di 35 giorni solari.

Adempimento dell'obbligo partecipativo al Servizio conciliazione

Al fine di partecipare alle procedure conciliative presso il Servizio conciliazione e dunque adempiere all'obbligo partecipativo

sancito nel TICO, stante lo svolgimento prevalentemente online della procedura, ciascun operatore deve effettuare l'abilitazione alla piattaforma telematica del servizio medesimo. Si tratta, nel dettaglio, di accreditare le persone fisiche che riceveranno e gestiranno le domande di conciliazione interagendo col Servizio (segreteria dell'operatore) e quelle che rappresenteranno l'operatore al tavolo conciliativo virtuale, munite di delega a conciliare e transigere conferita mediante procura notarile. Con la nuova piattaforma telematica è inoltre richiesta l'abilitazione di un referente, con funzione di interfaccia unica col Servizio, al fine di efficientare i flussi anche alla luce dell'aumento dei volumi dovuto all'obbligatorietà.

Le procedure per effettuare l'abilitazione e le informazioni sui documenti necessari a tal fine sono riportate nella comunicazione di avvio della procedura conciliativa e convocazione alla medesima, inviata dal Servizio, una volta ammessa la domanda di conciliazione del cliente finale, all'operatore non ancora abilitato. Tale abilitazione è dunque effettuata una volta per tutte le procedure successive. Il meccanismo appena descritto è in funzione sin dall'avvio operativo del Servizio conciliazione in chiave volontaria (1 aprile 2013) ed è stato condiviso e affinato dal servizio medesimo con i principali operatori nel corso del triennio di fase sperimentale concluso il 31 dicembre 2016, nonché, in vista dell'avvio della nuova piattaforma telematica, con incontri ad hoc di presentazione e l'invio di istruzioni dedicate, per permettere la nuova abilitazione in via "preventiva" rispetto all'eventuale convocazione a successivi incontri conciliativi. L'art. 10, comma 10.8, del TICO, stabilisce che: "L'assenza dell'Operatore o Gestore che è tenuto ad aderire alla procedura ai sensi dell'art. 8, comma 8.4, è comunicata dal Responsabile del Servizio all'Autorità per i seguiti di competenza". Inoltre, ai sensi dell'art. 16, comma 16.1, lettera f), dell'Allegato A alla delibera 383/2016/E/com, "L'Acquirente unico invia agli Uffici dell'Autorità [...] un rapporto mensile a cura del Servizio conciliazione sulle domande ricevute, sull'andamento delle procedure e sui loro esiti [...]". L'Autorità, sulla base di tali informazioni, effettua interventi gradualmente di *enforcement*, quali forme di intimazione o diffida nei confronti degli esercenti inadempienti, cui può seguire l'adozione di provvedimenti prescrittivi o sanzionatori.

Procedure speciali e altre attività

Le procedure speciali sono state previste nell'ambito del sistema di tutele con riferimento a fattispecie caratterizzate da un contesto di regole articolato e "ad applicazione automatica" (come quelle per il bonus o la doppia fatturazione o in materia di procedura ripristinatoria volontaria) e da informazioni codificate e disponibili in banche dati centralizzate (es. Sistema Informativo Integrato - SII, Sistema indennitario, Sistema di gestione delle agevolazioni sulle tariffe energetiche - SGAt). Tali caratteristiche consentono allo Sportello, sulla base della sola documentazione ricevuta in fase di attivazione della procedura speciale e delle informazioni già codificate, di determinare l'esito della controversia (procedure speciali risolutive) o di fornire l'informazione richiesta (procedure speciali informative). I tempi di risposta/risoluzione vanno da un minimo di cinque a un massimo di 30 giorni lavorativi. L'interazione dello Sportello con gli operatori è limitata alla fase degli adempimenti che conseguono alla risoluzione della controversia.²²

Anno 2017

Con riferimento alle procedure speciali informative, nel 2017 si registrano 11.400 richieste, di cui il 75% riferite al settore elettrico, il 19% al settore gas e il 6% a entrambi i settori. Emerge (figura 9.10)

una prevalenza delle richieste connesse al venditore ignoto (45%), cioè ai casi di voltura in cui il cliente finale, che vuole volturare a suo nome un contratto, si rivolge allo Sportello perché non è in grado di identificare l'esercente titolare del POD/PDR interessato; seguono le richieste volte a conoscere l'attuale controparte commerciale e la data di *switching* (28%) e quelle finalizzate a individuare il venditore che ha richiesto l'applicazione del C^{MOR} (27%) che, nel 2017, interessano il solo settore elettrico.

I tempi di risposta a queste richieste, che non comportano alcuna interazione con le controparti commerciali, sono quelli illustrati nella tavola 9.16.

Le procedure speciali risolutive, una volta attivate, stante la potenziale idoneità nell'estinguere la problematica, fanno venir meno la necessità di esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione, fatti salvi eventuali profili risarcitori connessi alla controversia. In totale (figura 9.11) sono 8.563 le richieste di attivazione di tali procedure speciali nel 2017, con la netta prevalenza delle pratiche bonus (81%), seguite dai casi relativi alla procedura " C^{MOR} -bis", incentrata sulla verifica dei presupposti di annullamento del C^{MOR} (9%), e da quelli connessi alla procedura ripristinatoria volontaria regolata, da ultimo, con il

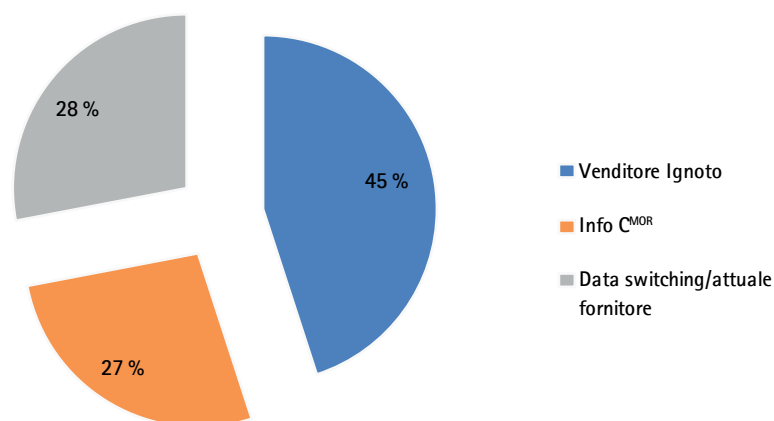


FIG. 9.10

Procedure speciali informative, anno 2017

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente.

²² Per ulteriori dettagli: *Relazione Annuale 2017*, Vol. II, Capitolo 7, paragrafo "Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie".

TAV. 9.16

Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative, anno 2017

PROCEDURE SPECIALI INFORMATIVE	GIORNI LAVORATIVI ^(A) SPORTELLO	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI ^(B) SPORTELLO
Venditore ignoto	10	8
Venditore che ha richiesto il C ^{MOR}	10	5
Data switching/venditore	5	3

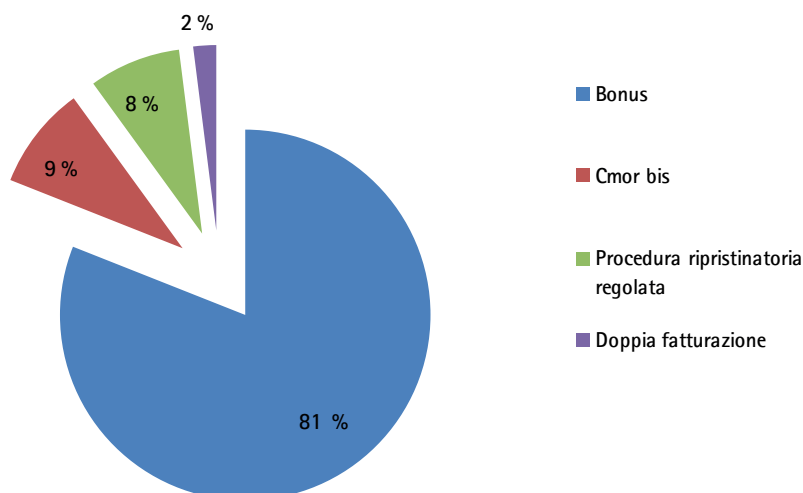
(A) Livelli di servizio ex Tabella 1 All. A alla delibera 383/2016/E/com.

(B) Contabilizzati dalla ricezione della richiesta del cliente.

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente.

FIG. 9.11

Procedure speciali risolutive, anno 2017



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente

TIRV (8%). Si registrano, infine, percentuali molto basse per la procedura in tema di doppia fatturazione (2%) e solo un caso di richiesta di attivazione della procedura speciale per mancata erogazione dell'indennizzo automatico dovuto entro i termini massimi previsti dalla regolazione.

Con riferimento alle pratiche di attivazione di procedure speciali risolutive, lo Sportello ha comunicato 138 casi di risposta tardiva, pari all'1,6% delle procedure attivate (di cui il 93% relativi alla procedura speciale bonus), 38 casi di mancata risposta, pari allo 0,4% delle procedure attivate (tutti nella procedura speciale "C^{MOR}-bis") e tre casi di risposta non conforme alla regolazione applicabile a tali procedure. La risposta viene considerata non ricevuta se perviene oltre il 15° giorno lavorativo dallo scadere della tempistica ordinaria per la risposta.

Di seguito (tavola 9.17) è riportato il dato sui tempi di risposta alle richieste di attivazione delle procedure speciali risolutive nell'anno 2017, con riferimento sia allo Sportello che agli esercenti.

Focalizzando l'attenzione sui 38 casi di assenza di risposta, essi hanno riguardato in gran parte il mancato rispetto dei tempi previsti dalla regolazione con riferimento al flusso di informazioni e adempimenti fra gli operatori nel caso di annullamento del C^{MOR} e conseguente rettifica tempestiva della fatturazione: tali problematiche sono state per lo più risolte *extra-time*. I pochi e non significativi casi di formale inadempimento sono stati oggetto di segnalazione dallo Sportello all'Autorità per i seguiti di competenza.

Con riferimento infine alle altre attività svolte in avalimento dell'Autorità, diverse dalle procedure speciali e dal *contact center*, nel corso

TAV. 9.17

Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive - 2017

PROCEDURE SPECIALI RISOLUTIVE	GIORNI LAVORATIVI ^(A) SPORTELLLO	GIORNI LAVORATIVI ^(B) ESERCENTE	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI ^(C) SPORTELLLO	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI ^(C) ESERCENTE
Bonus	10	20	7	12
Ritorno precedente fornitore (TIRV)	10	-	6	-
Doppia fatturazione	5	10	7	7
Mancata erogazione indennizzo	10	10	5	2

(A) Livelli di servizio ex Tabella 1, All. A alla delibera 383/2016/E/com.

(B) Tempi di risposta ex Appendice 2, All. A alla delibera 383/2016/E/com.

(C) Contabilizzati dalla ricezione della richiesta del cliente. Nel caso del TIRV, sono contabilizzati dalla ricezione del rigetto da parte del venditore.

Fonte: ARERA Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente.

del 2017, lo Sportello, come già anticipato nelle pagine precedenti²³, ha ricevuto 7.524 reclami di secondo livello, che ha provveduto a reindirizzare informando il cliente sulla percorribilità del canale conciliativo per la risoluzione del caso di specie e sulle modalità per accedere alle relative procedure. Il 14% dei clienti "reindirizzati" ha utilizzato il Servizio conciliazione; non sono invece disponibili informazioni sull'eventuale utilizzo di altre procedure.

Inoltre, al 31 dicembre 2017, erano ancora in lavorazione 322 casi aperti nell'anno 2016 relativi a reclami di secondo livello, gestiti in conformità alla delibera 286/2014/R/com.

Per quanto concerne, invece, lo strumento delle segnalazioni, esso ha avuto un utilizzo esiguo: solo 12 sono state quelle presentate da clienti o associazioni nell'intero 2017.

L'Help desk dedicato per gli sportelli delle associazioni, infine, non è stato ancora utilizzato: solo due sono le richieste ad oggi pervenute allo Sportello.

In ultimo, nell'arco di tutto il 2017, con riferimento a procedure speciali, richieste di informazione e segnalazioni, hanno interagito con lo Sportello soprattutto i clienti senza l'ausilio di delegati (83%). Il principale canale di accesso è stato l'e-mail (40%); il portale clienti del sito web dello Sportello, obbligatorio per i delegati professionisti e per le associazioni, è stato utilizzato nel 20% dei casi.

Primo trimestre 2018

Nel primo trimestre 2018, sono pervenute allo Sportello 4.226 richieste di attivazione di procedure speciali informative, con un

trend di argomenti che riflette quanto registrato nel corso del 2017. Prevalgono, infatti, le richieste connesse al venditore ignoto a seguito di voltura (47%), mentre il restante 53% è rappresentato dalle richieste volte a conoscere l'attuale controparte commerciale e la data di *switching* (29%) e di quelle per l'individuazione del venditore che ha richiesto l'applicazione del C^{MOR} (24%). I tempi di risposta dello Sportello si confermano pari a tre giorni lavorativi effettivi per le richieste relative a controparte commerciale/data di *switching*; sono in diminuzione per la procedura relativa al venditore ignoto (5 giorni) e per quella in tema di C^{MOR} (4 giorni).

Con riferimento alle procedure speciali risolutive, il totale delle richieste ammonta a 2.376 e risulta suddiviso in maniera sostanzialmente conforme con quanto analizzato nel corso del 2017: l'87% è rappresentato da pratiche inerenti al bonus, mentre il 9% riguarda la procedura "C^{MOR}-bis". Percentuali non significative sono registrate per la procedura ripristinatoria volontaria (2%) e la tematica della doppia fatturazione (2%). Solo due i casi di procedura speciale sulla mancata erogazione dell'indennizzo.

Per tali procedure risolutive, i tempi di risposta dello Sportello sono in linea con quanto sopra riportato per il 2017, tranne che per la procedura in tema di bonus, che fa registrare una riduzione a quattro giorni lavorativi effettivi. I tempi effettivi di risposta degli esercenti, rispetto al 2017, risultano confermati per quanto riguarda la procedura speciale in materia di bonus, di poco superiori per la doppia fatturazione (8 giorni) e in aumento per la procedura sugli

²³ Paragrafo "Sportello per il consumatore Energia e Ambiente: l'informazione ai clienti finali", di questo stesso Capitolo.

indennizzi (10 giorni), ma sempre entro i tempi massimi di risposta previsti dall'Autorità.

Ancora in tema di procedure speciali risolutive, lo Sportello ha comunicato quattro casi di mancata risposta (tutti relativi alla procedura "C^{MOR}-bis") e un solo caso di risposta non conforme alla regolazione applicabile.

Riguardo alle altre attività svolte dallo Sportello in avvalimento, si registrano 1.242 reclami di secondo livello reindirizzati alla conciliazione, con un tasso di passaggio al Servizio conciliazione pari a circa

il 4%. I casi di reclamo di seconda istanza in lavorazione presso lo Sportello e gestiti in conformità alla delibera 286/2014/R/com sono 318. Sono otto i casi di utilizzo dell'*help desk* per gli sportelli delle associazioni. Non si registrano segnalazioni.

Nel trimestre in argomento, infine, si confermano la prevalenza dell'accesso diretto dei clienti finali senza delegati ai servizi dello Sportello (79%) e l'utilizzo del canale e-mail (36%); si registra, invece, un incremento degli accessi tramite portale web (29%).

Designazione dell'Autorità quale autorità competente per l'ADR nei settori regolati

L'Autorità, in attuazione dell'art. 141-*decies* del Codice del consumo, con delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com, ha istituito l'Elenco degli organismi ADR deputati a gestire, nei settori di competenza, procedure ADR ai sensi del Titolo II-*bis* della Parte V del Codice del consumo, disciplinando, nell'Allegato A, il procedimento per l'iscrizione nell'Elenco e le modalità di svolgimento delle attività relative alla gestione, alla tenuta e alla vigilanza dell'Elenco medesimo (di seguito: Disciplina), nonché previsto l'emanazione di eventuali linee guida applicative²⁴

Al 31 marzo 2018, compreso il Servizio conciliazione dell'Autorità (iscritto con delibera 620/2015/E/com), nell'Elenco ADR dell'Autorità, pubblicato sul sito ufficiale della stessa Autorità, risultano iscritti 15 organismi, di cui sei di conciliazione paritetica, basati su appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese di vendita (tavola 9.18). Per gli organismi ADR di conciliazione paritetica, il Codice del consumo, all'art. 141-*ter*, stabilisce ulteriori requisiti di terzietà e indipendenza per l'iscrizione in Elenco. Gli altri organismi iscritti sono a loro volta organismi di mediazione (come tali, iscritti quindi 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), che hanno attestato il possesso della formazione specialistica in uno o più settori di competenza dell'Autorità per almeno un conciliatore.

Ai sensi dell'art. 141-*decies*, comma 2, ogni autorità competente, fra l'altro, vigila sull'Elenco nonché sui singoli organismi ADR. Segnatamente, l'attività di vigilanza dell'Autorità sull'Elenco ADR e sugli organismi iscritti si esplica nel caso di eventuali condotte assunte dall'organismo iscritto in Elenco contrarie all'impianto normativo e regolatorio in materia di ADR (e ai regolamenti procedurali approvati) e/o nei casi in cui l'organismo non abbia mantenuto i requisiti previsti per l'iscrizione e/o qualora non abbia adempiuto agli obblighi di rendicontazione delle attività svolte e/o di formazione e aggiornamento dei propri conciliatori. L'attività di vigilanza:

- è attuata su segnalazione di chiunque abbia interesse o d'ufficio, mediante l'analisi delle relazioni di attività e la ricezione degli elenchi dei conciliatori in possesso della formazione specialistica, nonché per mezzo del monitoraggio dei contenuti

²⁴ Per ulteriori dettagli, *Relazione Annuale 2016 e Relazione Annuale 2017*, Vol. II, Capitolo 7, paragrafo "Conciliazioni e procedure alternative di risoluzione delle controversie".

TAV. 9.18

Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 marzo 2018^(A)

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Servizio conciliazione ARERA	18/12/2015 energia elettrica e gas ^(B)
Organismo ADR di conciliazione paritetica Eni Gas e Luce SpA- Associazioni di consumatori	11/01/2016 energia elettrica e gas
Organismo ADR Edison Energia - Associazioni dei consumatori CNCU	12/02/2016 energia elettrica e gas
Negoziazione paritetica Enel	03/03/2016 energia elettrica e gas
Sicome SC - Organismo di mediazione (C)	11/03/2016 energia elettrica e gas; 16/03/2018 energia elettrica, gas e servizi idrici
Borlaw - Organismo di mediazione	25/03/2016 energia elettrica e gas; 31/05/2016 energia elettrica, gas e servizi idrici
Istituto Nazionale per la Mediazione e l'Arbitrato Inmediar - Organismo di mediazione	03/02/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR A2A - Associazioni dei consumatori	24/02/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Organismo ADR Acea - Associazioni dei consumatori	24/02/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
S.P.F. Mediazione - Organismo di mediazione	12/06/2017 energia elettrica e gas
ADR Intesa - Organismo di mediazione (C)	12/06/2017 energia elettrica, gas e servizi idrici
Equilibrium - Organismo di mediazione	12/06/2017 energia elettrica e gas
AccademiADR - Organismo di mediazione	03/11/2017 energia elettrica e gas
Tota Consulting - Organismo di mediazione (C)	01/12/2017 energia elettrica e gas
Organismo di conciliazione paritetica Iren -Associazioni CNCU.	26/02/2018 energia elettrica, gas, servizi idrici, teleriscaldamento e teleraffrescamento

(A) A seguito di domanda di iscrizione presentata alla fine del mese di marzo 2018, è stato iscritto in Elenco anche l'organismo ADR di conciliazione paritetica E.ON Energia SpA/Associazioni dei consumatori, con efficacia dal 12 aprile 2018, per i settori dell'energia elettrica e del gas.

(B) Servizi idrici da 1 luglio 2018.

(C) Organismo iscritto in Elenco ai sensi dell'art. 7, comma 7.1, della Disciplina, "Organismi iscritti in altri Elenchi".

Fonte: ARERA

dei siti web degli organismi oppure alla luce delle comunicazioni degli organismi medesimi in merito all'eventuale modifica delle informazioni rese in fase di iscrizione;

- può culminare, se del caso, nella cancellazione dell'organismo dall'Elenco, mediante un procedimento con garanzie di contraddittorio documentale e adeguate tempistiche per la correzione di quanto contestato, disciplinato dall'art. 5 della Disciplina adottata dall'Autorità, in attuazione dell'art. 141-*decies*, comma 4, del Codice del consumo.

Relazioni di attività

L'art. 141-*quater*, comma 2, del Codice del consumo, stabilisce l'obbligo per gli organismi ADR di rendere disponibili al pubblico, sui

propri siti web, su un supporto durevole su richiesta e in altra modalità funzionale al perseguimento delle finalità di trasparenza, le relazioni annuali d'attività aventi i contenuti dettagliati nel comma in argomento. Un analogo obbligo di rendicontazione delle attività, con trasmissione all'autorità competente, è inoltre previsto per ciascun organismo dall'art. 141-*nonies*, comma 4, ma con cadenza biennale, a far data dal secondo anno di iscrizione.

I contenuti delle relazioni di attività annuali e biennali previsti dai pertinenti articoli del Codice del consumo differiscono fra loro, seppur in minima parte; tuttavia, al fine di fornire una continuità di rilevazione e permettere un confronto utile sull'andamento delle procedure ADR, anche in linea con gli adempimenti e le tempistiche previsti nell'art. 39 del TIQV, si è ritenuto opportuno effettuare uno sforzo di armonizzazione, in chiave interpretativa, fra le due

tipologie di relazione, in sostanza optando per una "annualizzazione" della relazione biennale. Pertanto, nell'ambito di specifiche comunicazioni inviate agli organismi iscritti nel 2016 e nel 2017 nell'Elenco, sono stati individuati i seguenti contenuti minimi delle relazioni da trasmettere ogni anno all'Autorità:

- domande pervenute (sia per controversie nazionali che, eventualmente, anche transfrontaliere) e, di queste, domande ammesse e non ammesse alla procedura, con relativo dettaglio delle cause di inammissibilità;
- classificazione delle domande per materia seguendo le categorie indicate nella Tabella 5 del TIQV (per le controversie relative al settore idrico, ciascun organismo adotta soluzioni di classificazione idonee a ricomprendere in modo omogeneo le principali casistiche di conciliazione);
- modalità con cui la domanda di conciliazione è stata presentata all'organismo (es. piattaforma telematica, e-mail, posta, fax, etc.);
- procedure concluse con accordo o senza accordo e procedure concluse in modo diverso dall'accordo o dal non accordo (es. rinuncia delle parti), procedure interrotte;
- durata media delle procedure e dettaglio relativo ai casi di proroga della durata delle procedure oltre il termine ordinario di conclusione delle stesse;
- dati e informazioni in merito alle eventuali procedure pendenti al 31 dicembre dell'anno precedente a quello oggetto di rilevazione (per i soli organismi ADR iscritti in Elenco in almeno due anni solari consecutivi);
- percentuale di rispetto, se nota, degli esiti delle procedure ADR;
- eventuali cause sistematiche o significative generatrici delle controversie tra consumatori e professionisti;
- eventuale cooperazione con organismi ADR all'interno di reti di organismi ADR che agevolano la risoluzione delle controversie transfrontaliere.

Per gli organismi ADR iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità nel corso del 2016, è stata anche richiesta, in via sperimentale, ai sensi dell'art. 141-*nonies*, comma 4, lettera h), del Codice del consumo, un'analisi qualitativa, a libera compilazione, avente a oggetto "la valutazione dell'efficacia della procedura ADR offerta dall'organismo e di eventuali modi per migliorarla". Tale analisi non soggiace all'obbligo di pubblicazione sul sito web dell'organismo ADR.

In una fase di prima attuazione, si è stabilito altresì che la relazione annuale degli organismi ADR in argomento sia inviata all'Autorità in forma libera. Per quanto concerne la sua pubblicazione sul sito web dell'organismo, si è ritenuto di affidare all'organismo medesimo la scelta delle relative modalità, purché coerenti con le finalità indicate dal Codice del consumo. Con riferimento ai dati per l'anno 2016, la scadenza per la trasmissione dei dati medesimi è stata il 31 luglio 2017; per i successivi anni, si è stabilito che le relazioni annuali degli organismi ADR debbano essere trasmesse e pubblicate entro il 28 febbraio dell'anno successivo a quello di riferimento.

Aggiornamento formativo

I conciliatori incaricati della risoluzione delle controversie relative ai settori di competenza dell'Autorità, nei quali l'organismo intende operare, devono possedere anche i requisiti di formazione specifica in tali settori acquisita mediante la frequenza di corsi o seminari di durata non inferiore a quattordici ore e relativi aggiornamenti almeno biennali di durata non inferiore a dieci ore. L'organismo sarà 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 4° semestre solare successivo al semestre solare in cui si è svolta la precedente sessione di formazione o aggiornamento.

Ai sensi dell'art. 141-*nonies*, comma 2, del Codice del consumo, qualora le informazioni comunicate ai fini dell'iscrizione (ivi incluse quelle relative alla formazione dei conciliatori) vengano modificate, gli organismi ADR devono informarne l'autorità competente. L'art. 141-*quater*, comma 1, lettera c), del Codice del consumo, prevede che l'elenco dei conciliatori aggiornato sia reso disponibile sul sito web dell'organismo.

In attuazione di tali disposizioni, è stata prevista una modalità di inoltro all'Autorità degli elenchi dei conciliatori di ciascun organismo con cadenza semestrale a data fissa, ossia entro il 31 luglio ed entro il 31 gennaio di ogni anno con riferimento al semestre precedente. In tale trasmissione, ciascun organismo ADR, mediante dichiarazione resa dal proprio rappresentante ai sensi del DPR 28 dicembre 2000, n. 445, deve indicare:

- i nominativi dei conciliatori attivi alla data di inoltro dell'Elenco, con evidenza del possesso di una valida formazione specialistica (o relativo aggiornamento) alla predetta data;
- i nominativi dei conciliatori non più attivi alla data di inoltro dell'Elenco e le ragioni della loro cancellazione, ivi inclusi i nominativi dei conciliatori inseriti in Elenco e cancellati nel corso del semestre di riferimento.

L'organismo è altresì tenuto all'aggiornamento tempestivo dell'Elenco dei conciliatori pubblicato nel proprio sito web, al ricorrere di ogni modifica/integrazione, indipendentemente dalla predetta tempistica di comunicazione all'Autorità. Si è ritenuto, infine, che l'adempimento in questione sia idoneo a soddisfare anche l'analogo obbligo di rendicontazione di cui all'art. 141-*nonies*, comma 4, lettera g), del Codice del consumo.

Principali dati anni 2016 e 2017

Il numero delle domande ricevute dagli organismi ADR iscritti nell'Elenco al 31 dicembre 2017, a esclusione del Servizio conciliazione dell'Autorità – per un totale di 13 organismi ADR, di cui cinque di conciliazione paritetica settoriali e otto organismi di mediazione trasversali – è stato complessivamente inferiore rispetto al 2016. In particolare, sono diminuite le richieste inviate per i settori dell'energia elettrica e del gas (2.072 nel 2017 contro 2.735 nel 2016) mentre sono aumentate le domande di conciliazione nel settore idrico (190 nel 2017 contro 106 nel 2016) anche in ragione dell'incremento del numero di organismi iscritti operativi in tale settore. Agli organismi ADR di conciliazione paritetica è riconducibile il 95% del totale delle domande presentate per tutti e tre i settori in argomento.

Nell'ambito dei settori energetici, con riferimento all'anno 2016, 1.366 domande hanno riguardato il settore gas, 1.337 l'elettrico (32 sono le domande *dual fuel* registrate da un solo organismo ADR di

conciliazione paritetica). Anche nel 2017, il gas prevale con 1.085 domande, a fronte delle 965 nel settore elettrico (nel medesimo periodo si registrano anche quattro domande *dual fuel* per un organismo di conciliazione paritetica, 18 ricevute da due organismi ADR trasversali di cui però non si conosce il dettaglio per settore).

Sia nel settore energetico che in quello idrico aumenta la percentuale di domande ammesse alla procedura rispetto a quelle ricevute: nel settore energetico la percentuale è pari all'81% nel 2017 a fronte del 77% nel 2016, mentre nel settore idrico la percentuale delle procedure ammesse è pari al 73% a fronte del 65% nel 2016. Il dato è positivo e potrebbe essere sintomatico di un ampliamento delle casistiche oggetto di conciliazione e, lato cliente e utente finale, di una maggiore chiarezza dei requisiti formali e sostanziali per l'accesso alle procedure, nonché di una semplificazione degli strumenti di accesso medesimi. Per quanto riguarda le modalità di accesso alla procedura, infatti, la maggior parte degli organismi dichiara di aver adottato forme online di accesso (piattaforma telematica o email), eventualmente affiancate anche da canali tradizionali (es. fax).

Come si evince dalla tavola 9.19, sia nel 2016 che nel 2017 la maggior parte delle richieste ha interessato i seguenti temi: fatturazione, morosità e sospensione, contratti e misura. Le domande legate a problematiche afferenti alla misura sono nettamente diminuite rispetto al 2016, mentre sono aumentate, principalmente nel settore gas, quelle legate a controversie afferenti a morosità e sospensione. Per quanto riguarda i casi di inammissibilità delle domande di conciliazione, le varie casistiche riportate dagli organismi ADR in fase di elaborazione dei dati sono state accorpate per omogeneità, perché, se da un lato è vero che i motivi di rifiuto sono stati standardizzati nel Codice del consumo, dall'altro, è altrettanto vero che tali motivi non appaiono esaustivi, considerato che ciascun organismo ADR può nel proprio regolamento di procedura prevedere ulteriori cause di inammissibilità della domanda.

TAV. 9.19

Principali tematiche oggetto di attivazione della procedura (2016 e 2017) – Organismi ADR

ARGOMENTO DOMANDE	ANNO 2017	ANNO 2016
Fatturazione	1.208	1.697
Morosità e sospensione	466	281
Contratti	208	181
Misura	155	438

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Relazioni annuali organismi ADR.

Ciò premesso, se nel 2016 le principali cause di inammissibilità avevano riguardato il mancato rispetto dei termini minimi e massimi dal reclamo e dall'eventuale risposta per la presentazione della domanda (41%), i casi fuori ambito (sia soggettivo che oggettivo, 26%), la mancanza del reclamo preventivamente inviato all'esercente (16%) e domanda duplicata oppure già sottoposta ad altro organismo ADR o al giudice (14%), nel 2017 tali casistiche appaiono confermate (figura 9.12), ma in ordine diverso: 44% fuori ambito soggettivo e oggettivo, 20% mancato rispetto dei termini, 19% mancanza del reclamo scritto, 11% domanda duplicata.

Quanto agli esiti delle procedure di conciliazione, i dati e le informazioni ricevute dagli organismi ADR iscritti in Elenco evidenziano un andamento positivo: aumenta la quota percentuale di procedure concluse con accordo anche rispetto al 2016. Nello specifico, per i settori energetici (gas, elettrico e *dual fuel*), nel 2017 (figura 9.13) il 72% delle procedure concluse (escluse quelle interrotte e rinunciate dal cliente) si sono chiuse con accordo delle parti, mentre il 28% senza accordo; nel 2016, invece, tale quota percentuale era pari all'82%. Sempre con riferimento al 2017, un identico trend si registra anche nel settore idrico.

Tra le motivazioni di mancata conclusione con accordo si registra anche una percentuale dovuta a mancata adesione dell'operatore

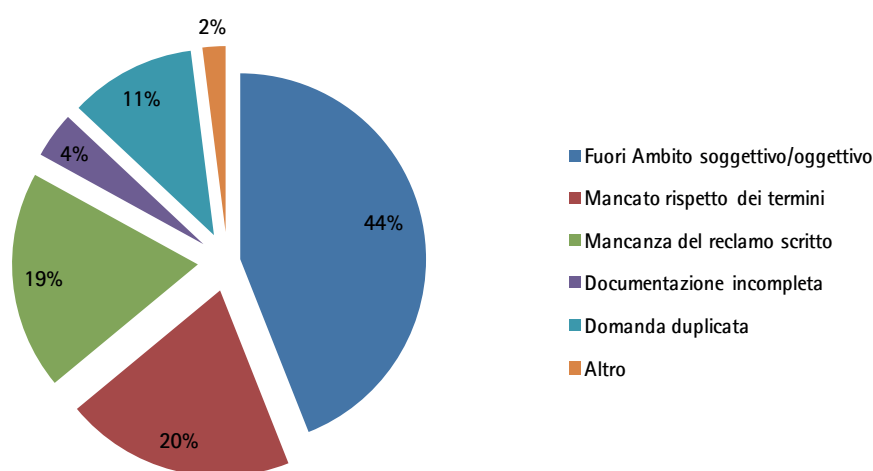
alla procedura che per i settori energetici, nel 2017, è pari al 33% del totale delle procedure concluse senza accordo. I casi di conclusione della procedura senza accordo per mancata adesione dell'operatore sono imputabili esclusivamente agli organismi ADR trasversali, poiché non sussiste dinanzi a tali organismi un obbligo partecipativo della controparte, diversamente da quanto accade per le conciliazioni paritetiche ADR (obbligo assunto volontariamente dall'operatore che ha sottoscritto il protocollo).

Gli accordi raggiunti nel 2017 dagli organismi ADR diversi dal Servizio conciliazione sono riconducibili per il 99% agli organismi ADR di conciliazione paritetica e tra questi ultimi, il tasso di accordo su procedure concluse, sia nei settori energetici che in quello idrico, è pari all'80%.

Per quanto riguarda i tempi medi di conclusione della procedura, sia nel 2016 che nel 2017 le informazioni fornite dagli organismi ADR²⁵ evidenziano una differenza a seconda che la procedura si sia conclusa con o senza accordo tra le parti. Inoltre, al netto di eventuali proroghe, è indicativa una riduzione dal 2016 al 2017 delle tempistiche necessarie per il raggiungimento degli accordi, imputabile prevalentemente agli organismi ADR di conciliazione paritetica: dai 96 giorni del 2016 ai 48 giorni del 2017. Sul punto, con particolare riferimento agli organismi ADR di conciliazione paritetica, dovrebbe aver influito anche la scelta degli organismi

FIG. 9.12

Principali motivi di inammissibilità della domanda (2017) – Organismi ADR

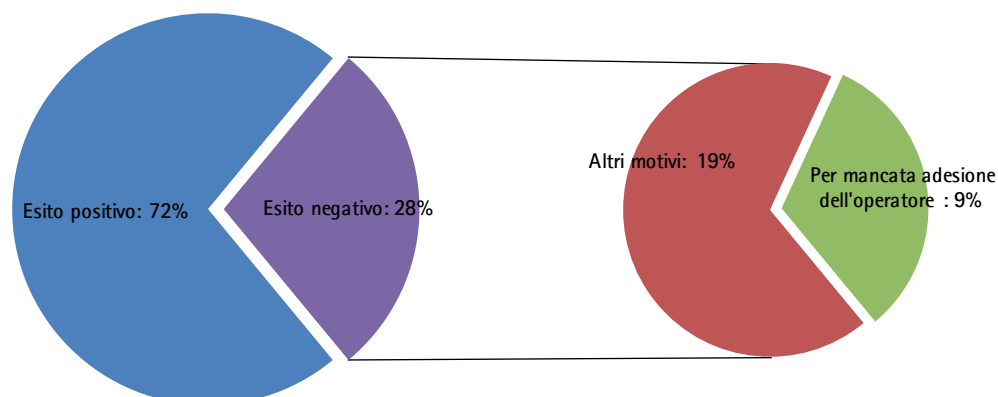


Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Relazioni annuali organismi ADR.

²⁵ Il dato è puramente orientativo, poiché non tutti gli organismi hanno fornito dati e informazioni sui tempi medi per ogni periodo temporale di riferimento e per ogni settore. Su 12 organismi ADR che hanno ricevuto nel 2017 domande di conciliazione, 10 hanno fornito anche i dati relativi ai tempi medi di conclusione delle procedure conciliative.

FIG. 9.13

Principali motivi di inammissibilità della domanda (2017) – Organismi ADR



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Relazioni annuali organismi ADR.

medesimi di incentivare il ricorso a strumenti *online* di svolgimento delle procedure (prevalentemente, la conciliazione si svolge mediante scambio di email); e ancora, anche la scelta di efficientare, da un lato, l'operato della segreteria di conciliazione nell'istruttoria delle domande e nella convocazione dei relativi incontri, e dall'altro lato, la fase di conclusione della procedura, in passato fortemente ancorata alla ricerca *ex post* del consenso del

cliente alla proposta di accordo individuata dalla commissione di conciliazione.

Infine, aumentano i giorni medi per la conclusione delle procedure senza accordo: 64 giorni nel 2016, 72 giorni nel 2017.

In tutti i casi esaminati, i termini previsti dalle disposizioni dettate dal Codice del consumo (90 giorni prorogabili per un massimo di altri 90 giorni) appaiono comunque rispettati.

Indagine conoscitiva sugli obblighi informativi in tema di ADR

L'art. 14-*sexies* del Codice del consumo, come novellato dal decreto legislativo 6 agosto 2015, n. 130, fra l'altro pone in capo ai professionisti che si siano impegnati a ricorrere a uno o più organismi ADR per risolvere le controversie insorte con i consumatori, l'obbligo di informare questi ultimi in merito all'organismo o agli organismi competenti (comma 1) e di fornire tali informazioni "in modo chiaro, comprensibile e facilmente accessibile sul sito web del professionista, ove esista, e nelle condizioni generali applicabili al contratto di vendita o di servizi stipulato tra il professionista e il consumatore" (comma 2). Inoltre, al terzo comma è previsto anche

che: nel caso in cui non sia possibile risolvere una controversia tra un consumatore e un professionista stabilito nel rispettivo territorio in seguito a un reclamo presentato direttamente dal consumatore al professionista "quest'ultimo fornisce al consumatore le informazioni di cui al comma 1, precisando se intenda avvalersi dei pertinenti organismi ADR per risolvere la controversia stessa. Tali informazioni sono fornite su supporto cartaceo o su altro supporto durevole".

L'Autorità ha dato attuazione alla predetta normativa adottando specifiche disposizioni volte a stabilire obblighi informativi in capo

ai venditori di energia in materia di attivazione e disponibilità di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie. Anche tali misure si collocano nel quadro della suddetta riforma del sistema di tutele, stanti, da un lato, la centralità del tentativo obbligatorio di conciliazione quale condizione di procedibilità per l'accesso alla giustizia ordinaria e, dall'altro, la finalità ad esse sottesa di accrescere la consapevolezza del cliente finale in merito alla disponibilità degli strumenti di tutela a sua disposizione per la risoluzione delle controversie insorte con il proprio operatore e non risolte con il reclamo; finalità che, al contempo, costituisce uno strumento di capacitazione del cliente medesimo, anche alla luce del processo di consolidamento della liberalizzazione dei mercati *retail*.

Il comma 2 dell'art. 141-*sexies* del Codice del consumo ha trovato attuazione nell'ambito del Codice di condotta commerciale, con riferimento, dunque, ai rapporti contrattuali di fornitura fra esercenti la vendita e clienti finali cui siano riconducibili punti di riconsegna esclusivamente alimentati in bassa tensione e/o consumi di gas naturale complessivamente non superiori a 200.000 S(m³)/anno. In particolare:

- ai sensi del dell'art.3, comma 3.5, del Codice di condotta commerciale, "Gli esercenti la vendita indicano sul loro sito web in modo chiaro e facilmente accessibile almeno le modalità di attivazione del Servizio conciliazione dell'Autorità e di eventuali altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, ai quali si impegnano a partecipare per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione da parte del cliente finale e la cui procedura sia gratuita. Per i clienti domestici indicano altresì il riferimento all'Elenco degli organismi ADR di cui articolo 141-*decies* del Codice del consumo";
- ai sensi del dell'art. 11, comma 11.1, lettera j), sempre del Codice di condotta commerciale, "I contratti di fornitura predisposti dagli esercenti la vendita e consegnati o trasmessi ai clienti finali [...] contengono almeno: [...] le modalità di attivazione delle eventuali procedure extragiudiziali di risoluzione delle controversie. In particolare, devono essere indicate almeno le modalità di attivazione del Servizio conciliazione dell'Autorità e di eventuali altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, ai quali l'esercente la vendita si impegna a partecipare per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione da parte del cliente finale e la cui procedura sia gratuita".

Il comma 3 ha trovato invece attuazione nell'ambito del TIQV e, in particolare, nel nuovo art. 11, comma 11.1, lettera i), ai sensi del quale "nel caso in cui non sia possibile estinguere il reclamo, l'esercente la vendita fornisce al cliente finale le informazioni per risolvere la controversia, indicando quanto già previsto in contratto ai sensi dell'articolo 11, comma 11.1, lettera j), del Codice di condotta commerciale".

Gli obblighi informativi in materia di attivazione e disponibilità delle procedure di risoluzione extragiudiziale, con riferimento ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale, sono operativi dall'1 gennaio 2017.

Con delibera 6 luglio 2017, 504/2017/E/com, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva in tema di obblighi informativi sull'attivazione e la disponibilità di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie per gli esercenti la vendita dei settori dell'energia elettrica e del gas, di cui ai predetti artt. 3, comma 3.5, e 11, comma 11.1, lettera j), del Codice di condotta commerciale. Tale indagine è stata chiusa con delibera 1 marzo 2018, 98/2018/E/com.

L'indagine è stata mirata alla verifica delle informazioni di cui sopra rese dai venditori di energia sui siti web e nelle condizioni generali di contratto ivi pubblicate ed è stata svolta, come indicato nella delibera 504/2017/E/com, mediante il monitoraggio dei siti web dei venditori che servono più di 50.000 punti di prelievo e/o punti di riconsegna, anche cumulativamente. L'indagine è stata condotta su un totale di 68 esercenti, in larga parte fornitori sia di energia elettrica che di gas naturale (per complessivi 147 *record*, ossia contratti analizzati).

Attraverso il predetto monitoraggio, effettuato nell'arco temporale compreso fra il 20 ottobre 2017 e il 27 novembre 2017 coerentemente con il termine di chiusura dell'indagine (30 novembre 2017), è stato possibile rilevare un doppio livello di dati raccolti: uno, di tipo oggettivo, ha permesso di individuare i casi in cui le informazioni obbligatorie siano state rese o meno; l'altro, di tipo qualitativo, ha invece consentito di indagare più a fondo sulla efficacia del messaggio informativo reso, in termini di chiarezza, sia complessivamente che per ciascuna delle singole voci previste.

Per quanto concerne il primo livello di dati raccolti - di tipo oggettivo - le informazioni sulla conciliazione prescritte dal Codice di condotta commerciale, riguardo al sito web, non sono rinvenibili per il 34% degli esercenti (28% dei *record*). Per il 66% degli esercenti (72% dei *record*) è invece possibile rintracciare tali informazioni sui siti web (per quasi un esercente su due, tramite accesso diretto dalla

home page). Il link all'Elenco ADR dell'Autorità è stato pubblicato sui siti web di 32 esercenti (82 *record*).

Relativamente alle condizioni generali di contratto, esse non sono risultate accessibili per il 37% degli esercenti (35% dei *record*). Per i restanti esercenti è in gran parte presente (circa tre esercenti su quattro) una clausola contrattuale riguardante la conciliazione, anche in via esclusiva.

Per quanto riguarda il secondo livello di dati raccolti – di tipo qualitativo – relativamente ai siti web, l'informazione resa è risultata pienamente soddisfacente (chiara) per poco più di due esercenti su quattro, in termini di percezione immediata alla luce della collocazione del sito (nella prospettiva di un primo accesso da parte del cliente finale) nonché con riferimento agli specifici contenuti. Fra gli esercenti che hanno previsto una clausola contrattuale relativa alla conciliazione, invece, l'informazione è apparsa in misura maggiore poco chiara.

Con riguardo alle voci specifiche oggetto dell'obbligo informativo, l'informazione sui siti web è risultata in gran parte corretta per quanto concerne la gratuità delle procedure offerte (82% degli esercenti, 77% dei *record*) e l'obbligatorietà della conciliazione ai fini dell'accesso al giudizio (circa il 90% degli esercenti e dei *record*). L'informazione sull'obbligo partecipativo dell'esercente è invece resa da quasi un operatore su tre (per poco più di un *record* su 3). Solo nove operatori (23 *record*) fanno registrare la presenza sul proprio sito web di una informazione chiara e completa riguardo a tutte e tre le voci analizzate. Per quanto riguarda le condizioni

generali di contratto, sono sostanzialmente replicati i trend sopra sintetizzati a proposito del sito web: l'informazione sulla gratuità è risultata presente per il 67% di esercenti e *record*, quella sull'obbligo del tentativo per il 64% degli esercenti (71% dei *record*), per il 23% degli esercenti (31% dei *record*) quella sull'obbligo partecipativo. Solo tre operatori hanno incluso in maniera chiara e completa tutte e tre le voci considerate nei contratti disponibili sul web, per un totale di 14 *record*.

Complessivamente è emerso un quadro disomogeneo e frammentario sul piano della completezza e della chiarezza dei contenuti informativi in questione prescritti per il sito web e per le condizioni generali di contratto; ciò nonostante la natura di contenuto minimo delle disposizioni del Codice di condotta commerciale oggetto di indagine, la semplicità delle modifiche al sito web o ai format contrattuali ivi pubblicati e l'entrata in vigore delle suddette disposizioni all'1 gennaio 2017.

L'inadempimento degli obblighi informativi sopra menzionati, relativamente al livello oggettivo di dati raccolti, costituisce il presupposto per l'adozione di graduali provvedimenti di *enforcement* da parte dell'Autorità, come previsto dalla delibera di avvio dell'indagine in argomento. Per i dati di tipo qualitativo, invece, si potranno ipotizzare eventuali azioni di chiarimento interpretativo/applicativo, anche mediante la diffusione di proposte di buone pratiche o interventi specifici quali FAQ sul sito web dell'Autorità, nonché incontri ad hoc con gli stakeholder.

Settore idrico: valutazione dei reclami ed estensione del sistema di tutele

Nel corso dell'anno 2017 è proseguita l'attività dell'Autorità in materia di gestione e valutazione dei reclami, delle richieste di informazioni e delle segnalazioni degli utenti del servizio idrico integrato.

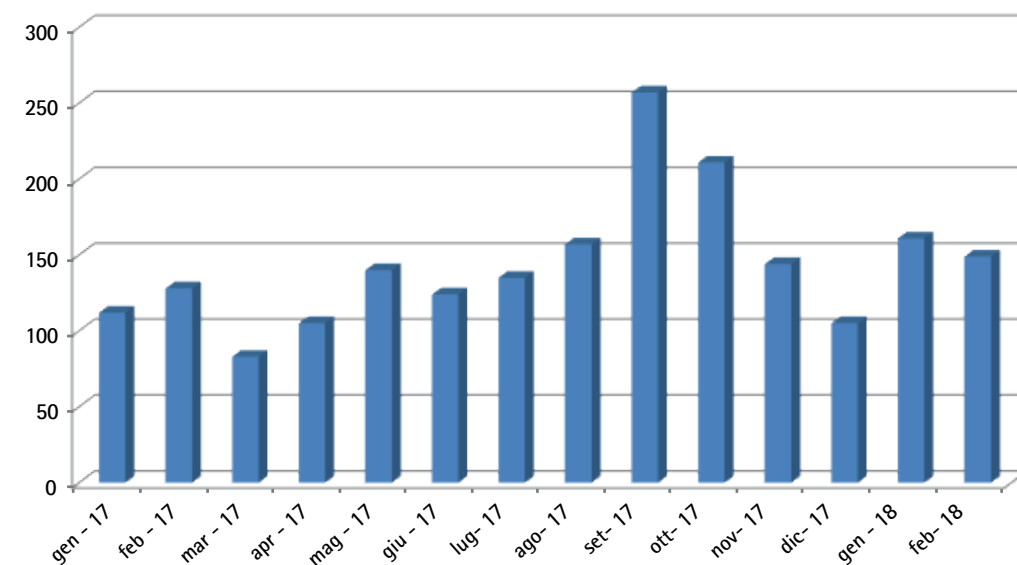
A seguito dell'applicazione delle disposizioni che regolano la qualità contrattuale del servizio idrico integrato (RQSII²⁶) e delle disposizioni relative al servizio di misura (TIMSII²⁷), è aumentata la consapevolezza, da parte degli utenti, degli standard specifici e

²⁶ Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, Allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, n. 655/2015/R/idr.

²⁷ Regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato a livello nazionale, All. A alla delibera 5 maggio 2016, n. 218/2016/R/idr.

FIG. 9.14

Flussi documentali aventi a oggetto richieste di informazioni, segnalazioni e reclami trasmessi all'Autorità da parte degli utenti del settore idrico, anno 2017 e gennaio-febbraio 2018



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente.

generali della qualità nonché dei propri diritti e delle tutele previste. A ciò si è aggiunto l'aggiornamento e la pubblicazione, da parte dei gestori, sui propri siti web, delle Carte dei servizi e la pubblicazione sul sito internet dell'Autorità dell'*Atlante del consumatore del servizio idrico*, che hanno contribuito a generare, nel 2017, un generale incremento, rispetto ai volumi 2016, dei flussi documentali aventi a oggetto richieste di informazioni, segnalazioni e reclami da parte degli utenti del servizio idrico (figura 9.14).

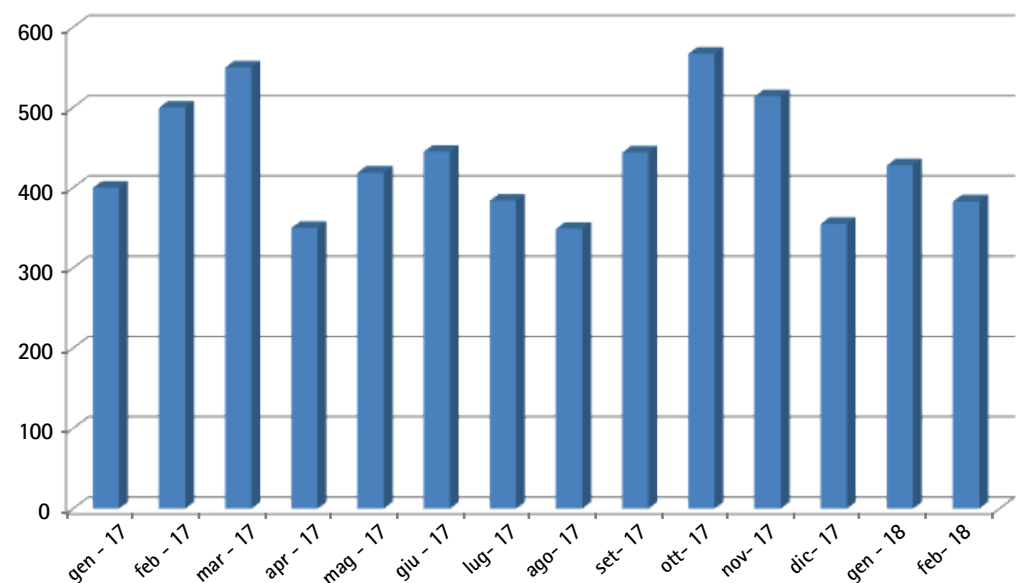
Nel periodo gennaio 2017 - febbraio 2018 sono stati oltre 2.000 i reclami trasmessi dagli utenti agli uffici dell'Autorità;

quest'ultima, stante il rilevante numero delle comunicazioni trasmesse, ha dato priorità alle segnalazioni relative a casi collettivi, caratterizzati da urgenza o oggetto di ripetuti solleciti, per i quali ha individuato procedure volte ad assicurarne un trattamento efficace, prevedendo tempestive risposte agli utenti e, ove necessario, diffide e segnalazioni nei confronti dei gestori interessati (figura 9.15).

Nella figura 9.16 vengono rappresentati i temi oggetto dei reclami e delle segnalazioni, trasmessi all'Autorità nel 2017, che hanno riguardato principalmente aspetti attinenti a fatturazione (24%),

FIG. 9.15

Reclami trasmessi all'Autorità dagli utenti del settore idrico, anno 2017 e gennaio-febbraio 2018



Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente.

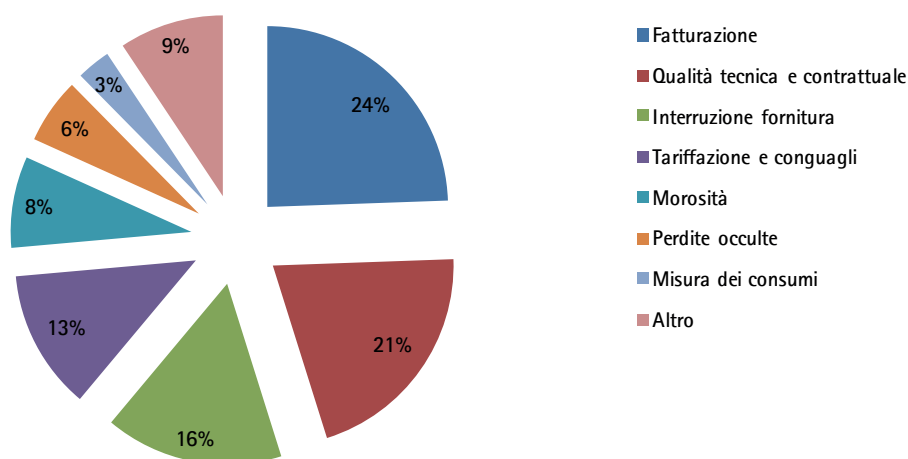


FIG. 9.16

Tipologia di reclami trasmessi all'Autorità dagli utenti del settore idrico, anno 2017

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente.

qualità tecnica e contrattuale del servizio (21%), interruzioni della fornitura (16%), tariffe e conguagli (13%).

Come si desume dalla figura 9.15 precedente, a partire dal mese di luglio e fino a quello di ottobre 2017, si è registrato un significativo incremento del numero di reclami e di segnalazioni trasmesse agli uffici dell'Autorità. Tale incremento è riconducibile al fenomeno legato alla crisi idrica che, come noto, ha interessato in particolar modo alcune zone d'Italia e che ha determinato richieste di informazioni e segnalazioni sia da parte di singoli utenti che di associazioni, Comuni e Regioni. Molti gestori, in coordinamento con gli Enti di governo dell'ambito, hanno riscontrato le richieste di informazioni dell'Autorità, comunicando le modalità operative con le quali sono state gestite le situazioni di maggiore criticità segnalate dagli utenti.

In tal senso, è stato avviato un monitoraggio del fenomeno, al fine di assicurare la corretta informazione all'utenza circa i piani di intervento straordinari attivati dai gestori, per mettere a disposizione, nelle zone più critiche, maggiori disponibilità di risorse e prevedere delle turnazioni programmate della fornitura del servizio idrico.

Per accertare l'effettività e la portata dei diversi disservizi segnalati l'Autorità, con la delibera 1 febbraio 2018, 56/2018/E/idr, ha inoltre avviato un'indagine conoscitiva sui temi più frequentemente oggetto dei reclami e delle segnalazioni, allo scopo di acquisire informazioni e dati dai gestori interessati, verificare il rispetto delle disposizioni vigenti in materia e valutare i presupposti per eventuali interventi di natura sanzionatoria e/o regolatoria.

Con l'approvazione della legge annuale per il mercato e la concorrenza (n. 124/17), è stato previsto che l'Autorità possa avvalersi

di Acquirente unico per il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione per tutti i settori oggetto di regolazione a beneficio dei clienti finali e degli utenti. Conseguentemente, con la delibera 7 settembre 2017, 622/2017/E/idr, è stato avviato un procedimento per l'estensione al settore idrico del sistema di tutele già definito per i clienti finali dei settori dell'energia elettrica e del gas. A seguito del processo di consultazione, avviato con i documenti per la consultazione 28 settembre 2017, 667/2017/E/idr e 21 dicembre 2017, 899/2017/E/idr, sono state raccolte le osservazioni di tutti gli *stakeholder* coinvolti e sono stati individuati i criteri per procedere, attraverso un percorso graduale, all'avvalimento di Acquirente unico per tutte le attività connesse al servizio di *call center*, alla gestione efficiente dei reclami e delle controversie insorte tra gli utenti e i gestori del servizio idrico integrato e al servizio di conciliazione *online*. In tal senso, con la delibera 27 dicembre 2017, 920/2017/A, è stata anche modificata la precedente denominazione dello Sportello per il consumatore in "Sportello per il consumatore energia e ambiente" eliminando così i riferimenti divenuti impropriamente restrittivi rispetto alle materie trattate dal servizio, in considerazione, tra l'altro, dell'estensione delle competenze attribuite dal Legislatore all'Autorità.

Come sopra accennato, la gestione dei reclami, delle richieste di informazioni e delle segnalazioni degli utenti del servizio idrico ha risentito, nel corso del 2017, della definitiva applicazione delle previsioni di cui alla RQSII e al TMSII. In tale contesto, il quadro regolatorio di settore si è andato ulteriormente definendo, con l'approvazione, da parte dell'Autorità, dei criteri per la definizione

dell'articolazione tariffaria applicata agli utenti del servizio idrico (*Testo integrato corrispettivi servizi idrici -TICSI*²⁸), con la disciplina della qualità tecnica del servizio idrico integrato (*Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato - RQTI*²⁹) e, infine, con l'approvazione del *Testo integrato delle modalità applicative del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati (TIBSI)*³⁰.

Tale attività di ampliamento delle previsioni regolatorie di interesse per gli utenti del servizio idrico è stata complementare all'attività di avvio del procedimento per la graduale estensione al settore idrico del sistema di tutele già previsto dall'Autorità per i settori energia elettrica e gas.

Tenuto conto del mutato assetto regolatorio e delle nuove esigenze venutesi a creare in tema di tutele degli utenti del servizio idrico, con la delibera 55/2018/E/idr, l'Autorità, a far data dall'1 marzo 2018, ha previsto di avvalersi di Acquirente unico, oltre che per la gestione delle richieste di informazione, delle istanze e delle segnalazioni, anche per il trattamento dei reclami di seconda istanza inviati dagli utenti finali, assegnandone la competenza allo Sportello. A tal fine, ferma restando l'applicabilità della delibera 383/2016/E/com per le attività in comune con i settori energetici, l'Autorità ha anche approvato uno specifico regolamento (Allegato B) che disciplina transitoriamente il trattamento dei reclami da parte dello Sportello, prevedendo che lo stesso regolamento si applichi anche ai casi inviati dagli utenti all'Autorità e non ancora definiti, al fine di assicurarne una efficace trattazione.

Con la delibera 55/2018/E/idr, l'Autorità ha inoltre previsto la possibilità di attivare il Servizio conciliazione, su base volontaria, in alternativa al reclamo di seconda istanza, per le controversie aventi a oggetto tutte le tematiche di interesse per l'utente con l'esclusione di quelle che esulano dall'ambito di applicazione del TICO e di quelle relative alla qualità dell'acqua, approvando una disciplina transitoria (Allegato A), con efficacia dall'1 luglio 2018.

La disciplina transitoria di cui al combinato disposto degli Allegati A e B della delibera 55/2018/E/idr, tenuto conto della durata temporale dei relativi progetti operativi approvati dall'Autorità con la delibera 900/2017/E/idr (scadenza 31 dicembre 2019), in vista dell'applicazione a regime del TICO e, con esso, dell'intero sistema di tutele, è efficace fino al 30 giugno 2019.

Nel mese di marzo 2018, il *call center* dello Sportello ha gestito circa 233 chiamate da parte di utenti (90% domestici) del servizio idrico; le richieste di informazioni hanno riguardato, in particolare modo, il bonus idrico (75%), i diritti degli utenti le tutele e le modalità di risoluzione delle controversie (25%). Sono stati inviati allo Sportello 933 reclami; di questi il 50% è relativo a nuove pratiche, mentre il restante 50% fa riferimento a reclami o segnalazioni già inviati all'Autorità e trasmessi da quest'ultima allo Sportello, ai sensi dell'art. 3, comma 3, della delibera 55/2018/E/idr, al fine di assicurarne una efficace trattazione. I temi oggetto dei reclami hanno riguardato la fatturazione (85%), la qualità tecnica e contrattuale del servizio (10%), lavori e allacciamenti, tariffe e misura dei consumi (restante 5%).

²⁸ All. A alla delibera 28 settembre 2017, n. 665/2017/R/idr.

²⁹ Ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, All. A alla delibera 27 dicembre 2017, n. 917/2017/R/idr.

³⁰ All. A alla delibera 21 dicembre 2017, n. 897/2017/R/idr.

Interventi specifici – Disposizioni urgenti in materia di interventi per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi

Con la delibera 252/2017/R/com, l'Autorità, dando attuazione a quanto previsto dall'art. 48, comma 2, del decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189, ha approvato le disposizioni in materia di agevolazioni tariffarie e rateizzazione dei pagamenti per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi.

In particolare, la delibera 252/2017/R/com, in coerenza con quanto previsto dalla normativa primaria in materia, ha individuato i soggetti beneficiari delle agevolazioni tariffarie e ha disposto che, per il periodo di durata delle agevolazioni, a tali soggetti:

- in relazione al settore elettrico e gas, non si applichino le componenti tariffarie a copertura dei costi di rete, le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e delle ulteriori componenti nonché i corrispettivi per le prestazioni e i contributi agli esercenti la distribuzione e/o la vendita per nuove connessioni, disattivazioni, riattivazioni e/o voltture di utenze;
- in relazione al settore idrico, non si applichino i corrispettivi tariffari riferiti alla fornitura dei servizi di acquedotto, fognatura e depurazione e le relative componenti UI, nonché i corrispettivi applicati dai gestori del SII per nuove connessioni, disattivazioni, riattivazioni e/o voltture di utenze, ivi inclusi i contributi di allacciamento.

Con la sopra citata delibera l'Autorità, al fine di garantire la massima tutela agli utenti e ai clienti finali colpiti dal sisma, ha disposto l'applicazione del principio di portabilità dell'agevolazione, il quale prevede il riconoscimento delle agevolazioni tariffarie ai soggetti che, avendo la propria abitazione inagibile a seguito degli eventi sismici, siano stati costretti a trasferirsi in un'altra località, anche se situata in Comuni diversi da quelli di cui Allegati 1, 2 e 2 bis al decreto legge n. 189/16.

La succitata delibera ha altresì disposto:

- per quanto attiene alle previsioni in materia di sospensione dei pagamenti di estendere di ulteriori sei mesi il termine di

sospensione delle fatture emesse o da emettere, inizialmente fissato dalla delibera 28 dicembre 2016, 810/2016/R/com, per tutti i soggetti che dimostrino l'inagibilità del fabbricato, casa di abitazione, studio professionale o azienda, ai sensi del testo unico di cui decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445;

- la ripresa della fatturazione – una volta terminato il periodo di sospensione dei pagamenti – con l'emissione della fattura unica di conguaglio che contabilizza le agevolazioni previste e la rateizzazione dei corrispettivi eventualmente dovuti;
- per quanto attiene alle previsioni in materia di rateizzazione dei pagamenti, la possibilità di rateizzare gli importi relativi al servizio elettrico, al servizio gas e al servizio idrico integrato su un periodo minimo pari a 24 mesi, senza applicazione di interessi a carico dell'utente ovvero del cliente finale;
- le modalità operative per consentire agli esercenti ovvero ai gestori del servizio idrico integrato di accedere al meccanismo delle compensazioni dei minori ricavi derivanti dall'applicazione delle suddette agevolazioni.

Successivamente, con la delibera 13 luglio 2017, 517/2017/R/com l'Autorità ha:

- modificato la delibera 252/2017/R/com al fine di estendere, in particolare, l'applicazione del principio di portabilità dell'agevolazione (nei limiti della potenza precedentemente impegnata dall'utenza inagibile a causa del sisma) anche alle utenze produttive e/o commerciali che, a causa dell'inagibilità dei locali, trasferiranno o hanno già trasferito la propria attività presso le nuove aree commerciali delocalizzate o altra sede localizzata nei comuni del cratere (di cui agli Allegati 1, 2 e 2 bis del decreto legge n. 189/16) attivando una nuova utenza;

- previsto un termine ultimo (36 mesi dal sisma) entro il quale il soggetto abbia facoltà di presentare istanza per il riconoscimento delle agevolazioni, nel caso in cui le medesime non siano riconosciute in maniera automatica.

Il decreto legge 20 giugno 2017, n. 91, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2017, n. 123, ha emanato ulteriori disposizioni urgenti per il proseguimento, fino a un massimo di 180 giorni, delle attività emergenziali nelle aree del Centro Italia colpite dal sisma e per l'efficacia delle attività di protezione civile.

Con comunicazione del 10 agosto 2017, la Presidenza del Consiglio dei ministri ha rappresentato all'Autorità il perdurare delle condizioni di emergenza e di forte disagio per le popolazioni colpite dagli eventi sismici, chiedendo all'Autorità medesima di valutare l'adozione di ogni opportuna misura a sostegno di tali popolazioni che consenta altresì un coordinamento delle agevolazioni già previste dalla delibera 252/2017/R/com con il prolungamento dello stato di emergenza.

L'Autorità, con la delibera 11 agosto 2017, 608/2017/R/com, è intervenuta sulle delibere 810/2016/R/com e 252/2017/R/com in particolare modificando i termini di emissione della fattura unica di conguaglio (prevedendo che tale fattura non possa essere emessa prima del 28 febbraio 2018) ed estendendo l'applicazione delle misure finanziarie a sostegno degli esercenti l'attività di vendita sino all'emissione di tale fattura unica di conguaglio.

A tutela dei clienti e degli utenti finali, l'Autorità ha, inoltre, previsto che sino al momento dell'emissione della fattura unica di conguaglio non sia possibile dare corso a eventuali azioni di sospensione della fornitura, né applicare le disposizioni in materia di morosità.

Più recentemente, le disposizioni normative emanate a tutela delle popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi sono state modificate dal decreto legge 16 ottobre 2017, n. 148 convertito con modificazioni dalla legge 4 dicembre 2017, n. 172, che, all'art. 2 *bis*, dispone:

- al comma 24, limitatamente ai soggetti danneggiati che dichiarino l'inagibilità del fabbricato, casa di abitazione, studio professionale o azienda, "ai sensi del testo unico di cui al

decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445, con trasmissione della dichiarazione agli enti competenti", la sospensione dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere previsti dall'art. 48, comma 2, del decreto legge n. 189/16 e il loro differimento alla data del 31 maggio 2018;

- al comma 25, che sia attribuito all'Autorità il compito di disciplinare le modalità di rateizzazione, per un periodo non inferiore a 36 mesi, delle fatture i cui pagamenti sono stati sospesi con provvedimenti da adottare entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione (6 dicembre 2017).

Pertanto, l'Autorità con la delibera 8 febbraio 2018, 81/2018/R/com, ha ulteriormente modificato le precedenti delibere 810/2016/R/com e 252/2017/R/com:

- prorogando i termini di sospensione dei pagamenti, nonché il termine previsto per l'emissione della fattura unica di conguaglio, prevedendo che tale fattura non possa essere emessa prima del 31 maggio 2018;
- estendendo a 36 mesi il periodo minimo di rateizzazione degli importi relativi al servizio elettrico, al servizio gas e al servizio idrico integrato, in conformità a quanto disposto dal succitato art. 2 *bis*, comma 25, della legge 172/17;
- garantendo all'utente e al cliente finale la facoltà di effettuare il pagamento delle fatture i cui termini di pagamento sono stati sospesi secondo i normali termini di scadenza, consentendo altresì ai gestori del servizio idrico integrato ovvero agli esercenti l'attività di vendita la facoltà di emettere la predetta fattura unica di conguaglio prima del termine del 31 maggio 2018 su espressa richiesta degli utenti/clienti finali che non intendano avvalersi della disciplina in materia di sospensione dei pagamenti;
- estendendo l'applicazione delle misure di anticipazione finanziaria previste della delibera 810/2016/R/com per tutto il periodo di sospensione dei pagamenti ovvero fino all'emissione della fattura unica.

10.

Vigilanza e contenzioso

Intersettoriale

Indagini, vigilanza, controllo e sanzioni

Indagini, vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

L'*enforcement* delle disposizioni previste dall'Autorità è attuato attraverso il controllo dei comportamenti degli operatori, di volta in volta individuati sulla base di documenti programmatici predisposti con cadenza annuale o a seguito di segnalazioni o evidenze in possesso degli Uffici. A tal fine l'Autorità si avvale di indagini, sopralluoghi e controlli documentali riguardanti impianti, processi e servizi relativi ai settori d'interesse dell'Autorità.

Nel corso del 2017, hanno avuto luogo:

- indagini conoscitive, relative a tematiche individuate come prioritarie dal *Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018*, in particolare nel periodo di riferimento è proseguita l'indagine in materia di investimenti dichiarati dalle imprese;
- verifiche ispettive in loco, relativamente a un ampio spettro di materie, con attenzione particolare a temi prioritari come la tutela dei consumatori, la qualità del servizio, il corretto funzionamento dei mercati e il controllo degli incentivi erogati e delle voci di costo riconosciute in tariffa;
- controlli documentali, in particolare relativi alla corretta applicazione degli obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione delle società di distribuzione, elettriche e del gas, e alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità, nonché alle informazioni fornite nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità.

Anche nel 2017, in continuità con gli anni precedenti, l'Autorità si è avvalsa della collaborazione della Guardia di Finanza per lo svolgimento della maggior parte delle attività di *enforcement*, in attuazione del vigente Protocollo d'intesa tra le due istituzioni, ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68. Il contributo del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza rappresenta un supporto essenziale alle attività di controllo dell'Autorità.

In esito alle attività di controllo e in caso di inottemperanza alle disposizioni regolatorie sono adottati i conseguenti provvedimenti a carattere sanzionatorio e/o prescrittivo nei confronti degli operatori. Essi costituiscono anche un importante fattore di *moral suasion* volto al corretto comportamento delle imprese regolate. Gli esiti di tale attività rilevano anche al fine dell'implementazione o aggiornamento della disciplina regolatoria, in un'ottica di continuo miglioramento, secondo logiche che considerano le risultanze dei controlli anche come utile contributo per la verifica dell'efficacia della regolazione (c.d. processo di ciclo regolatorio).

Indagine conoscitiva in materia di investimenti delle imprese regolate

Con la delibera 6 giugno 2014, 256/2014/E/com, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva pluriennale in merito agli investimenti delle imprese regolate. Nell'ambito di tale indagine, l'Autorità ha ulteriormente sviluppato i controlli di natura documentale sui costi di investimento dichiarati ai fini della determinazione delle tariffe pagate dai clienti finali. I controlli sono svolti con la collaborazione del Nucleo Speciale per l'Energia e il Sistema Idrico della Guardia di Finanza.

Nel primo semestre del 2017, a seguito dell'esame della documentazione trasmessa da Italgas, è stata raggiunta la conclusione delle attività istruttorie previste dalla delibera 14 aprile 2016, 177/2016/E/gas con riferimento al Canone per l'occupazione di spazi e aree pubbliche (COSAP) versato al Comune di Roma negli anni 2009 e 2010, ed è stata avviata l'attività istruttoria riferita ai medesimi costi per gli anni 2011, 2012 e 2013, con riferimento ai quali la Società ha reso disponibile ulteriore documentazione attualmente in corso di valutazione. L'ambito dell'indagine pluriennale di cui alla delibera citata è stato inoltre ulteriormente esteso con la delibera 6 aprile 2017, 220/2017/R/gas, in particolare con riferimento alle rettifiche tariffarie richieste dalla società Napoletana Gas, fusa per incorporazione in Italgas Reti con effetti dall'1 ottobre 2017. Il termine per la chiusura dell'istruttoria è stato fissato al 30 giugno 2018.

Verifiche ispettive

L'Autorità, ai fini di un efficace svolgimento della propria attività di controllo presso gli operatori regolati, si è avvalsa nel 2017, in continuità con gli anni precedenti, della collaborazione di soggetti di comprovata autorevolezza ed esperienza nelle attività ispettive e nella verifica tecnica ed economica nei settori di competenza, in particolare:

- della Guardia di Finanza e, soprattutto, del Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico (per 122 verifiche delle 124 complessive effettuate);
- di Innovhub Stazioni sperimentali per l'industria (Innovhub), per l'effettuazione dei controlli tecnici della qualità del gas, realizzati tramite i prelievi a sorpresa del gas naturale sulle reti di distribuzione, secondo quanto previsto da un contratto rinnovato annualmente (61 controlli effettuati);
- del Gestore dei servizi energetici (GSE), per l'espletamento delle attività tecniche sottese all'accertamento e alla verifica dei costi a carico dei clienti, quali maggiorazioni e ulteriori componenti del prezzo finale dell'energia, come previsto dall'art. 27 della legge 23 luglio 2009, n. 99 (delibere 28 dicembre 2009, GOP 71/09, 16 luglio 2010, GOP 43/10, 29 novembre 2012, 509/2012/E/com e 11 dicembre 2015, 597/2015/E/com);
- della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), con particolare riferimento alle verifiche svolte in materia di perequazione

per le perdite nelle reti di distribuzione elettrica e in materia di agevolazioni a beneficio di imprese energivore.

Nell'anno 2017 sono state effettuate nel complesso 124 verifiche ispettive (tavola 10.1). Le verifiche svolte in collaborazione con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza sono in aumento e vedono nell'annualità appena trascorsa l'impegno massimo degli ultimi cinque anni. Il numero di verifiche effettuate dal GSE in avalimento dell'Autorità si conferma ridotto e uguale a quello del 2016, in considerazione del progressivo esaurimento degli impianti incentivati ai sensi del provvedimento CIP6 ancora da ispezionare.

La tabella di dettaglio (tavola 10.2) evidenzia l'ampio spettro degli argomenti affrontati, sia nelle annualità trascorse che in modo ancor più rilevante nel 2017. In tale anno sono state effettuate verifiche ispettive in cinque nuovi campi d'indagine (in materia di impegni ripristinatori, perequazione delle perdite nella distribuzione elettrica, condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal naturale, sistema indennitario e sistema informativo integrato). È proseguito inoltre il consolidamento delle attività ispettive negli altri ambiti ritenuti prioritari ai fini di una adeguata copertura dei controlli rispetto alla platea degli operatori presenti e degli utenti serviti, con particolare attenzione alla qualità dei servizi elettrici e del gas, e agli aspetti tariffari nel settore idrico.

TAV. 10.1

Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2013-2017

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2013	2014	2015	2016	2017
Tutela dei consumatori	-	11	16	9	8
Tariffe e unbundling	2	6	2	-	5
Qualità del servizio	87	92	83	87	84
Mercati all'ingrosso e retail	-	-	2	4	5
Connessione degli impianti di produzione	18	3	2	3	11
Impianti incentivati	28	22	14	2	2
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	-	6	9	11	9
TOTALE	135	140	128	116	124
Di cui in collaborazione con:					
Guardia di Finanza – Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico	107	118	114	114	122
Innovhub. Stazioni sperimentali per l'industria	59	68	55	61	61
Cassa per i servizi energetici e ambientali	2	4	6	5	4
Gestore dei servizi energetici	38	22	14	7	2

Fonte: ARERA

TAV. 10.2

Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2013-2017

ARGOMENTO	2013	2014	2015	2016	2017
Tutela dei consumatori					
Impegni ripristinatori					3
Qualità dei servizi telefonici commerciali (customer care)	-	-	-	4	
Misura dell'energia elettrica e del gas	-	5	3	-	3
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas di medie e piccole dimensioni	-	3	5	-	
Contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	-	3	3	-	
Agevolazioni negli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica			5	-	2
Agevolazioni per i Sistemi efficienti di utenza o Sistemi a essi equivalenti				5	
Tariffe e unbundling					
Perequazione delle perdite nelle reti di distribuzione elettrica					2
Integrazione tariffaria alle Imprese elettriche minori	2	4	1	-	
Unbundling distribuzione	-	2	-	-	3
Trasporto gas			1	-	
Qualità del servizio					
Continuità del servizio elettrico	7	7	4	6	8
Incentivi per misuratori elettronici	4	6	6	3	
Qualità del trasporto elettrico	1	1	1	1	1
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	59	68	55	61	61
Incentivi della sicurezza gas	6	5	6	5	3
Sicurezza del servizio gas	-	1	-	1	2
Servizio di pronto intervento gas	10+CT ^(A)	4+CT ^(A)	11+CT ^(A)	10+CT ^(A)	9+CT ^(A)
Mercati all'ingrosso e retail					
Condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal naturale					2
Sistema indennitario					2
Sistema informativo integrato					1
Regolamento REMIT per i mercati all'ingrosso dell'energia (da valutare, in attesa di aggiornamenti)			2		
Condizioni di accesso al servizio di distribuzione gas				4	
Connessione degli impianti di produzione					
Condizioni di erogazione del servizio di connessione con la rete elettrica di impianti di produzione	3	3	-	-	1
Effettiva entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici ai fini degli incentivi del IV Conto energia	15	-	-	-	
Adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in MT			2	3	10
Impianti incentivati					
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	28	22	14	2	2
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato					
Determinazione e applicazione delle tariffe, restituzione e remunerazione del capitale investito agli utenti, trasparenza della fatturazione, Carta dei servizi, efficienza della misura, tariffe d'ufficio, esclusione dall'aggiornamento tariffario	-	6	9	11	9
TOTALE	135	140	128	116	124

Fonte: ARERA

Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni di cui all'articolo 45 del decreto legislativo 93/11

Nel periodo gennaio 2017 - febbraio 2017 sono state effettuate, ai sensi della delibera 7 luglio 2016, 362/2016/E/com, tre verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni ripristinatori.

I controlli avevano lo scopo di accertare il rispetto degli obblighi derivanti dagli impegni assunti dalle imprese nell'ambito di procedimenti sanzionatori avviati dall'Autorità, approvati e resi obbligatori ai sensi dell'art. 19 dell'Allegato A alla delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com, afferente alle disposizioni del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, art. 45, comma 5¹. In particolare sono stati verificati:

- l'effettiva cessazione delle condotte contestate;
- la conformità fra gli impegni approvati e l'attuazione degli stessi;
- i tempi impiegati per l'implementazione di ciascuno degli impegni approvati o lo stato di avanzamento degli stessi;
- i costi effettivamente sostenuti per l'implementazione di ciascuno degli impegni approvati;
- la completezza, esattezza e rappresentatività dei documenti e delle informazioni sulle quali si fondano i provvedimenti di approvazione.

Le verifiche ispettive, che hanno interessato un'impresa di vendita di grandi dimensioni, una grande e una media impresa di distribuzione del gas naturale, hanno consentito di accertare il rispetto, da parte delle tre società sottoposte a controllo, della regolazione oggetto

di contestazione nel procedimento sanzionatorio nonché il rispetto degli obblighi derivanti dagli impegni assunti e approvati.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.3.

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la distribuzione di gas naturale, in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura

Nel periodo gennaio 2017 - marzo 2017 sono state effettuate tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 31 maggio 2016, 280/2016/E/com, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione del gas naturale, in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura.

L'esigenza dei controlli è nata dagli esiti dell'indagine conoscitiva in materia di fatturazione nei confronti dei clienti di piccola e media dimensione (chiusa con la delibera 17 settembre 2015, 440/2015/E/com), dalla quale erano emerse criticità nel rapporto tra impresa di distribuzione e impresa di vendita per la messa a disposizione dei dati di misura gas; le problematiche risultavano confermate anche da altri dati in possesso dell'Autorità. Tali criticità rilevano ai fini della corretta determinazione dei consumi da riportare nelle bollette dei clienti finali.

Nel corso delle verifiche sono stati esaminati le modalità, i contenuti e le tempistiche delle operazioni di raccolta e messa a disposizione dei dati di misura. Nella disamina sono state considerate congiuntamente le caratteristiche del punto di consumo (collocazione, apparecchio installato, dimensione del consumo annuo) e l'operato del distributore (misura effettiva o stimata, canale di comunicazione con il venditore, formato del file dati). Inoltre, per tenere conto degli

TAV. 10.3

Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate in materia di impegni di cui all'art. 45 del decreto legislativo 93/11
Gennaio - Febbraio 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa di vendita, una grande e una media impresa di distribuzione del gas naturale.	Verifica del rispetto degli obblighi derivanti dagli impegni assunti dalle imprese nell'ambito di procedimenti sanzionatori avviati dall'Autorità, approvati e resi obbligatori ai sensi dell'art. 19 dell'Allegato A alla delibera 243/2012/E/com.	Esito conforme per tre imprese.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 clienti o utenze finali; media impresa: impresa con un numero di clienti o utenze finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 clienti o utenze finali.
Fonte: ARERA

¹ A seguito del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, art. 45, comma 5, l'Autorità si è dotata, con delibera 243/2012/E/com, di una procedura sugli impegni ripristinatori che consente alle imprese sottoposte a procedimento sanzionatorio, di presentare impegni utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme o dai provvedimenti violati.

effetti della riforma della misura gas di cui alla delibera 19 marzo 2015, 117/2015/R/gas, sono stati considerati sia periodi precedenti sia successivi all'entrata in vigore delle relative disposizioni.

Le verifiche ispettive hanno interessato due grandi imprese e una media impresa di distribuzione.

In esito alle ispezioni sono state rilevate alcune criticità per una grande e una media impresa. Con le determine 20 luglio 2017, 15/2017/gas-DSAI, e 3 agosto 2017, 38/2017/gas-DSAI, sono stati avviati due procedimenti per l'adozione di provvedimenti sanzionatori e prescrittivi in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura del gas naturale.

Le risultanze della terza verifica sono in corso di approfondimento. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.4.

Verifiche ispettive nei confronti di gestori di una rete interna di utenza cui sono connesse imprese a forte consumo di energia elettrica

Nel mese di novembre 2017 sono state effettuate due verifiche ispettive, ai sensi della delibera 28 giugno 2017, 475/2017/E/eel, in materia di agevolazioni tariffarie a beneficio di imprese a forte consumo di energia elettrica connesse a una Rete Interna di Utenza

(RIU), in collaborazione, oltre che con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, con la Cassa per i servizi energetici e ambientali.

Le verifiche, svolte nei confronti del gestore della RIU, erano finalizzate all'accertamento del rispetto delle disposizioni dell'Autorità che disciplinano le modalità di determinazione del bilancio energetico della rete privata, ai fini dell'erogazione delle agevolazioni tariffarie a beneficio di imprese a forte consumo di energia elettrica connesse a tale rete.

I controlli sono stati effettuati per mezzo di un sopralluogo presso la RIU e la visione e l'acquisizione di elementi documentali e informativi tra cui:

- mappe catastali, schemi unifilari e rilevazioni fotografiche;
- documentazione inerente alle caratteristiche tecniche dei principali elementi che costituiscono la RIU, incluse le apparecchiature di misura dell'energia elettrica;
- documentazione inerente alle attività delle imprese connesse alla RIU;
- eventuali accordi esistenti per la gestione della RIU e la contabilizzazione dei flussi di energia elettrica.

Gli esiti delle verifiche sono in fase di valutazione (tavola 10.5).

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese e una media impresa di distribuzione del gas naturale.	Verifica delle disposizioni del TIVG e dell'RQDG in materia di rilevazione e messa a disposizione delle misure gas.	Riscontrate violazioni per una grande impresa e una media impresa; avviati due procedimenti a carattere sanzionatorio e prescrittivo. Esiti in fase di valutazione per una grande impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenze finali; media impresa: impresa con un numero di utenze finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenze finali.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due gestori di una RIU.	Verifica delle modalità di determinazione del quantitativo complessivo di energia elettrica utilizzata annualmente dall'impresa a forte consumo di energia.	Esiti in corso di valutazione per due gestori di una RIU.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenze finali; media impresa: impresa con un numero di utenze finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenze finali

Fonte: ARERA

TAV. 10.4

Verifiche ispettive nei confronti di esercenti la distribuzione di gas naturale, in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura

Gennaio - Marzo 2017

TAV. 10.5

Verifiche ispettive nei confronti di gestori di una rete interna di utenza cui sono connesse imprese a forte consumo di energia elettrica

Novembre 2017

Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica, in materia di perequazione delle perdite di rete

Nel mese di febbraio 2017 sono state effettuate due verifiche ispettive, ai sensi della delibera 15 dicembre 2016, 754/2016/E/eel, nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica in materia di perequazione delle perdite di rete, in collaborazione, oltre che con il Nucleo speciale per l'energia e il sistema idrico della Guardia di Finanza, con la CSEA.

Le verifiche, che hanno interessato due imprese di distribuzione elettrica, di cui una grande e una piccola, hanno avuto ad oggetto, con riferimento all'anno 2015, la verifica dei dati trasmessi alla CSEA ai fini della determinazione dell'ammontare di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica.

In particolare, sono stati verificati:

- gli schemi di rete, con l'individuazione dei punti di connessione fisici o virtuali con la rete di trasmissione nazionale e con le altre reti di trasmissione e distribuzione gestite da operatori diversi o facenti capo a macro aree differenti, evidenziando i fenomeni di inversione del flusso;
- le quantità di energia immessa e prelevata nella rete di distribuzione di cui ai commi 24.2 e 24.3 del *Testo integrato per i servizi di vendita (TIV)*².

Per una grande impresa non sono emerse violazioni nell'applicazione della disciplina prevista in materia di applicazione del meccanismo di perequazione delle perdite di rete. Anche per la seconda società

non sono emerse violazioni, ma sono stati riscontrati alcuni errori nei dati del 2015, dei quali è stata richiesta la rettifica.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.6.

Verifiche ispettive in materia di unbundling nei confronti di un'impresa verticalmente integrata e di imprese appartenenti al medesimo gruppo societario

Nel mese di ottobre 2017 sono state effettuate tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 28 aprile 2017, 283/2017/E/eel, nei confronti di un'impresa verticalmente integrata e di imprese appartenenti al medesimo gruppo societario.

Le verifiche avevano la finalità di accertare il rispetto delle disposizioni in materia di *unbundling* di cui al decreto legislativo n. 93/11, e ai testi integrati adottati dall'Autorità.

Le attività hanno avuto ad oggetto il tema dell'indipendenza funzionale di alcuni organismi (Gestore indipendente e Responsabile della conformità) dell'impresa di distribuzione dalla società capogruppo, e in particolare:

- l'effettiva indipendenza funzionale e autonomia decisionale e operativa del gestore indipendente dell'impresa di distribuzione del gruppo dall'impresa verticalmente integrata;
- il rispetto dei requisiti di indipendenza del responsabile della conformità e l'attività da questo concretamente svolta;
- l'effettivo rispetto da parte dei componenti non indipendenti del consiglio di amministrazione dell'impresa di distribuzione del divieto previsto dal *Testo integrato di unbundling funzionale (TIUF)*³ di rivestire ruoli operativi e/o decisionali nelle attività di

TAV. 10.6

Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica, in materia di perequazione delle perdite di rete

Febbraio 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande e una media impresa.	Verifica dei dati trasmessi alla CSEA ai fini della determinazione dell'ammontare di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione di energia elettrica.	Esito positivo per una grande impresa. Riscontrati alcuni errori nei dati del 2015 inviati da una media impresa, che sono stati oggetto di rettifica.

(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

² Allegato A alla delibera 156/07 e sue successive modifiche e integrazioni.

³ Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in merito agli obblighi di separazione (*unbundling*) funzionale per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, allegato A alla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com.

- produzione o vendita di energia elettrica o di gas naturale svolte dal gruppo;
- l'effettivo potere del gestore indipendente di acquisire all'esterno del gruppo i servizi necessari;
- l'assenza di sussidi incrociati, tra l'attività regolata e le altre attività del gruppo, legati alla fornitura di servizi a livello centralizzato.

Gli esiti delle verifiche, come riportato nella tavola 10.7, sono in fase di valutazione.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio

Nel periodo luglio 2017 - ottobre 2017 sono state effettuate cinque verifiche ispettive, ai sensi della delibera 18 maggio 2017, 339/2017/E/eel, nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio, con lo scopo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici (TIQE⁴)*;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2017, di cui al Titolo 3 del TIQE.

Le verifiche hanno interessato due esercizi di una grande impresa, una grande, una media e una piccola impresa di distribuzione.

Gli esercizi e le imprese oggetto di verifica sono stati individuati secondo un criterio di rotazione, al fine di assicurare una periodicità minima delle verifiche sulla stessa impresa/centro di telecontrollo. La metodologia di registrazione delle interruzioni è stata verificata tramite il controllo delle interruzioni relative all'anno 2016.

Per due esercizi di una grande impresa l'esito è stato conforme. In seguito a due verifiche sarà effettuata una riduzione degli incentivi da erogare nei confronti di una grande e una media impresa. Presso quest'ultima sono state riscontrate violazioni della normativa in materia di condizioni economiche per l'erogazione del

TAV. 10.7

Verifiche ispettive in materia di unbundling nei confronti di un'impresa verticalmente integrata e di imprese appartenenti al medesimo gruppo societario
Ottobre 2017

TAV. 10.8

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica in materia di continuità del servizio
Luglio - Ottobre 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre imprese appartenenti al medesimo gruppo societario.	Verifica del rispetto delle disposizioni in materia di unbundling ai sensi del decreto legislativo n. 93/11, e dei testi integrati adottati dall'Autorità.	Esiti in fase di valutazione.

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due esercizi di una grande impresa; una grande impresa; una media impresa; una piccola impresa.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Esito positivo per due esercizi di una grande impresa. Riduzione degli incentivi da erogare per due imprese, una grande e una media. Presso la media impresa riscontrate violazioni del TIQE e avviato un procedimento sanzionatorio. Rilevate violazioni del TIQE per una piccola impresa, con riduzione degli incentivi; previsto 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

4 Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica in vigore per il periodo di regolazione 2016-2023, Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel

servizio di connessione; con determina 8 marzo 2018, 20/2018/eel-DSAI, è stato avviato il relativo procedimento sanzionatorio. Per una piccola impresa sono state riscontrate violazioni del TIQE, con riduzione degli incentivi da determinare. Nei confronti di quest'ultima impresa sarà avviato un procedimento ai fini sanzionatori.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.8.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio

Nel periodo maggio 2017 – giugno 2017 sono state effettuate tre verifiche ispettive, ai sensi della delibera 20 aprile 2017, 260/2017/E/eel, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio.

Le suddette imprese distributrici non partecipano direttamente alla regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso per il periodo 2016-2023 (Titolo 4 del TIQE), tuttavia possono comunque essere soggette a controlli a campione, con addebito di penalità in caso di non conformità degli indicatori di continuità. Le verifiche ispettive avevano lo scopo, per quanto previsto dall'art. 34 del Titolo 4 del TIQE, di accertare la corretta applicazione da parte degli esercenti:

- degli obblighi di registrazione delle interruzioni con e senza preavviso, lunghe e brevi, di cui al Titolo 2 del TIQE, comunicate nell'anno 2017;
- del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, comunicati all'Autorità nell'anno 2017, di cui al Titolo 3 del TIQE.

Le verifiche hanno interessato una media impresa e due piccole imprese di distribuzione elettrica.

Per una media e una piccola impresa sono state riscontrate non conformità che hanno determinato per i gestori le conseguenti penalità. Con le delibere dell'Autorità 8 giugno 2017, 408/2017/E/eel, e 22 giugno 2017, 448/2017/E/eel, è stato intimato alle imprese il versamento delle penalità. In esito alla terza verifica il controllo ha avuto esito conforme.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.9.

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio

Nel mese di novembre 2017 è stata effettuata una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 21 settembre 2017, 641/2017/E/eel, nei confronti del gestore del servizio di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio, con l'obiettivo di accertare la corretta applicazione:

- degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni, di cui al Titolo 8 dell'Allegato A alla delibera 30 dicembre 2004, 250/04, al Cap. 11 del Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete), di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004, come verificato positivamente dall'Autorità, e all'Allegato A.54 al Codice di rete;
- del calcolo degli indicatori di energia non servita, comunicati all'Autorità nell'anno 2017, di cui al Titolo 2 dell'Allegato A alla delibera 653/2015/R/eel (*Regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*) anche ai fini di quanto disciplinato dall'art. 8 del medesimo Allegato.

L'esito dell'ispezione è risultato conforme ed è sintetizzato nella tavola 10.10.

TAV. 10.9

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione dell'energia elettrica di minori dimensioni in materia di continuità del servizio

Maggio - Giugno 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa; due piccole imprese.	Verifica dell'applicazione delle disposizioni sulla registrazione delle interruzioni e sulla regolazione della continuità del servizio elettrico.	Esito positivo per una piccola impresa. Esito non conforme per una media e una piccola impresa, con conseguente addebito di penalità.

(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

TAV. 10.10

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO	MOTIVAZIONE	ESITO
Impresa di trasmissione elettrica.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni e del calcolo degli indicatori di energia non servita.	Esito conforme.

Verifica ispettiva nei confronti dell'impresa di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio
Novembre 2017

Controlli tecnici nei confronti di imprese di distribuzione gas in materia di qualità del gas

Nel periodo 1 gennaio 2017 - 31 dicembre 2017 sono stati eseguiti 61 controlli sulla qualità del gas presso 45 imprese di distribuzione, ai sensi delle delibere 14 luglio 2016, 389/2016/E/gas (per il periodo gennaio 2017 - aprile 2017) e 13 luglio 2017, 521/2017/E/gas (per il periodo ottobre 2017 - dicembre 2017).

Tali controlli, svolti senza preavviso, consistono in prelievi di gas effettuati sulla rete di distribuzione, al fine di verificare i principali parametri di qualità del gas fornito ai clienti finali: il grado di odorizzazione, il potere calorifico superiore e la pressione di fornitura. La legge 6 dicembre 1971, n. 1083, impone ai distributori, per il gas naturale, e ai produttori, per gli altri tipi di gas, l'obbligo di odorizzare il gas; nello specifico, l'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI), attraverso il Comitato italiano gas (CIG), ha emanato le norme tecniche per la corretta odorizzazione del gas. La mancata o insufficiente odorizzazione del gas comporta responsabilità penali per i soggetti che non hanno rispettato la normativa.

I prelievi del gas sono effettuati da Innovhub all'uscita dei gruppi di riduzione finale in bassa pressione non dotati di impianto di

odorizzazione e collocati in posizione distante dai punti di alimentazione della rete di distribuzione. Il controllo sul grado di odorizzazione e sul potere calorifico superiore del gas viene eseguito mediante analisi gascromatografiche sul campo, eventualmente integrate da analisi di laboratorio nei casi dubbi, mentre quello sulla pressione di fornitura del gas viene eseguito in loco mediante manometro.

Nel corso dei 61 controlli effettuati sono stati accertati in loco, e confermati anche dalle successive analisi di laboratorio, quattro casi di insufficiente grado di odorizzazione, relativamente ai quali gli Uffici dell'Autorità hanno inviato quattro denunce alle competenti Procure della Repubblica.

Con le delibere 13 aprile 2017, 235/2017/E/gas e 20 aprile 2017, 261/2017/E/gas, considerata la reiterazione dell'inadempimento degli obblighi in materia di odorizzazione del gas, l'Autorità, come accaduto in passato per casi analoghi, ha disposto di effettuare due verifiche ispettive, nei confronti di una media impresa e di una piccola impresa, allo scopo di accertare la corretta applicazione della normativa in materia di sicurezza della distribuzione del gas prevista dal *Testo unico della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas* (RQDG⁵).

Gli esiti dei controlli tecnici sono sintetizzati nella tavola 10.11.

TAV. 10.11

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
61 controlli, di cui: - 33 su impianti di 18 grandi imprese; - 24 su impianti di 24 medie imprese; - 4 su impianti di 3 piccole imprese.	Controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione di fornitura del gas.	Risultati dei prelievi nella norma per 18 grandi, 23 medie e due piccole imprese. Accertati quattro casi di non conformità del grado di odorizzazione del gas per una media impresa, per una piccola impresa e per due impianti di un'altra piccola impresa.

Controlli tecnici nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di qualità del gas
Gennaio - Dicembre 2017

(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

⁵ Per il periodo di regolazione 2014-2019, allegato alla delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo ottobre 2017 - dicembre 2017 sono state effettuate le prime tre verifiche ispettive del programma di cinque, approvato con delibera 27 luglio 2017, 546/2017/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 di distribuzione del gas naturale comunicati dagli esercenti, ai sensi dell'RQDG. Tale disciplina prevede che gli incentivi siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti correlate, rispettivamente, all'odorizzazione e alla riduzione delle dispersioni del gas.

Le verifiche sono state effettuate nei confronti di una grande e due medie imprese di distribuzione controllando gli elementi documentali e informativi relativi ai dati di sicurezza del servizio comunicati all'Autorità, con riferimento all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa, al 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 all'RQDG per le tre imprese sottoposte a controllo: l'impatto delle suddette violazioni sull'ammontare degli incentivi sarà definito con successivi provvedimenti, sulla base del vigente meccanismo di determinazione dei premi e delle penalità. Con determina 19 marzo 2018, 24/2018/gas-DSA, è stato avviato il primo procedimento sanzionatorio nei confronti di una media impresa.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.12.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di sicurezza del servizio a seguito di insufficienti odorizzazioni

Nel mese di aprile 2017 è stata effettuata una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 235/2017/E/gas, nei confronti di una piccola impresa di distribuzione gas in materia di sicurezza del servizio.

Tale verifica è stata disposta poiché nel corso dell'ultima campagna di controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo e alla pressione relativa del gas, presso due impianti dell'impresa era stato riscontrato un grado di odorizzazione non conforme alla legislazione vigente. Pertanto, l'Autorità ha disposto una verifica, più generale, sulla corretta applicazione della normativa in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas ai sensi dell'RQDG.

In particolare, la verifica ha riguardato:

- il funzionamento del servizio di pronto intervento;
- i dati relativi all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa distributrice;
- i dati e le verifiche di sicurezza comunicati dall'impresa distributrice in relazione all'odorizzazione e alle dispersioni;
- gli eventuali incidenti da gas combustibile verificatisi sugli impianti di distribuzione.

La verifica ha riguardato anche il controllo degli obblighi informativi previsti per i gestori della rete, funzionali all'accesso al servizio e a vantaggio degli utenti della distribuzione, a seguito di una segnalazione di mancato adempimento pervenuta da un utente della distribuzione e di un'ulteriore segnalazione del gestore del Sistema Informativo Integrato (SII) che ha segnalato inadempimenti da parte dell'impresa relativi all'aggiornamento del Registro Centrale Ufficiale.

TAV. 10.12

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio
Ottobre - Dicembre 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande e due medie imprese.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi dell'RQDG in materia di incentivi alla sicurezza.	Riscontrate violazioni all'RQDG per una grande e due medie imprese. Previsti procedimenti sanzionatori e rideterminazione degli incentivi; avviato il primo 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

Con la verifica ispettiva è stato accertato il mancato rispetto delle disposizioni contenute nell'RQDG, in materia di sicurezza del servizio di distribuzione da parte dell'impresa oltre ad altre violazioni di obblighi informativi.

Con determina 7 novembre 2017, 64/2017/gas-DSAI, è stato avviato, con procedura semplificata, un provvedimento a carattere sanzionatorio e prescrittivo, che è stato riunito ad altri due precedenti procedimenti sanzionatori già aperti nei confronti dell'impresa, sempre in materia di sicurezza del servizio di distribuzione gas.

Nel mese di luglio 2017 è stata effettuata una seconda verifica ispettiva, ai sensi della delibera 261/2017/E/gas, nei confronti di un'impresa di distribuzione gas di medie dimensioni in materia di sicurezza del servizio.

La verifica si è resa necessaria in quanto nel corso delle ultime due campagne dei controlli tecnici del grado di odorizzazione, sono stati riscontrati due casi di non conformità alla legislazione vigente in materia.

Pertanto, l'Autorità, come nel caso precedente, ha disposto una verifica, più in generale, sulla corretta applicazione della normativa in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas ai sensi dell'RQDG.

La verifica ha evidenziato diverse violazioni dell'RQDG in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas, e quindi è stato avviato un procedimento sanzionatorio, con procedura semplificata, con determina 14 dicembre 2017, 97/2017/gas-DSAI.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.13.

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel mese di maggio 2017 sono stati effettuati 50 controlli telefonici, nei confronti di altrettante imprese distributrici di gas, previsti dalla delibera 16 marzo 2017, 138/2017/E/gas, mediante chiamate

al servizio di pronto intervento. Nel periodo luglio 2017 - ottobre 2017, sono state altresì effettuate le successive verifiche ispettive con sopralluogo presso nove imprese, individuate anche in base agli esiti dei controlli già realizzati mediante chiamate telefoniche.

Inoltre, nei confronti di un'altra società con esito negativo del controllo telefonico, e per la quale era già precedentemente emersa l'opportunità di compiere approfondimenti in materia di sicurezza gas, l'Autorità, con delibera 30 novembre 2017, 791/2017/E/gas, ha approvato una verifica ispettiva, da effettuarsi entro il 31 marzo 2018, in materia di sicurezza della distribuzione gas.

I controlli telefonici avevano lo scopo di verificare le modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice. L'attività si è svolta, 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, avevano 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 dall'RQDG e dalle Linee guida predisposte dal CIG e pubblicate dall'UNI.

Le verifiche ispettive hanno interessato una grande, tre medie e cinque piccole imprese di distribuzione del gas.

L'analisi degli esiti delle ispezioni ha consentito di accertare, per due medie e quattro piccole imprese, l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento, in violazione degli obblighi previsti dall'RQDG. Per una piccola impresa è stato riscontrato, inoltre, il mancato rispetto degli obblighi informativi previsti dalla regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) in caso di variazione

TAV. 10.13

Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio a seguito di insufficienti odorizzazioni

Aprile - Luglio 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa e una piccola impresa.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi in materia di sicurezza del servizio di distribuzione gas di cui all'RQDG.	Verificato il mancato rispetto dell'RQDG per una media impresa e una piccola impresa. Avviati due procedimenti sanzionatori in materia di sicurezza del servizio di distribuzione gas.

(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

di gas distribuito nell'impianto di distribuzione. Con le determinazioni 16 gennaio 2018, 1/2018/gas-DSAI, 7 marzo 2018, 18/2018/gas-DSAI e 19/2018/gas-DSAI, 14 marzo 2018, 21/2018/gas-DSAI e 22/2018/gas-DSA, 19 marzo 2018, 23/2018/gas-DSAI, sono stati avviati i relativi procedimenti sanzionatori.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.14.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale, distribuiti a mezzo di reti urbane, in materia di condizioni economiche di fornitura

Nel periodo gennaio 2017 – febbraio 2017 sono state effettuate due verifiche ispettive ai sensi della delibera 24 giugno 2016, 330/2016/E/gas, nei confronti di altrettante imprese di distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, in materia di condizioni economiche di fornitura.

Le verifiche ispettive hanno avuto ad oggetto, per gli anni a partire dal 2014, i valori delle componenti delle condizioni economiche di fornitura relative all'approvvigionamento della materia prima e alla vendita al dettaglio:

- nel caso delle località servite da reti cui non si applica l'RTDG⁶, come liberamente determinate dall'esercente l'attività di

vendita di gas diversi da gas naturale, al fine di accertarne, ai sensi del *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane* (TIVG⁷), la coerenza con i livelli che le medesime componenti assumono nelle reti canalizzate oggetto di regolazione, e per verificare le motivazioni degli eventuali scostamenti rispetto ai suddetti livelli e la loro corretta applicazione ai clienti finali;

- nel caso delle località servite da reti cui si applica l'RTDG, prendendo a riferimento la vigente regolazione.

Le verifiche ispettive hanno interessato due medie imprese.

Per un'impresa la verifica ha avuto esito conforme, mentre per la seconda impresa è stata riscontrata, per gli anni 2012-2016, l'errata applicazione della componente QTCA (relativa ai costi di trasporto del GPL), che ha generato un maggior ricavo per l'esercente negli anni indicati. È stato pertanto intimato alla società di effettuare un conguaglio a favore dei clienti finali e di correggere i valori della componente tariffaria per gli anni a venire. Con determina 19 settembre 2017, 39/2017/gas-DSAI, è stato infine avviato un procedimento sanzionatorio con procedura semplificata nei confronti della medesima impresa, per inottemperanza alle disposizioni del TIVG.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.15.

TAV. 10.14

Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento
Maggio - Ottobre 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici 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.	Verificate alcune criticità nelle modalità di accesso al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice per una grande, tre medie e cinque piccole imprese.
Verifiche ispettive Una grande impresa; Tre medie imprese; Cinque piccole imprese.	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi dell'RQDG.	Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso due medie e quattro piccole imprese. Ricontrata violazione obblighi informativi previsti dall'RTDG per una piccola impresa. Avviati sei provvedimenti sanzionatori.

(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

⁶ Per il periodo di regolazione 2014 – 2019 (RTDG 2014 – 2019), allegato A alla delibera dell'Autorità 12 dicembre 2013, 573/2013

⁷ Come successivamente modificato ed integrato, approvato con la delibera dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/0

TAV. 10.15

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Due medie imprese.	Verifica della corretta applicazione, dell'RTDG e del TIVG in materia di condizioni economiche di fornitura del GPL.	Esito conforme per una media impresa. Riscontrata errata applicazione della componente dei costi di trasporto (QTCA) per una media impresa. Avviato un procedimento sanzionatorio per inottemperanza al TIVG. Intimazione alla società di effettuare un conguaglio a favore dei clienti finali per gli anni già fatturati e di correggere i valori della componente tariffaria per gli anni a venire.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal gas naturale, distribuiti a mezzo di reti urbane, in materia di condizioni economiche di fornitura

Gennaio - Febbraio 2017

(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 un distributore elettrico e di un venditore elettrico in materia di sistema indennitario

Nel periodo luglio 2017 - settembre 2017, sono state effettuate due verifiche ispettive ai sensi della delibera 15 giugno 2017, 426/2017/E/eel, nei confronti di un distributore elettrico e di un venditore elettrico in materia di sistema indennitario.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di accertare il rispetto degli adempimenti previsti dalla disciplina del sistema indennitario di cui alla delibera dell'Autorità 30 dicembre 2009, ARG/elt 191/09 e al relativo Allegato B e alla delibera dell'Autorità 10 dicembre 2010, ARG/elt 219/10 e al relativo Allegato 3, da parte degli esercenti l'attività di vendita di energia elettrica e l'attività di distribuzione dell'energia elettrica.

Il sistema indennitario permette al venditore uscente di ottenere un indennizzo per il "mancato incasso del credito, o parte di esso, relativo a fatture che contabilizzano consumi e oneri relativi agli ultimi 3 mesi di erogazione della fornitura prima della data di effetto

dello *switching*. Lo scopo è da un lato di non ostacolare comunque lo *switching* in presenza di clienti morosi, dall'altro di limitare comportamenti opportunistici di clienti finali morosi che cambiano fornitore per non saldare le proprie bollette (c.d. turismo energetico). L'onere generato da tale riconoscimento è posto a carico del solo cliente finale che ne è responsabile, mediante la valorizzazione di un'apposita componente della tariffa di distribuzione, C^{MOR} , posta pari al valore del suddetto indennizzo.

Le verifiche hanno interessato una grande impresa di distribuzione e una grande impresa di vendita.

Presso l'impresa di distribuzione sono stati rilevati ritardi e omissioni sia nella gestione dei C^{MOR} , sia nelle comunicazioni obbligatorie ad Acquirente unico (gestore del sistema indennitario), generati da una perdurante problematica interna alla società, che ha riguardato un periodo temporale pluriennale. Sono stati, pertanto, avviati due procedimenti sanzionatori con procedura semplificata, con determine 19 gennaio 2018 7/2018/eel-DSAI e 7/2018/eel-DSAI, per violazione della disciplina del sistema indennitario: la prima nei confronti della società

TAV. 10.16

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa di distribuzione elettrica e una grande impresa di vendita.	Verifica del rispetto degli adempimenti previsti dalla disciplina del sistema indennitario, di cui alla delibera, ARG/elt 191/09 e al relativo Allegato B e alla delibera ARG/elt 219/10 e al relativo Allegato 3.	Rilevati ritardi e omissioni da parte di una grande impresa di distribuzione elettrica; avviati due procedimenti sanzionatori con procedura semplificata. Lievi criticità riscontrate per una grande impresa di vendita.

Verifiche ispettive nei confronti di un distributore elettrico e di un venditore elettrico in materia di sistema indennitario

Luglio - Settembre 2017

(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

che ha gestito l'attività di distribuzione elettrica fino al 30/6/2016, la seconda nei confronti dell'impresa subentrata nell'esercizio dell'attività a partire dal 1/7/2016.

Presso l'impresa di vendita sono state riscontrate, da parte dell'esercente in qualità di venditore uscente, alcune lievi criticità nella gestione delle pratiche dei C^{MOR} , non riconducibili a violazioni della regolazione. Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 10.16.

Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita e di distribuzione di energia elettrica in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del SII

Nel mese di dicembre 2017 è stata effettuata la prima verifica del programma di due ispezioni approvato con la delibera 10 novembre 2017, 740/2017/E/eel, da svolgere nei confronti di un distributore elettrico e di un venditore elettrico in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del Sistema Informativo Integrato (SII).

Il SII è stato istituito con legge 13 agosto 2010, n. 129 quale banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali e successivamente ampliato dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, con la gestione delle informazioni relative ai consumi di energia elettrica e di gas. Oggi, anche a seguito di ulteriori evoluzioni, il SII costituisce un *hub* utilizzato per la centralizzazione di un ampio spettro di processi commerciali e di interazioni tra gli operatori lungo le filiere elettrica e del gas.

Le verifiche ispettive avevano lo scopo di verificare il rispetto degli adempimenti previsti dalla disciplina relativa all'uso del SII e sono state effettuate, tra l'altro, mediante:

- l'acquisizione di contratti stipulati con i clienti finali;
- il controllo delle tempistiche di ottemperanza degli obblighi informativi nei confronti del Gestore del SII in relazione ai processi commerciali (es. vulture) che hanno originato tali obblighi;

- la verifica delle comunicazioni al Gestore del SII da parte delle imprese.

La verifica ispettiva ha interessato una grande impresa di vendita; gli esiti sono in corso di valutazione (tavola 10.17)

Verifica ispettiva nei confronti di e-distribuzione in materia di saturazione virtuale della rete elettrica

Nel mese di aprile 2017 è stata effettuata una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 24 marzo 2017, 174/2017/E/eel, nei confronti di e-distribuzione in materia di saturazione virtuale della rete elettrica. La verifica si è resa necessaria a seguito di numerosi reclami e segnalazioni, da parte di produttori, aventi a oggetto il problema della "saturazione virtuale" delle reti elettriche delle Regioni Puglia e Basilicata. Tale fenomeno costituisce una barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, si vedono proporre dal gestore di rete soluzioni di connessione di nuovi impianti di produzione estremamente complesse e caratterizzate da tempi di realizzazione lunghi; una delle cause dell'intasamento virtuale delle reti è il mancato annullamento di pratiche di connessione nella titolarità di operatori energetici che hanno prenotato capacità di rete ma tardano/rinunciano alla realizzazione dell'impianto di produzione.

La verifica ispettiva aveva lo scopo di:

- accertare il rispetto delle disposizioni del (*Testo Integrato delle Connessioni Attive* (TICA⁸) relative alla gestione delle pratiche di connessione alla rete di impianti di produzione di energia elettrica, con particolare – ma non esclusivo – riguardo alle disposizioni finalizzate a contenere l'impegno della capacità delle reti di distribuzione, per effetto dell'accettazione di preventivi per la connessione cui non fa seguito l'effettiva realizzazione e connessione dell'impianto di produzione;
- acquisire e approfondire dati e informazioni attinenti al problema della saturazione virtuale della rete elettrica in Puglia e Basilicata,

TAV. 10.17

Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita e di distribuzione di energia elettrica in materia di adempimenti connessi all'utilizzo del SII

Dicembre 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa di vendita.	Verifica del rispetto degli adempimenti previsti dalla disciplina relativa all'uso del SII.	Esiti in corso 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

⁸ Testo Integrato delle Connessioni Attive, allegato A alla delibera dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08.

sia in relazione all'operato del gestore di rete, sia in relazione all'operato dei produttori che richiedono la connessione.

In esito alla verifica ispettiva sono state riscontrate violazioni, da parte di e-distribuzione, delle principali disposizioni del TICA finalizzate a eliminare l'assegnazione di capacità di rete a pratiche di connessione abbandonate o non più attive.

È stato pertanto avviato un procedimento sanzionatorio, con determina 28 settembre 2017 40/2017/eel- DSAI, per violazioni del TICA.

Sono in corso, inoltre, valutazioni per l'aggiornamento della disciplina che regola la connessione alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica, con l'obiettivo di rendere ancora più stringente il monitoraggio dei progetti avviati, nonché ulteriori approfondimenti sulla situazione particolarmente critica, in termini di saturazione, della provincia di Potenza.

Gli esiti della verifica ispettiva sono sintetizzati nella tavola 10.18

Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione

Nel periodo febbraio 2017- dicembre 2017 sono state effettuate dieci verifiche ispettive ai sensi della delibera 19 maggio 2016,

242/2016/E/eel, in materia di adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in media tensione.

Le verifiche si sono rese necessarie a seguito dell'ampliamento, disposto dall'Autorità, del campo di funzionamento Φ in termini di frequenza e tensione Φ degli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di bassa e media tensione.

Le verifiche, finalizzate alla constatazione della corretta applicazione da parte dei produttori delle disposizioni in materia, previste dall'Allegato A70 al Codice di rete di Terna e rese obbligatorie dalla delibera dell'Autorità 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel, sono state condotte presso gli impianti di produzione di energia elettrica, utilizzando strumenti atti a verificare il rispetto dei requisiti previsti, alla presenza dell'impresa distributrice territorialmente competente, quale soggetto coinvolto nella realizzazione, nell'attivazione e nell'esercizio della connessione.

Le verifiche svolte nel 2017 hanno interessato dieci produttori di energia elettrica con impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 kW, connessi alla rete di media tensione ed entrati in esercizio entro il 31 marzo 2012.

L'attività ispettiva ha consentito di accertare l'avvenuto adeguamento degli impianti di produzione e, in alcuni casi, anche di prescrivere al titolare dell'impianto alcuni aggiustamenti da effettuare sui sistemi di protezione installati o aggiornamenti della documentazione rilevante.

TAV. 10.18

Verifica ispettiva nei confronti di e-distribuzione in materia di saturazione virtuale della rete elettrica
Aprile 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
e-distribuzione.	Verifica della corretta applicazione del TICA in materia di saturazione virtuale delle reti elettriche	Riscontrate violazioni delle principali disposizioni del TICA finalizzate a eliminare l'assegnazione di capacità di rete a pratiche di connessione abbandonate o non più attive. Avviato un procedimento sanzionatorio per violazioni del TICA. In corso valutazioni per l'aggiornamento della disciplina del TICA e ulteriori approfondimenti sulla situazione della provincia di Potenza.

(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

TAV. 10.19

Verifiche ispettive nei confronti di produttori di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti di produzione connessi in media tensione
Febbraio - Dicembre 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO	MOTIVAZIONE	ESITO
Dieci produttori di energia elettrica connessi in MT.	Verifica del rispetto delle disposizioni previste dall'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, come rese obbligatorie dalla delibera dell'Autorità 84/2012/R/eel.	Riscontrato l'avvenuto adeguamento degli impianti. Impartite prescrizioni ai produttori e aggiornato il data base dei gestori di rete.

(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

Sono stati accertati, inoltre, interventi di adeguamento realizzati su impianti che sulla carta risultavano non adeguati, poiché il gestore di rete non aveva ricevuto idonea informazione al riguardo.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 10.19

Verifiche ispettive e controlli documentali sugli impianti di produzione di energia elettrica incentivata

L'Autorità, in esito alla ricognizione svolta sulle convenzioni CIP6 ancora in essere, con delibera 28 giugno 2016, 346/2016/E/efr, ha approvato un programma di verifiche pluriennale predisposto dal GSE, con il quale viene completata ed esaurita l'attività di controllo sull'erogazione della componente incentivante di cui al provvedimento CIP6. Il programma di verifiche si inserisce nell'alveo di quelle analoghe svolte negli anni precedenti, che hanno consentito di recuperare una quantità significativa di incentivi non dovuti riducendo il fabbisogno della componente tariffaria A₃.

Nel corso del 2017, nell'ambito del programma sopra citato, sono state effettuate due verifiche sugli impianti incentivati. In esito alla prima verifica non sono state riscontrate irregolarità, mentre gli esiti della seconda verifica sono in corso di valutazione.

Controlli documentali sul rispetto degli obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione prescritti dal TIUF

Con la delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com, l'Autorità ha emanato nuove disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas, approvando il relativo allegato (TIUF), in conformità con le disposizioni del decreto legislativo n. 93/11, e delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE.

Tra le novità introdotte dal TIUF, vi è l'obbligo, per i distributori di energia elettrica e gas naturale, di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione rispetto alle attività di vendita svolte dall'impresa verticalmente integrata o dalle altre società del gruppo (c.d. *debranding*), operativo a partire dal 30 giugno 2016. Dal mese di luglio 2016 l'Autorità ha avviato, in collaborazione con il Nucleo Speciale per l'Energia e il Sistema Idrico della Guardia di Finanza, verifiche nei confronti di un campione di 28 imprese di distribuzione operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas tenute al rispetto dei supposti obblighi di separazione. Le attività

si sono completate nel primo semestre del 2017. In particolare, è stato verificato che nei marchi e nelle denominazioni sociali imprese di distribuzione non fossero presenti elementi di collegamento (a livello testuale e/o grafico) tra l'attività di distribuzione e l'attività di vendita in grado di ingenerare confusione per gli utenti.

In esito alle verifiche, è stato valutato, anche tenendo conto della giurisprudenza UE in materia di tutela dei marchi, che due imprese non avessero rispettato correttamente le misure di *debranding*.

È stato pertanto richiesto ai gestori indipendenti di tali imprese di individuare opportune misure correttive delle criticità riscontrate, e le misure correttive adottate dai Gestori indipendenti sono state ritenute idonee ad assicurare la conformità alle disposizioni normative.

Verifiche ispettive nei confronti dei gestori del servizio idrico integrato in materia di tariffe e su altri aspetti regolati

Nel corso del 2017 sono state effettuate nove verifiche ispettive riguardanti il servizio idrico integrato:

- due sono state effettuate nei mesi di gennaio e febbraio a completamento del programma approvato con la delibera 24 giugno 2016, 328/2016/E/idr, in materia di determinazione delle tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario per il primo periodo regolatorio 2012-2015 e il primo biennio 2016-2017 del secondo periodo regolatorio (verifiche semplificate);
- due sono state effettuate nei mesi di febbraio e marzo a completamento del programma approvato con la delibera 24 giugno 2016, 329/2016/E/idr, in materia di tariffe del servizio idrico integrato per il primo periodo regolatorio 2012-2015 e il primo biennio 2016-2017 del secondo periodo regolatorio (verifiche complete);
- due sono state effettuate nei mesi di ottobre e novembre in attuazione del programma approvato con la delibera 3 agosto 2017, 569/2017/E/idr, in materia di tariffe idriche, per il primo periodo regolatorio 2012-2015 e il primo biennio 2016-2017 del secondo periodo regolatorio (verifiche complete);
- tre sono state effettuate nel periodo ottobre-dicembre in attuazione del programma approvato con la delibera 14 settembre 2017, 627/2017/E/idr, in materia di determinazione delle tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario per il primo periodo regolatorio 2012-2015 e per il primo biennio 2016-2017 del secondo periodo regolatorio (verifiche semplificate).

TAV. 10.20

Verifiche ispettive nei confronti di gestori del servizio idrico integrato
Gennaio - Dicembre 2017

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre grandi imprese Tre medie imprese Due piccole imprese Un ente di governo d'ambito (EGA).	Verifica del rispetto degli adempimenti in materia di tariffe del servizio idrico integrato.	In esito alle verifiche effettuate ai sensi delle delibere 328/2016/E/idr e 329/2016/E/idr, sono state riscontrate violazioni presso un EGA, due grandi imprese e una media impresa. Sono stati avviati i primi tre procedimenti sanzionatori. Esiti in fase di valutazione per le verifiche effettuate ai sensi delle delibere 569/2017/E/idr e 627/2017/E/idr, presso una grande, due medie e una piccola impresa.

(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

Gli esiti delle verifiche ispettive svolte nel 2017 sono sintetizzati nella tavola 10.20.

Nel dettaglio, in esito alle verifiche effettuate ai sensi della delibera 328/2016, è stato avviato, con determina 26 giugno 2017, 2/2017/idr-DSAI, un procedimento sanzionatorio per violazioni della regolazione in materia tariffaria del servizio idrico integrato, nei confronti di un gestore di piccole dimensioni, per la mancata applicazione della tariffa d'ufficio e la mancata restituzione agli utenti delle maggiori tariffe riscosse. Inoltre, con determina 3 agosto 2017, DSAI/36/2017/idr, è stato disposto l'avvio di un secondo procedimento sanzionatorio nei confronti di un ente di governo dell'ambito per alcuni profili di errata validazione dei dati del gestore.

In esito alle verifiche effettuate ai sensi della delibera 329/2016, è stato avviato un procedimento sanzionatorio, con determina 3 agosto 2017, 37/2017/idr-DSAI, nei confronti di un gestore di grandi dimensioni per differenti profili di violazione; sono stati contestati, in particolare, l'inserimento in tariffa della rivalutazione degli immobili effettuata in occasione della trasformazione in società per azioni, l'inclusione di lavori in corso non pertinenti e ulteriori voci, come rimborsi non dichiarati, oneri non riconoscibili, costi *wholesale* e recuperi per variazioni sistemiche errati. La seconda verifica ai sensi della delibera 329/2016, effettuata presso un grande gestore ha coinvolto una pluralità di società e comuni, in via di aggregazione nel gestore medesimo. In esito al controllo sono state riscontrate diverse violazioni, effettuate da 32 dei suddetti comuni e società, che avrebbero comportato la sovrastima delle tariffe applicate nell'ATO, negli anni 2014- 2017.

La delibera 569/2017/E/idr prevede l'effettuazione di quattro verifiche ispettive, da effettuare entro il 30 marzo 2018, in materia di tariffe idriche per gli anni 2012-2017 (verifiche complete) allo scopo di controllare:

- la correttezza dei dati e delle informazioni trasmessi all'Autorità;
- le tariffe applicate all'utenza;
- l'efficienza del servizio di misura;
- lo stato di attuazione degli interventi e l'avanzamento dei lavori;
- la corretta validazione dei dati;
- la predisposizione delle tariffe da parte degli Enti di governo dell'ambito.

Delle suddette quattro verifiche ispettive, le prime due sono state effettuate nel periodo ottobre - novembre 2017, presso un grande e un medio gestore.

Le risultanze delle verifiche ispettive già svolte ai sensi della succitata delibera sono in fase di valutazione

La delibera 627/2017/E/idr prevede l'effettuazione di ulteriori sei verifiche ispettive, da effettuare anch'esse entro il 30 marzo 2018, in materia di tariffe d'ufficio e di esclusione dall'aggiornamento tariffario per gli anni 2012-2017 (verifiche semplificate). Lo scopo è di verificare, oltre ai valori delle tariffe applicate, il rispetto da parte degli Enti di governo dell'ambito dei compiti agli stessi attribuiti dall'Autorità.

Delle suddette sei verifiche, le prime tre sono state effettuate nel periodo ottobre-dicembre 2017 presso due gestori di medie dimensioni e un gestore di piccole dimensioni.

Le risultanze delle verifiche ispettive già svolte ai sensi della delibera 627/17 sono in fase di valutazione.

Controlli documentali per l'accertamento della corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità

L'attività di verifica sulla corretta contribuzione agli oneri di funzionamento dell'Autorità da parte degli operatori ha interessato il contributo versato nel 2016 dalle imprese dei settori elettrico, gas e idrico e si è articolata in tre distinte fasi:

- controlli formali, volti a riscontrare la corretta applicazione, sulla base imponibile dichiarata, dell'aliquota del contributo, e 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 correttezza della formazione della base imponibile considerata ai fini del calcolo del contributo.

In esito ai controlli, svolti con la collaborazione del Nucleo Speciale per l'Energia e il Sistema Idrico della Guardia di

Finanza, sono state avviate, anche con riferimento ai versamenti dovuti negli anni precedenti, azioni di recupero del contributo non versato che hanno comportato una significativa riduzione dell'evasione o elusione contributiva.

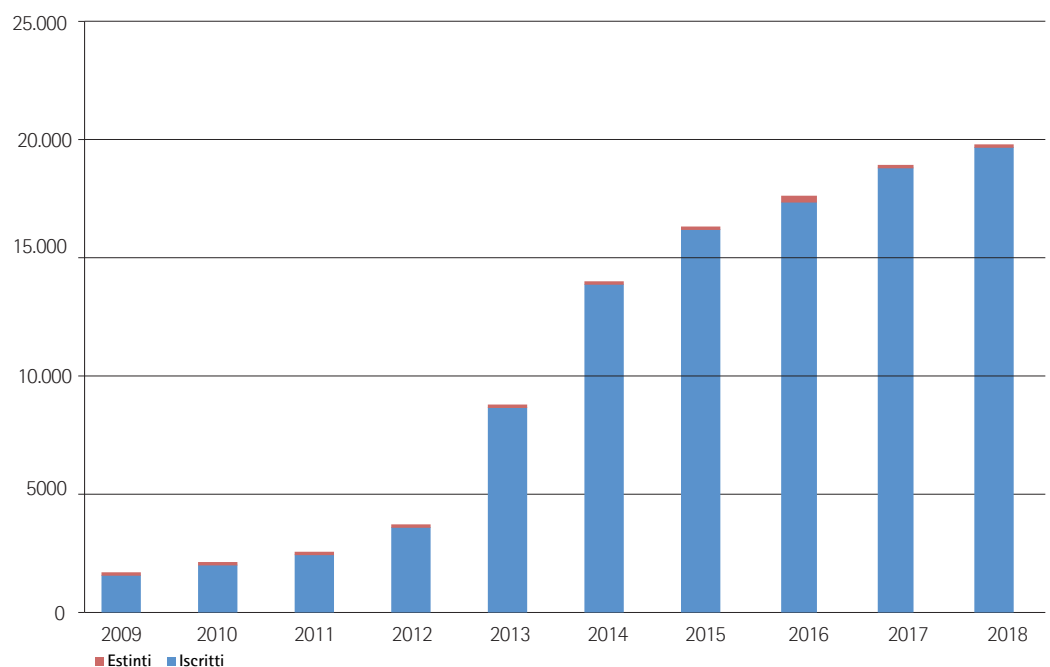
Con riferimento alla raccolta dati per il versamento del contributo relativo all'anno fiscale 2016, sono state completate e 'messe in produzione' le modifiche dello schema della raccolta dati, che consentiranno agli operatori di ridurre il numero di errori nell'immissione dei dati e un controllo più efficace da parte degli Uffici. La diffusione del nuovo modello di dichiarazione è stata accompagnata dagli aggiornamenti delle FAQ (*frequently asked questions*) e del manuale di compilazione.

Controlli documentali per l'accertamento della corretta iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità

Nel corso del 2017 è continuata la collaborazione con il Nucleo Speciale per l'energia e il servizio idrico della Guardia di Finanza per lo svolgimento dei controlli sulle imprese iscritte nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nell'ambito di tale attività di cooperazione sono state scambiate notizie e

FIG. 10.1

Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31/3 degli anni indicati



Fonte: ARERA. Anagrafica operatori

informazioni su alcune imprese oggetto di controllo, grazie alle quali è stato possibile disporre di utili elementi informativi per successivi interventi e approfondimenti sul loro corretto operato.

Attuazione del regolamento REMIT

Nel corso del 2017, l'Autorità ha iniziato ad accedere ai dati raccolti centralmente dall'Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER), ai sensi regolamento (UE) 1227/2011 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), con riferimento all'art. 8 (c.d. *data sharing*) e al sistema di gestione dei casi (c.d. *case management tool*) predisposto dalla medesima Agenzia.

Inoltre, ha confermato il proprio contributo fattivo ai gruppi di lavoro sia in ambito ACER sia in ambito CEER (Consiglio europeo dei regolatori dell'energia), al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT e contribuendo a favorire:

- l'aggiornamento costante del *Market Monitoring Handbook*, manuale a uso interno dell'ACER e dei regolatori volto a

Nel corso dell'ultimo anno il numero di soggetti iscritti presso l'Anagrafica operatori è cresciuto di circa 1.000 unità; al 31/03/2018 il numero di soggetti accreditati, come evidenziato dalla figura 10.1, è risultato di quasi 20.000 unità.

promuovere la cooperazione e il coordinamento nella gestione dei casi REMIT;

- 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.

Per quanto riguarda i casi ancora pendenti di sospetta violazione del regolamento REMIT notificati all'ACER nei mesi di giugno e agosto 2016, ai sensi delle delibere 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel, e 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel, si rinvia al Capitolo 2.

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Nel 2017 l'Autorità, per garantire ancor più i principi dell'equo procedimento nell'esercizio del potere sanzionatorio, ha rafforzato la separazione tra l'attività istruttoria, affidata alla Direzione Sanzioni e Impegni (DSAI) da quella decisoria, in capo al Collegio. L'Autorità ha, così, introdotto modifiche regolamentari e organizzative volte, da un lato, ad attribuire in via esclusiva le competenze istruttorie alla DSAI, che le esercita con propri atti e, dall'altro, a garantire il più ampio rispetto dei diritti di

difesa dei soggetti sottoposti a procedimento. Ciò anche con l'istituzione, nell'ambito della Direzione Legale e Atti del Collegio (DLAC), di un apposito Ufficio a supporto dello stesso Collegio.

Nel corso del 2017, l'ordinaria attività sanzionatoria, basata sull'accertamento dell'infrazione e l'eventuale irrogazione della sanzione amministrativa pecuniaria, ha continuato a rivestire un ruolo rilevante a garanzia dell'attuazione della regolazione, registrando,

rispetto alla media dei quattro anni precedenti, un notevole incremento, sia del numero di avvii di procedimento (130 nel 2017 rispetto ai 55 del 2016, ai 43 del 2015, ai 40 del 2014 e ai 39 del 2013), cresciuti del 194% sul 2016, sia del numero di chiusure dei procedimenti con procedura ordinaria (54 nel 2017 rispetto alle 36 del 2016, alle 33 del 2015, alle 23 del 2014 e alle 49 del 2013), cresciute del 53%.

Nel complesso, e sotto diversi profili, si conferma la crescita della c.d. procedura semplificata di irrogazione delle sanzioni pecuniarie di competenza dell'Autorità, prevista dall'art. 45, del decreto legislativo n.93/11 e dall'art. 5, del suddetto regolamento. In particolare, l'applicazione dell'istituto ha evidenziato che, laddove impiegato, la percentuale di adesione da parte degli interessati si è attestata all'80%. L'utilità di tale istituto si è rivelata ulteriormente apprezzabile sul fronte della cessazione delle condotte. Come noto, infatti, l'adesione a tale istituto comporta, oltre che il pagamento della sanzione ridotta, anche la dimostrazione della cessazione delle condotte contestate. Peraltro, con l'utilizzo di tale procedura, che consente la chiusura del procedimento in 30 giorni, l'Autorità ha prontamente accertato anche l'eliminazione/attenuazione delle eventuali conseguenze prodotte al sistema dalle violazioni.

Nel 2017 sono stati gestiti 244 provvedimenti di cui 130 atti di avvio, 48 comunicazioni delle risultanze istruttorie, 66 provvedimenti conclusivi tra provvedimenti sanzionatori e di archiviazione (comprensivi dei 12 dei 15 procedimenti avviati con procedura semplificata che si sono estinti con il pagamento in misura ridotta).

In particolare, i 15 procedimenti per i quali è stata utilizzata la sopra richiamata procedura semplificata hanno riguardato le seguenti materie: 14 violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche e una violazione della regolazione dei mercati energetici.

Fra i 66 procedimenti conclusi (comprensivi dei 12 avviati con procedura semplificata e andati a buon fine), 65 sono terminati con l'accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni e uno si è concluso con l'accertamento della non sussistenza delle violazioni inizialmente contestate.

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di rilevare che, nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati in materia di violazione della regolazione relativa alle infrastrutture energetiche (pari a 23), 15 riguardano violazioni delle esigenze di sicurezza del sistema, due hanno riguardato violazioni in materia di fatturazione del servizio di distribuzione del gas naturale,

quattro si riferiscono a violazioni delle esigenze conoscitive e due a violazioni di obblighi in materia di misura.

Con riferimento invece ai procedimenti avviati in materia di violazione della regolazione dei mercati energetici (pari a 98), 94 procedimenti, come detto, hanno riguardato violazioni in materia di dispacciamento, uno ha riguardato violazioni afferenti alle condizioni economiche di fornitura, due violazioni in materia di certificati verdi e uno in materia di saturazione virtuale rete.

A dimostrazione di un sempre maggiore presidio del rispetto della regolazione nel settore dei servizi idrici, (nell'esercizio delle competenze derivanti dall'art. 21, comma 19, del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201 convertito con modificazioni dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214), merita d'essere sottolineato il numero di procedimenti sanzionatori avviati in materia, che si attesta sul dato di nove atti di avvio in linea con le otto adottate nell'anno precedente.

Rispetto al 2016, nel 2017 i dati sintetici evidenziano una inversione di tendenza, con una netta prevalenza (dovuta principalmente ai procedimenti in materia di dispacciamento) dei procedimenti avviati per illeciti in materia di mercati energetici (nel complesso pari a circa il 75,3%) rispetto a quelli avviati per violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche e del settore idrico, che si attestano rispettivamente intorno al 17,7% e 7%.

Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

Sicurezza del sistema

Nel 2017 l'Autorità ha avviato 15 procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società per violazioni in materia di pronto intervento, nonché di sicurezza e continuità del servizio di distribuzione e trasporto del gas naturale. Dei predetti procedimenti 10 sono stati avviati con procedura semplificata e, di essi, nove sono conclusi per effetto dell'adesione degli operatori interessati a tale procedura, mediante cessazione delle condotte contestate e pagamento delle sanzioni in misura ridotta per un totale di 72.940 euro. Nelle medesime materie l'Autorità ha, altresì, concluso 16 procedimenti sanzionatori con l'irrogazione di altrettante sanzioni per un totale di 814.100 euro.

Per violazioni in materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità ha, inoltre, sanzionato un'impresa distributrice per un importo di 5.500 euro.

Accesso, erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2017 l'Autorità ha avviato due procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura nel settore del gas e irrogato 13 sanzioni, per complessivi 394.040 euro, nei confronti di altrettanti distributori di energia elettrica e gas per l'inadempimento agli obblighi di messa in servizio dei misuratori elettronici.

Nel medesimo anno l'Autorità ha concluso due procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di accesso al servizio di distribuzione del gas naturale e connessioni di impianti di produzione di energia elettrica irrogando sanzioni per un totale di 141.600 euro.

L'Autorità ha, altresì, avviato due procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di fatturazione del servizio di distribuzione del gas naturale e concluso quattro procedimenti avviati nei confronti di altrettanti esercenti per violazioni in materia di separazione funzionale e contabile, irrogando sanzioni per un totale di 5.543.750 euro.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

In materia di violazioni di obblighi informativi afferenti l'unbundling, l'Autorità ha avviato quattro procedimenti sanzionatori con procedura semplificata, due dei quali si sono conclusi in quanto le società hanno cessato la condotta e pagato le sanzioni ridotte nella misura di 4.880 euro.

Nel 2017 l'Autorità ha irrogato 3 sanzioni, per un totale di 11.900 euro, ad altrettante imprese per la violazione degli obblighi informativi relativi all'Anagrafica operatori dell'Autorità.

L'Autorità ha, infine, archiviato per insussistenza dei presupposti un procedimento sanzionatorio avviato per violazione di obblighi informativi in materia di dati di qualità del servizio di distribuzione e misura del gas naturale.

Violazioni della regolazione dei mercati energetici

Produzione di energia

Nel 2017 l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio per l'accertamento di violazioni in materia di connessione alle reti di impianti di produzione di energia elettrica. In particolare è stato contestato all'operatore di non aver rispettato le disposizioni regolatorie volte a evitare una ingiustificata prenotazione della capacità della rete.

Certificati verdi

L'Autorità ha avviato due procedimenti sanzionatori nei confronti di un produttore e di un importatore di energia elettrica per mancato acquisto di certificati verdi e irrogato, per le medesime violazioni, sanzioni pari complessivamente a 1.827.121 euro (di cui due nei confronti del medesimo esercente) per il mancato acquisto dei certificati verdi, relativi all'energia importata negli anni 2005, 2012 e 2013.

Titoli di efficienza energetica

Nell'ambito dei titoli di efficienza energetica, l'Autorità ha sanzionato con cinque provvedimenti distinti il medesimo distributore di gas naturale per non aver inviato alcuna comunicazione utile alla verifica del possesso dei titoli di efficienza energetica corrispondenti all'obiettivo specifico per gli anni 2011, 2012, 2013, 2014 e 2015, nonché ai fini della verifica della compensazione dell'inadempienza all'obiettivo specifico per gli anni 2010, 2011, 2012 e 2013.

Mercati all'ingrosso

Nel 2017 l'Autorità ha avviato 94 procedimenti sanzionatori per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica.

In materia di bilanciamento del gas naturale si sono conclusi, con l'irrogazione di sanzioni per un totale di 1.808.500 euro, due procedimenti nei confronti di altrettante imprese. In particolare alle società è stato contestato di non aver versato all'impresa di trasporto i corrispettivi previsti dalla regolazione e di non aver usato il servizio di bilanciamento al fine di porre rimedio ai fisiologici disequilibri.

Mercati retail e tutela dei clienti finali

Nel 2017 è stato avviato e si è concluso con l'adesione da parte dell'esercente alla procedura semplificata, mediante pagamento della sanzione in misura ridotta pari a 11.000 euro, un procedimento per violazioni in materia di condizioni economiche di fornitura di GPL.

Si sono conclusi tre procedimenti sanzionatori con i quali sono state accertate violazioni in materia di qualità commerciale dei servizi telefonici (*call center*) e irrogate sanzioni per un totale di 101.200 euro, nonché un procedimento per violazione di obblighi in materia di reclami dei clienti finali, all'esito del quale è stata irrogata una sanzione di 30.000 euro.

Violazioni della regolazione del settore idrico

Con riferimento alla gestione del servizio idrico, nel 2017 l'Autorità ha avviato nove procedimenti sanzionatori. Le violazioni riguardavano, in parte, la regolazione tariffaria del servizio idrico integrato nelle sue molteplici declinazioni. In particolare, si è trattato dell'inadempimento alle prescrizioni dettate per la formulazione della

proposta tariffaria di delibere dell'Autorità che, in mancanza di dati forniti dai gestori, avevano determinato d'ufficio le tariffe applicabili da questi ultimi, nonché della mancata applicazione della componente tariffaria istituita a copertura degli oneri derivanti dalle agevolazioni per le popolazioni colpite da eventi sismici. Ad alcuni operatori sono state contestate anche violazioni inerenti alle modalità di determinazione del deposito cauzionale.

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

L'Autorità, con la delibera 18 maggio 2012, n. 188/2012/E/com, recante 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*, ha varato le regole procedurali relative alla funzione giustiziale, di derivazione comunitaria (art. 44, commi 1 e 2 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93), che riguarda le controversie tra operatori e gestori in materia di accesso e utilizzo dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica, di trasporto del gas, di distribuzione e di stoccaggio, nonché l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

Tale strumento di tutela alternativa a quella giurisdizionale costituisce, unitamente all'esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi dell'Autorità, un presidio fondamentale, fruibile dagli operatori per perseguire gli obiettivi della regolazione settoriale, garantendo la funzionalità ed effettività del regime di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche.

Dalla data di entrata in vigore di tale disciplina sono stati presentati 439 reclami. Di questi:

- 114 sono stati archiviati, per irricevibilità (13), per mancata regolarizzazione del reclamo entro i termini prescritti (6), per inammissibilità (53), per intervenuta transazione tra le parti

nel corso del procedimento (11), ovvero per improcedibilità per sopravvenuta carenza di interesse (9) o per aver il gestore di rete soddisfatto, nel corso del procedimento, l'istanza del reclamante (19) o, ancora, per sostanziale coincidenza delle questioni devolute alla cognizione dell'Autorità giudiziaria e dell'Autorità (2) o per l'avvio, per la fattispecie oggetto dell'istanza, di un procedimento per l'esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi di cui alle lettere c) e d) dell'art. 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (1);

- 75 sono in corso di trattazione;
- 250 sono stati oggetto di decisione, per un totale di 169 delibere, ciò perché alcune di esse, per la sostanziale identità delle questioni tecniche e giuridiche affrontate, hanno trattato congiuntamente più reclami.

Il tempo medio per la risoluzione delle controversie tra operatori economici, ex delibera n. 188/2012/E/com, gestite dall'Autorità, è di 5 mesi e 22 giorni; il rispetto delle decisioni assunte dall'Autorità raggiunge quasi la quota del 100%. In particolare, la maggior parte delle decisioni è stata immediatamente ottemperata dalle parti, mentre per circa un 16% dei casi l'ottemperanza è avvenuta a seguito dell'intervento dell'Unità Arbitrati e Decisioni Controversie.

Settore elettrico

Con riferimento al settore elettrico, le decisioni adottate dall'Autorità hanno riguardato principalmente le tematiche trattate nel seguito.

Iter di connessione alla rete di distribuzione

Con delibera 13 aprile 2017, n. 234/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Sunergise nei confronti della società e-distribuzione*, l'Autorità ha chiarito che, se i lavori per la connessione alla rete di distribuzione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile costituiscono un "adeguamento di connessione esistente", e non invece una nuova connessione, il gestore è tenuto a calcolare il corrispettivo di connessione in conformità all'art. 12, comma 4, dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità 23 luglio 2008, n. ARG/elt 99/08 inerente al TICA. Infatti, la fattispecie di "adeguamento di una connessione esistente" ricorre allorché l'impianto di produzione debba essere connesso alla rete del gestore nel medesimo punto di consegna già esistente e non vi sia alcuna connessione da realizzare *ex novo*".

Con le delibere del 20 aprile 2017, n. 256/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di e-distribuzione*, e n. 259/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Guarini Erminio nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha affermato che il vincolo di invarianza del "tronco di linea di connessione" non può essere addotto dal gestore di rete come ragione ostativa all'accoglimento di una richiesta di modifica del preventivo di connessione. Mentre, con delibera 20 aprile 2017, n. 257/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Lucon nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha ritenuto illegittimo l'annullamento di una pratica di connessione alla rete di distribuzione elettrica disposto dal gestore di rete ai sensi dell'art. 9, comma 11, del TICA, poiché, al momento dell'annullamento, l'impianto di produzione risultava regolarmente autorizzato.

Con delibera 20 aprile 2017, n. 258/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Cuttitta nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accertato che, nel caso in cui si applichi l'art. 6, comma 4, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, il quale

prevede una procedura abilitativa semplificata per la costruzione ed esercizio di impianti di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili di piccola taglia, avendo l'ente territoriale competente (Comune) assentito all'intervento dichiarato dal reclamante, il gestore è tenuto a dare avvio ai lavori di realizzazione dell'impianto di rete funzionale alla connessione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

L'Autorità, con le delibere 5 maggio 2017, n. 306/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione* e 25 maggio 2017, n. 354/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione*, ha invece ritenuto corretto il mancato accoglimento, da parte del gestore della rete di distribuzione, delle richieste di modifica di preventivi di connessione di alcuni impianti di produzione: nel primo caso, perché non sussisteva alcuna necessità di "ottimizzare al meglio la soluzione tecnica di connessione contenuta nei preventivi originali", avendo il gestore indicato soluzioni tecniche di connessione già estremamente semplici; nel secondo caso, perché, a causa della c.d. saturazione virtuale della rete di distribuzione, non risultava possibile la connessione nel punto indicato dal produttore ai sensi dell'art. 6, comma 4, del TICA.

In tema di indennizzi automatici previsti dal TICA, con delibera 18 maggio 2017, n. 337/2017/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla ditta individuale Guarini Erminio nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accertato il diritto del richiedente la connessione al riconoscimento degli indennizzi automatici previsti per il ritardo nella messa a disposizione dei preventivi di connessione alla rete, in quanto, a fronte della estrema semplicità della modifica da apportare ai preventivi, non è risultato giustificato il ricorso, da parte del gestore, ai quindici giorni lavorativi aggiuntivi, di cui all'art. 7, comma 1, del TICA.

Con delibera 15 giugno 2017, n. 424/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Maglione logistica e trasporti nei confronti di e-distribuzione S.p.a.*, l'Autorità ha accertato l'errato calcolo, da parte del gestore, del corrispettivo per la connessione da versare per la cessione dell'impianto di rete facendo riferimento al TICA modificato con la delibera 4 agosto 2010, n. ARG/elt 125/10; ciò in quanto tale disciplina è inapplicabile alle richieste di connessione

alla rete presentate in data antecedente al 1° gennaio 2011, quale era la richiesta del reclamo.

Con le delibere 28 giugno 2017, n. 473/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Energica nei confronti di e-distribuzione*, e 12 ottobre 2017, n. 676/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Energica nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha ritenuto corretti gli importi degli indennizzi automatici erogati dal gestore, poiché la decorrenza del termine per la realizzazione della connessione era rimasta legittimamente sospesa fino alla data di costituzione delle servitù di elettrodotto (condizione essenziale per l'ottenimento del titolo abilitativo alla realizzazione delle opere funzionali alla connessione), comportando, in tal modo, un posticipo del termine dei 90 giorni lavorativi previsti dall'art. 10, comma 1, del TICA, per la realizzazione della connessione da parte del gestore.

Con delibera 6 luglio 2017, n. 505/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Olza nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accertato che, avendo il gestore di rete calcolato il corrispettivo di cessione dell'impianto di rete facendo riferimento ai costi del suddetto impianto individuato nella soluzione tecnica minima generale (STMG), non ha applicato correttamente quanto previsto dall'art. 13, comma 5, dell'Allegato A alla delibera 19 dicembre 2005, n. 281/05, nel caso in cui il produttore realizza in proprio l'impianto di rete per la connessione. L'Autorità ha affermato, inoltre, che il gestore non può contestare la STMG, da lui stesso elaborata, sostenendo che il produttore avrebbe scelto, impegnandosi ad assumere a suo totale carico i maggiori costi, una modifica della STMG, senza rilevare tale scostamento in alcuna delle fasi previste dall'iter di connessione.

Con delibera 20 luglio 2017, n. 538/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Screpis Orazio nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha stabilito che, ai sensi dell'art. 14, comma 2, del TICA, qualora il gestore realizzi la connessione non rispettando i tempi previsti dall'art. 10, comma 1, del medesimo TICA, è tenuto a corrispondere al richiedente, a titolo di indennizzo automatico, un ammontare pari al valore massimo tra 20 euro e il 5% del totale del corrispettivo per la connessione per ogni giorno lavorativo di ritardo della realizzazione della connessione, fino a un massimo di 120 giorni lavorativi.

Con delibera 3 agosto 2017, n. 566/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da alla società Lucon nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha chiarito che il produttore che richiede una connessione in bassa tensione è tenuto, ai sensi dell'art. 9, comma 5, del TICA, a presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo per la costruzione e

l'esercizio dell'impianto di produzione entro 60 giorni lavorativi decorrenti dalla data di accettazione del preventivo per la connessione e che il produttore stesso è responsabile del corretto caricamento del progetto dell'impianto di rete sul Portale produttori del gestore. Pertanto, se i documenti non vengono inseriti correttamente nel Portale, il gestore può legittimamente annullare la pratica di connessione.

Con delibera 14 settembre 2017, n. 626/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Clear Energy nei confronti di Comune Di Ronco Canavese e delle società Ireti, Iren Energia, e-distribuzione S.p.a. e Terna S.p.a.*, l'Autorità ha individuato, ai sensi degli articoli 2, comma 3, e 6, comma 1, del TICA, nel Comune di Ronco Canavese, il soggetto che deve dare seguito alla domanda di connessione alla rete di un impianto di produzione da fonte rinnovabile; e che deve, da un lato, aggiornare il preventivo di connessione, adeguando la potenza in immissione al valore richiesto dal reclamante, ricalcolando il corrispettivo per la connessione in conformità a quanto stabilito dall'art. 12 del TICA, e, dall'altro, avviare le procedure di coordinamento (con Terna ai sensi dell'art. 35 del TICA, e con Iren Energia, ai sensi dell'art. 2, comma 3, del TICA medesimo) necessarie alla connessione dell'impianto del produttore.

Con le delibere 26 ottobre 2017, n. 710/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Cucci Carlo nei confronti di e-distribuzione* e 30 novembre 2017, n. 789/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Aurora Energie Rinnovabili nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, nel respingere i reclami in cui si contestava l'annullamento delle pratiche di connessione per mancata accettazione dei preventivi nei termini ex art. 7, comma 2, del TICA, ha stabilito nel primo caso, che ai fini dell'accertamento della avvenuta consegna, da parte del gestore, di un preventivo per la connessione, fa fede quanto riportato nel Portale produttori, mentre, nel secondo caso, ha accertato che l'annullamento della pratica di connessione era frutto della mancata trasmissione, da parte del reclamante entro i termini stabiliti dall'art. 9, comma 5, del TICA, della dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo.

Con delibera 26 ottobre 2017, n. 711/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Eurogreen nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha affermato che, nel caso in cui il gestore di rete emetta un nuovo preventivo per la connessione alla rete, avendo riscontrato un mutamento delle condizioni di rete rispetto

a quelle registrate all'epoca in cui era stato elaborato il precedente preventivo, il produttore non ha diritto al riconoscimento dell'indennizzo automatico per il ritardo nella messa a disposizione del preventivo, in quanto tale nuovo preventivo è stato emesso dal gestore in applicazione dell'art. 7, comma 8, del TICA, al fine di proporre nuove soluzioni tecniche che tengano conto dell'evoluzione del sistema elettrico locale.

Inoltre, con le delibere 16 novembre 2017, n. 752/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Aurora Energie Rinnovabili nei confronti di e-distribuzione*, 1 febbraio 2018, n. 40/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Emme Effe nei confronti di e-distribuzione*, 1 marzo 2018, n. 99/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società CL Service. nei confronti di e-distribuzione.*, e 1 marzo 2018, n. 100/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società San Giuliano Energie Rinnovabili nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, a fronte di alcuni cambi di codice di rintracciabilità delle pratiche di connessione ad opera del gestore, determinati dalla variazione del sistema informatico richiesta dall'avvio del coordinamento tra gestori, ha chiarito che il TICA (art. 35) ammette la possibilità che in alcuni casi particolari vi possano essere più codici di rintracciabilità tra loro correlati.

Con delibera 30 novembre 2017, n. 790/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società CL Service nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha ritenuto corretto l'annullamento, da parte del gestore di rete, di una pratica di connessione frutto della mancata trasmissione, da parte del reclamante, della dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, attestante l'avvenuto avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, nel rispetto dei termini stabiliti dall'art. 31, comma 3 del TICA.

Inoltre, con le delibere 21 dicembre 2017, n. 870/2017/E/eel e 27 dicembre 2017, n. 902/2017/E/eel, l'Autorità, in relazione ad alcuni reclami, proposti dalla società Alta Energia. nei confronti di e-distribuzione, in cui si chiedevano gli indennizzi automatici per il ritardo nella messa a disposizione dei preventivi, ha accertato che il ricorso da parte del gestore ai 15 giorni lavorativi aggiuntivi per elaborare i nuovi preventivi era del tutto ingiustificato, non dovendo, il gestore stesso, nella predisposizione dei nuovi preventivi, elaborare nessun tipo di progettazione *ex novo* che implicasse la "realizzazione, il rifacimento, l'adeguamento o il potenziamento di linee elettriche a livelli di tensione superiori al livello di tensione cui è erogato il

servizio di connessione"; tale attività era infatti già stata effettuata nella predisposizione dei precedenti preventivi, pressoché identici, per i quali il gestore aveva già beneficiato dell'incremento di 15 giorni lavorativi ex art. 7, comma 1, del TICA.

Infine, con delibera 15 febbraio 2018, n. 83/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Alternative nei confronti di e-distribuzione*, in un caso in cui il reclamante non aveva rispettato le procedure previste dal TICA per il versamento dell'importo dovuto a titolo di accettazione del preventivo di connessione, l'Autorità ha prescritto al gestore la restituzione delle somme erroneamente versate dal reclamante. Poi, con riferimento al *dies a quo* per il calcolo degli interessi da aggiungere agli importi da restituire, nell'interpretare l'art. 6, comma 6, del TICA 2010, (il quale prevede che l'impresa distributrice, nel caso di esito negativo dell'*iter* autorizzativo, restituisca al richiedente il corrispettivo pagato all'atto di accettazione del preventivo, maggiorato del tasso legale di interesse), non definendo espressamente il TICA il giorno da cui tali interessi iniziano a maturare, l'Autorità ha qualificato l'esito negativo dell'*iter* autorizzativo quale condizione risolutiva del contratto concluso con l'accettazione del preventivo e, dunque, in applicazione dell'art. 1361, comma 2, del codice civile, ha identificato il *dies a quo* per il calcolo degli interessi nel giorno in cui l'*iter* autorizzativo si è concluso negativamente.

Da ultimo, con la delibera 29 marzo 2018, n. 167/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Energyka nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha prescritto al gestore di corrispondere al reclamante l'indennizzo automatico previsto dall'art. 14, comma 1 del TICA, poiché, a seguito del riscontro di un errore nella STMG contenuta nel preventivo di connessione alla rete elettrica di un impianto di produzione da fonti rinnovabili, inviato al reclamante (nella specie l'errata indicazione di una cabina primaria), il gestore ha accumulato un ritardo di quattro giorni per provvedere alla rettifica della citata STMG.

Servizio di misura

Con la delibera 8 giugno 2017, n. 404/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Alfano Energia nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, in un caso di prelievo fraudolento di energia da parte del cliente finale che ha provocato un guasto del misuratore,

ha affermato che il gestore della rete di distribuzione è tenuto a rendere noto all'impresa venditrice, in base al Contratto per il servizio di trasporto di energia elettrica intercorrente tra le parti, l'importo dovuto a seguito della ricostruzione dei prelievi con la documentazione giustificativa di tale importo, inclusiva delle modalità di calcolo. Con delibera 13 luglio 2017, n. 520/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Olivieri nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accertato che l'utilizzo, da parte del gestore della rete di trasporto dell'energia elettrica, di un valore non corretto della costante di lettura "K" nel sistema di fatturazione del servizio di misura viola l'obbligo di cui all'art. 4, Allegato B, del *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME) 2012-2015 (All. B alla delibera 29 dicembre 2011, n. ARG/elt 199/11) e del TIME 2016-2019 (All. B alla delibera 23 dicembre 2015, n. 654/2015/R/eel), essendo il gestore di rete, quale responsabile dell'erogazione del servizio di misura, tenuto al rispetto di specifici obblighi imposti dall'Autorità in relazione all'erogazione del servizio stesso. Pertanto, poiché il gestore ha commesso un errore nella fatturazione dei consumi, causato da una errata determinazione dei dati di misura dell'energia elettrica prelevata dal POD per una disfunzione del proprio sistema informatico (nel caso di specie, un errore di memorizzazione della costante di lettura "k"), l'Autorità ha prescritto al gestore di restituire al fornitore i corrispettivi tariffari di misura dell'energia elettrica versati.

Con delibera 20 luglio 2017, n. 537/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società C&T nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha chiarito che le disposizioni della delibera 4 dicembre 2014, n. 595/2014/R/eel, in materia di servizio di misura dell'energia elettrica, non impediscono al gestore e al produttore di definire liberamente gli algoritmi di misura che meglio rappresentano la realtà impiantistica e i relativi flussi di energia elettrica, riportando detti algoritmi nell'Allegato 5 al contratto di dispacciamento in immissione di cui alla delibera 9 giugno 2006, n. 111/06. Pertanto, l'Autorità ha affermato che all'interno di un Sistema Semplice di Produzione e Consumo (SSPC) con un unico POD principale utilizzato sia per l'immissione che per il prelievo di energia elettrica, è contrario alla regolazione il comportamento del gestore che decida, in totale autonomia, di ripartire l'energia elettrica immessa in rete *pro quota* tra i due impianti di produzione (nel caso di specie, impianto a biomassa e impianto fotovoltaico),

senza tenere conto che l'intera produzione veniva utilizzata interamente in loco per alimentare i servizi ausiliari di generazione dell'impianto a biomassa.

Con delibera 16 novembre 2017, n. 753/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società Energy Project di Terenzio Alio, nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, in relazione a un reclamo avente ad oggetto la contestazione delle modalità di erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico costituito da due sezioni, al fine di ottenere la misura effettiva della produzione di energia elettrica di ciascuna sezione dell'impianto fotovoltaico, ha ritenuto necessario prescrivere al gestore di installare un contatore aggiuntivo da posizionare in corrispondenza di una delle due sezioni del predetto impianto.

Con la delibera 5 dicembre 2017, n. 807/2017/E/eel, *Decisione dei reclami presentati dalla società Fotovoltaica nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accertato che il gestore di rete, avendo trasmesso al GSE oltre il quindicesimo giorno del mese successivo a quello di riferimento la registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta dagli impianti incentivati, ha violato l'art. 10, comma 1, dell'Allegato A alla delibera n. 595/2014/R/eel, *pro tempore* vigente.

Interruzione della fornitura

Con delibera 21 settembre 2017, n. 640/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Helia di Molinari Francesco nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha accertato che il gestore di rete, non trasmettendo al GSE le misure dell'energia elettrica prodotta dagli impianti incentivati, ha violato l'obbligo ad esso imposto dalla regolazione dell'Autorità, in particolare, dall'art. 10 dell'Allegato A alla delibera n. 595/2014/R/eel *ratione temporis* applicabile. Tale violazione commessa dal gestore ha avuto origine da una mancata comunicazione al GSE della riattivazione della fornitura in seguito al distacco eseguito.

Corrispettivi tariffari

Con delibera 3 agosto 2017, n. 565/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da Associazione Produttori Petrace nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità ha stabilito che, conformemente alla vigente regolazione, il produttore può legittimamente richiedere l'esenzione dagli oneri di trasporto per i prelievi di energia destinati ad alimentare i servizi ausiliari

entro il primo giorno del secondo mese successivo all'invio all'impresa distributrice della certificazione asseverata.

Con le delibere dell'8 febbraio 2018, n. 62/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dal Comune di Trezzano Sul Naviglio nei confronti delle società e-distribuzione e Alpiq Energia Italia*, e n. 61/2018/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dal Comune di Trezzano Sul Naviglio nei confronti delle società e-distribuzione, Edison Energia e Banca Farmafactoring*, l'Autorità, a fronte di due reclami avanzati in relazione alla quantificazione, tramite l'utilizzo di un calcolo a forfait (c.d. cottimo), dell'energia elettrica utilizzata per l'illuminazione pubblica, ha accertato che il gestore ha determinato inizialmente l'energia elettrica in base a parametri palesemente errati (algoritmo non corretto), riscontrando una non corretta attuazione da parte del gestore degli articoli 4, 8 e 9, comma 5, della delibera 12 marzo 2008, n. ARG/elt 29/08, in relazione alla determinazione dell'energia elettrica convenzionalmente prelevata dai POD coinvolti. Ha quindi ritenuto meritevoli di accoglimento le richieste del reclamante, di esonero dal pagamento dei corrispettivi tariffari per l'erogazione del servizio di misura e di una congrua rateizzazione delle somme richieste dal gestore a titolo di conguaglio.

Mercati all'ingrosso

Con delibera 20 luglio 2017, n. 539/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato dalla società E.Ja nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, nel respingere il reclamo ha considerato che le nuove disposizioni del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica (delibera 4 giugno 2015, n. 268/2015/R/eel)

vietano la concessione di piani di rientro agli utenti del servizio di trasporto per debiti maturati per il servizio di trasporto erogato dal 1° gennaio 2016, e ha accertato che il gestore, nel rifiutare l'esame di una proposta di rateizzazione di debiti maturati per il servizio di trasporto erogato dal 1° gennaio 2016, non ha discriminato il reclamante rispetto agli altri utenti del trasporto. Ciò in quanto è emerso che il gestore ha adottato, dal mese di gennaio 2016, il medesimo univoco criterio: i piani di rientro relativi a debiti maturati per il servizio di trasporto, erogato fino al 31 dicembre 2015, sono stati esaminati e, in taluni casi, concessi dal gestore; diversamente, i piani di rientro di debiti maturati per il servizio di trasporto, erogato dal 1° gennaio 2016, non sono stati presi in considerazione ovvero sono stati negati. Il gestore ha tenuto, quindi, nei confronti del reclamante una condotta in linea con i principi di non discriminazione e parità di trattamento.

Switching

Con delibera 8 giugno 2017, n. 404/2017/E/eel, *Decisione del reclamo presentato da la società Alfano Energia nei confronti di e-distribuzione*, l'Autorità, ha affermato che le disposizioni regolatorie in materia di *switching* obbligano l'impresa distributrice a dare seguito a una richiesta in tal senso pervenuta da un utente del trasporto, provvedendo ad attivare la fornitura precedentemente disattivata e a inserire il punto di prelievo nel contratto di dispacciamento e trasporto del nuovo utente del trasporto e del dispacciamento (art. 4, delibera 28 marzo 2008, n. ARG/elt 42/08). L'impresa distributrice è, dunque, tenuta a concedere l'accesso alla rete del cliente su richiesta di un nuovo venditore, a prescindere dalle vicende connesse al rapporto contrattuale tra lo stesso cliente finale e il venditore uscente.

Settore gas

Codici di rete

Con delibera 13 luglio 2017, n. 518/2017/E/gas, *Decisione dei reclami presentati dalle società Sienergia e Miwa Energia nei confronti della società Sidigas*, l'Autorità ha accertato che il comportamento del gestore, che esige il pagamento di interessi di mora su crediti

maturati per effetto di fatturazioni non effettuate con cadenza mensile, non è conforme a quanto stabilito nell'art. 24, commi 4 e 5, della delibera 29 luglio 2004, n. 138/04 e del capitolo 12, paragrafo 4, punti 5 e 6 del *Codice di Rete tipo per il servizio di distribuzione del gas naturale* (CRDG) e che, il tentativo del gestore di rete di procedere alla escussione delle eventuali garanzie fideiussorie presentate

dagli utenti o di richiedere a tali soggetti ulteriori garanzie integrative con riferimento ai crediti maturati per effetto di ritardate fatturazioni, non è conforme ai dettami del capitolo 12, paragrafo 4, punto 6, del CRDG.

Con delibera 13 luglio 2017, n. 519/2017/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società Europe Energy Gas & Power nei confronti della società Edyna GmbH*, l'Autorità ha accolto un reclamo riguardante la mancata comunicazione, da parte del gestore di rete, dei dati di prelievo di gas naturale finalizzati a consentire, all'impresa maggiore di trasporto, in qualità di responsabile del bilanciamento (RdB), la determinazione delle partite fisiche ed economiche di bilanciamento. A seguito di tale condotta del gestore, il reclamante ha, infatti, dovuto pagare un quantitativo di materia prima gas superiore a quello realmente consumato e, in conseguenza di questa sovrastima dei consumi, gli è stata addebitata una penale per superamento della capacità contrattualmente impegnata. L'Autorità ha accertato la violazione, da parte del gestore, dell'art. 24, commi 1 e 2, della delibera 31 maggio 2012, n. 229/2012/R/gas (*Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale settlement - TISG*), non avendo il gestore messo a disposizione né dell'RdB, Snam Rete Gas, né del reclamante le informazioni relative ai valori di prelievo mediante l'inserimento delle medesime informazioni sulla piattaforma informatica prevista dall'art. 20 del TISG. Inoltre, poiché l'applicazione di detta penale era imputabile a un errore di misura, provocato dall'omissione del gestore che non ha inserito il dato di misura, pari a 0 S(m³), sulla piattaforma informatica, l'Autorità ha ritenuto equo riconoscere al reclamante il diritto alla restituzione dei due terzi dell'importo indebitamente dovuto a titolo di penale. Tale riduzione ha tenuto conto del fatto che, nella fattispecie, il reclamante non ha esercitato la facoltà prevista dal TISG (art. 24), né comunicando, né tempestivamente segnalando al gestore le anomalie riscontrate in relazione ai prelievi allocati, né tantomeno trasmettendo i dati di prelievo di propria pertinenza direttamente all'RdB.

Con delibera 5 dicembre 2017, n. 808/2017/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società 2i Rete Gas nei confronti della società Snam Rete Gas*, l'Autorità ha accertato che il gestore che assolve a tutti gli obblighi normativi e/o regolamentari in materia di sicurezza impiantistica nel settore del trasporto del gas naturale,

non può essere ritenuto responsabile per l'interruzione senza preavviso del servizio di trasporto e della consegna del gas naturale, con conseguente interruzione del servizio di distribuzione del gas naturale, in assenza di elementi che accertino la sussistenza di un nesso causale tra la condotta del gestore e l'evento interruttivo del servizio erogato.

Con delibera 21 dicembre 2017, n. 871/2017/E/gas, *Ottemperanza alla sentenza del TAR Lombardia, sezione II, 1372/2017, relativa alla delibera dell'Autorità 109/2016/E/gas*, l'Autorità, nel respingere il reclamo proposto in relazione all'attribuzione dei costi per il servizio sostitutivo di alimentazione tramite carro bombolaio, attivato a seguito della sospensione da parte di Snam Rete Gas del servizio di trasporto su un tratto di metanodotto gestito dalla medesima società, ha accertato che la situazione che ha portato all'interruzione del servizio era una "emergenza di servizio", dovuta a un evento, imprevisto e imprevedibile, non riconducibile a un comportamento negligente del gestore. L'Autorità ha inoltre ritenuto che la condotta del gestore di rete, che ha interrotto il servizio di trasporto del gas naturale nel tratto di rete coinvolto dall'evento, costituisse una scelta tecnica assolutamente ragionevole e proporzionata, tenuto conto delle precarie condizioni di sicurezza che si erano venute a determinare e che potevano sfociare in una improvvisa rottura della tubazione per causa del materiale trasportato dalla corrente del fiume Sarmento. Ciò avrebbe determinato la possibile, conseguente, incontrollata fuoriuscita di gas, potenzialmente foriera di non trascurabili impatti ambientali e suscettibile di compromettere la sicurezza di cose e persone per effetto del possibile innesco di incendi.

Con delibera 1 marzo 2018, n. 101/2018/E/gas, *Decisione del reclamo presentato dalla società Tea Energia nei confronti della società Ireti*, in relazione a un reclamo avente ad oggetto la errata trasmissione all'RdB, da parte del gestore di rete, dei dati di misura funzionali all'esecuzione della sessione di bilanciamento, con conseguente sovrastima dei consumi e applicazione di una penale per superamento della capacità contrattualmente impegnata, l'Autorità ha accertato la violazione, da parte del gestore, del punto 3, capitolo 11, della Sezione 4, dell'Allegato 2 alla delibera 6 giugno 2006, n. 108/06 (Codice di rete tipo), non avendo il gestore verificato la correttezza dei valori di prelievo trasmessi all'RdB, e dell'art. 24, comma 1, dell'Allegato A alla

delibera n. 229/2012/R/gas (TISG) e non avendo il medesimo gestore messo a disposizione dell'RdB i dati di misura corretti relativi al punto di riconsegna (PDR) del reclamante. Inoltre, poiché l'applicazione di detta penale era imputabile a un errore di misura del gestore, l'Autorità, ha ritenuto equo riconoscere

al reclamante il diritto alla restituzione dei due terzi dell'importo indebitamente dovuto a titolo di penale. Tale riduzione ha tenuto conto del fatto che, nella fattispecie, il reclamante non aveva trasmesso i dati di prelievo di propria pertinenza direttamente all'RdB, come previsto dal TISG (art. 24).

Contenzioso

L'analisi degli esiti del contenzioso dell'anno 2017 (gennaio – dicembre 2017) 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

(TAR Lombardia), sede Milano, e presso il Consiglio di Stato nel periodo compreso tra il 1997 e il 2017, si rinvia alle tavole 10.21 e 10.22, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 10.23, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l'indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

TAV. 10.21

Esiti del contenzioso dal 1997 al 2017

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
su istanza di sospensiva	441	251	56
di merito	1113	301	283
Decisioni del Consiglio di Stato			
su appelli dell'Autorità	208	173	37
su appelli della controparte	189	35	41

Fonte: ARERA

TAV. 10.22

Riepilogo del contenzioso per Anno dal 1997 al 2017

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
TOTALE	2716	251	56	441	301	283	1113	173	37	208	35	41	189

A) il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentesi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

Fonte: ARERA

TAV. 10.23

Effetti del contenzioso
sull'azione amministrativa dal
1997 al 2017

Dati disponibili al 31 dicembre 2017

Anno	N° DELIBERE EMESSE	N° DELIBERE IMPUGNATE ^(C)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N° DELIBERE ANNULLATE ^(B)	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE EMESSE	N° RICORSI ^(A)
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	13	32,5	3,9	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	8	18,2	1,4	116
2010	656	53	8,1	10	18,9	0,0	204
2011	505	28	5,5	4	14,3	0,0	127
2012	589	64	10,9	5	7,8	0,0	176
2013	646	82	12,7	11	13,4	1,7	206
2014	677	80	11,8	3	3,8	0,4	169
2015	668	88	13,2	2	2,3	0,3	125
2016	823	90	10,9	0	0,0	0,0	199
2017	928	146	15,7	0	0,0	0,0	180
TOTALE	9317	986	10,6	123	12,5	1,3	2716

(A) si intende il numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi

(B) si intendono le delibere annullate in tutto o in parte in via definitiva.

(C) 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

Su un totale di 9317 delibere approvate dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997- 31 dicembre 2017), ne sono state impugnate 986, pari al 10,6% e ne sono state annullate (con sentenza passata in giudicato) in tutto o in parte 123, pari al 12,5% del totale delle delibere impugnate e all'1,3% di quelle adottate. In termini statistici,

l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale continua ad attestarsi attorno al 98,7%.

Nell'anno 2017, si è mantenuto pressoché costante l'incremento del contenzioso rispetto all'anno precedente in termini di numero di ricorsi: 180 nel 2017, rispetto ai 199 nel 2016. Nell'anno 2017

si registra, invece, la più alta percentuale di delibere impugnate sul totale di quelle emesse, 146 delibere impugnate, pari al 15,7% del totale delle emesse nell'anno 2017 (928). Il dato si spiega con il contenzioso generato dall'impugnazione dei provvedimenti prescrittivi (di natura individuale) adottati nei confronti degli utenti del dispacciamento in prelievo e/o immissione per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento a ristoro dei consumatori, a valle dei procedimenti avviati con la delibera 342/2016/E/eel (circa una sessantina di ricorsi avverso altrettanti provvedimenti). A ciò si aggiunge anche il contenzioso sorto dalle impugnazioni di 19 determine della Direzione Sanzioni e Impegni (DSAI) di avvio di altrettanti procedimenti sanzionatori sempre con riguardo a strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento.

Per il settore idrico, si registra un notevole calo dei ricorsi, soltanto sei ricorsi avverso altrettanti provvedimenti di approvazione di schemi regolatori recanti le predisposizioni tariffarie per il periodo 2016-2019. Il dato indica un consolidamento della regolazione in tale settore, soprattutto se raffrontato al numero dei ricorsi degli anni precedenti (34 nel 2016, 31 nel 2015).

Nel corso dell'anno 2017, 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 Milano, e del Consiglio di Stato.

Mercati all'ingrosso

Con le sentenze nn. 1838, 1839, 1840, 1841, 1842, 1843, 1844, 1845, 1847, 1848, 1849, 1850 e 1851 del 2017, il TAR Lombardia, Sezione II, ha respinto i ricorsi di vari utenti del servizio di dispacciamento, titolari di unità di consumo e di unità di produzione non abilitate, avverso la delibera 28 luglio 2016, 444/2016/R/eel, in tema di interventi prioritari in materia di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi nell'ambito del dispacciamento elettrico e, con motivi aggiunti avverso la delibera 28 dicembre 2016, 800/2016/R/eel in tema di ulteriori interventi per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, per l'anno 2017, nell'ambito del regime transitorio introdotto dalla delibera 444/2016/R/eel.

L'intervento regolatorio è stato ritenuto legittimo e non arbitrario dal giudice amministrativo, in ragione della natura non fisiologica degli sbilanciamenti: "L'inevitabilità degli sbilanciamenti non determina però il venir meno della loro tendenziale dannosità; dannosità dovuta, da un lato, al fatto che, come detto, gli sbilanciamenti possono creare problemi per la sicurezza del sistema e, da altro lato, sotto il profilo prettamente economico, al fatto che, per far fronte agli stessi, Terna è obbligata a reperire le risorse necessarie a prezzi superiori rispetto a quelli di mercato e a riversare sulla generalità degli utenti il relativo onere economico"; "In tale quadro, si deve ritenere che le misure regolatorie volte ad azzerare o, perlomeno, a contenere i profitti conseguibili dagli sbilanciamenti non possano, di per sé, ritenersi arbitrarie, in quanto, viceversa, finalizzate al perseguimento di un rilevante interesse pubblico"; "non può negarsi l'opportunità di una misura generale volta a limitare i profitti che dagli sbilanciamenti stessi si possono conseguire in modo da contrastare le condotte opportunistiche che verrebbero altrimenti attuate dai soggetti meno diligenti. Tanto più che, come illustrato, gli operatori non possono lamentare che tale misura leda in qualche modo una loro posizione giuridica meritevole di tutela, in quanto non è certo dagli introiti derivanti dagli sbilanciamenti che deve fondarsi la sostenibilità economica della loro attività."

In tema di garanzie da prestare in favore dell'impresa esercente il servizio di trasporto del gas, il Consiglio di Stato, Sezione VI, con la sentenza n. 1266/2017, si è soffermato sulla questione della scelta dell'agenzia di rating. Secondo tale decisione, non risulta plausibile, prima ancora che legittimo, un sistema basato sulla regola che non permette in primo luogo al soggetto nei cui riguardi una garanzia deve operare di decidere se e quali garanzie accettare a copertura di propri rischi (*rectius*, decidere in ordine agli emittenti tali garanzie) e, al tempo stesso, debba poi comunque accollarsi le conseguenze dell'eventuale inaffidabilità e ineffettività delle garanzie ricevute. Pertanto: "se e nella misura in cui la struttura dei contenuti di tale Codice di Rete - CdR è tale per cui il soggetto tenuto a rispettarlo (SRG, nella specie) deve poter accettare, a garanzia della affidabilità e solvibilità dei propri istituzionali contraenti nel segmento delle attività di trasporto del gas, anche meri giudizi di attendibilità sotto forma di rating e, ancora, se e nella misura in cui (terzo aspetto non posto in contestazione nel caso di specie) è nella propria e diretta responsabilità di detto soggetto (SRG) vagliare e "pesare", di volta in volta, la bontà delle garanzie offerte, anche nella forma del rating,

non è allora chi non veda che – diversamente impostando gli equilibri interni della struttura del CdR – qualora a tale soggetto venisse imposto di servirsi (anche) di un determinato fornitore di garanzie e dei suoi prodotti-garanzie allora, simmetricamente, la responsabilità dei relativi esiti (non affidabilità delle garanzie ricevute, per successiva dimostrazione della relativa non attendibilità) automaticamente sposterebbe il proprio baricentro dal predetto soggetto (SRG) a quello che tanto gli avesse imposto (ad esempio, l'Autorità)."

In materia di regolazione dei rapporti contrattuali sottostanti al contratto di cessione della capacità di stoccaggio ex decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, la sentenza n. 688/2017 della Sezione II del TAR Lombardia si è pronunciata sulla delibera 14 aprile 2016, 180/2016/R/gas, ritenendo che correttamente l'Autorità nulla abbia stabilito circa i rapporti tra l'impresa di stoccaggio e i soggetti investitori ex decreto legislativo n. 130/2010 in quanto la verifica della sussistenza delle condizioni previste dall'art. 1189 C.c. per poter ritenere integrata la fattispecie dell'indebito soggettivo *ex latere accipientis*, con conseguente liberazione del debitore, deve essere condotta in concreto, valutando tutti gli elementi che caratterizzano il singolo rapporto intercorrente fra debitore, creditore reale e creditore apparente.

Con riguardo al riconoscimento a favore del responsabile del servizio degli oneri del bilanciamento derivanti dai debiti non soluti degli utenti, con la sentenza n. 942/2017, il TAR Lombardia, Sezione II ha ritenuto che il rispetto dell'obbligo di diligenza da parte del responsabile del servizio di bilanciamento sia una regola già operante sulla base degli ordinari principi in materia di obbligazioni: "E tra tali obbligazioni rientrano, con ogni evidenza, quelle inerenti proprio alla gestione del servizio pubblico di bilanciamento, che deve essere esercitato in modo da tutelare adeguatamente le ragioni del sistema, anche sotto il profilo del contenimento dell'esposizione debitoria degli utenti della rete di trasporto nei confronti del sistema stesso." Con sentenza n. 1796/2017, il TAR Lombardia, Sezione II, ha giudicato legittima l'introduzione di un limite massimo di due modifiche al preventivo di connessione alla rete elettrica. Secondo il TAR, le ragioni dell'intervento dell'Autorità non sono né arbitrarie né irragionevoli: "il limite di due modifiche del preventivo non risulta determinato in maniera irragionevole e arbitraria, atteso che – come si evince dal tenore del comma 7.8ter del TICA, sopra riportato – non vengono compilate entro tale limite una serie di modificazioni del preventivo

che l'Autorità reputa necessitate"; d'altro canto, "la tempestiva dichiarazione di decadenza delle pratiche di connessione non mette al riparo, di per sé, da eventuali comportamenti diretti a mantenere pendenti tali procedure a tempo indeterminato, mediante l'artificio della ripetuta richiesta di modifiche del preventivo."

In tema di *capacity payment* transitorio, il Consiglio di Stato, Sezione VI, ha accolto gli appelli dell'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia n. 1391, 1392, 1393 e 1394 del 216 che avevano annullato la delibera 31 luglio 2014, 400/2014/R/eel, in materia di determinazione del corrispettivo integrativo "S" di remunerazione transitoria della disponibilità di capacità produttiva. Il giudice amministrativo ha sottolineato che in tale sistema di remunerazione della capacità produttiva vige un principio di neutralità tecnologica: "Le valutazioni svolte da TAR sull'asserito divario in termini di capacità produttiva, disponibilità e sicurezza tra fonti tradizionali e fonti rinnovabili - oltre che generiche e prive di affidabili riscontri istruttori - non si possono ritenere suffragate dal d.lgs. n. 379 del 2003 che, anzi, non contempla alcuna distinzione a favore di una certa categoria di produttori".

Mercati retail

Con le sentenze n. 237/2017 e n. 238/2017, il TAR Lombardia, Sezione II, ha confermato l'orientamento del Consiglio di Stato espresso con la sentenza n. 2182/2016, in tema di sussistenza del potere del regolatore di imporre garanzie ai venditori di energia elettrica a favore dei distributori per il versamento degli oneri generali di sistema. In particolare, il TAR Lombardia ha precisato che l'assenza di un potere dell'Autorità di eterointegrazione dei contratti tra distributori e venditori mediante l'imposizione di garanzie a carico di questi ultimi deve essere predicata con esclusivo riferimento alle obbligazioni che non sono proprie degli stessi venditori e che tali soggetti non sono tenuti ad assumere in virtù di norme di legge. Secondo il TAR, è diverso il caso in cui si tratti di prestazioni dovute da parte dei venditori, tra le quali rientra l'obbligo di versamento ai distributori degli oneri generali di sistema che i venditori abbiano già effettivamente riscosso presso i clienti finali; ciò in quanto rispetto a tali obbligazioni, sono astrattamente riscontrabili proprio quelle esigenze di tutela degli utenti, oltre che di tenuta del sistema nel suo complesso, che legittimano l'intervento dell'Autorità mediante

la fissazione delle condizioni economiche di accesso alla rete (v. art. 2, comma 12 lettera d) della legge 14 novembre 1995, n. 481, tra le quali deve ritenersi rientrante anche la prestazione di garanzie per obbligazioni proprie del venditore.

Tali principi si ritrovano affermati anche nella sentenza del medesimo TAR n. 1683/2017, ove si è ribadito che rientra in ogni caso tra le obbligazioni dei *trader* il "versamento ai distributori degli oneri generali di sistema che i venditori abbiano già effettivamente riscosso presso i clienti finali" e che è consentito all'Autorità prescrivere garanzie relative a tale versamento.

Con le successive sentenze n. 5619/2017 e n. 5620/2017, il Consiglio di Stato, Sezione VI, ha respinto gli appelli parziali proposti dall'Autorità che quelli proposti da e-distribuzione avverso le sentenze del TAR Lombardia nn. 237, 238, 243 e 244 del 2017, sopra riportate. Ad avviso del giudice, l'interpretazione offerta dall'Autorità dell'art. 9, comma 1 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e del correlato potere di eterointegrazione dei contratti rispetta solo in parte il principio di legalità, laddove prevede la potestà di dettare disposizioni regolatorie in materia di tariffe, contributi e oneri, poiché ne pretermette l'ambito applicativo circoscritto agli oneri di concessione, ossia ai costi che le imprese distributrici devono sostenere per allacciarsi alla rete; l'Autorità non è investita del potere di traslare gli oneri generali su soggetti che non usufruiscono del servizio di fornitura dell'energia. Secondo il Consiglio di Stato, l'imposizione ai *trader* di prestare garanzie alle imprese distributrici di energia elettrica, ovvero di fare gravare su di esse l'inadempimento degli utenti, è foriera d'asimmetria contrattuale, di squilibrio del rapporto, onerando la parte debole della catena distributiva di un rischio improprio e del peso economico conseguente, in violazione dei principi di logicità, proporzionalità e adeguatezza. Con tali sentenze, il Consiglio di Stato ha confermato le statuizioni del TAR Lombardia, statuendo espressamente che il *decisum* d'annullamento risulta circoscritto all'imposizione di garanzie per obbligazioni che non sono proprie delle imprese venditrici.

In merito all'opposizione di terzo proposta da un'associazione di consumatori avverso la sentenza n. 967/2014 del Consiglio di Stato in materia di sistema indennitario di cui alla delibera ARG/elt 10/219, il Consiglio di Stato, Sezione VI, con sentenza n. 1712/2017, ha ritenuto che tale associazione sia priva della legittimazione ad agire, perché sussiste un conflitto di interessi tra gli iscritti all'associazione,

quelli che rappresentano i clienti morosi e quelli che pagano puntualmente: manca la lesione di un interesse collettivo degli associati unitariamente considerati. Secondo il Consiglio di Stato, infatti, il sistema indennitario è volto a prevenire la morosità e a contenerne gli effetti che, altrimenti, inciderebbero sul sistema elettrico nel suo complesso e potrebbero ripercuotersi sui costi sopportati dalla generalità dell'utenza. Non può, quindi, considerarsi di pregiudizio per tutti i consumatori un sistema regolatorio il quale garantisca un indennizzo al venditore uscente a fronte di un inadempimento del cliente moroso, favorendo così il pagamento del debito pregresso da parte di quest'ultimo ed evitando che i corrispettivi non pagati finiscano a carico della collettività.

Regolazione tariffaria e delle infrastrutture

In materia di natura giuridica degli oneri generali di sistema, merita di essere segnalata la sentenza 18 gennaio 2017 (C-189/15, Fondazione Santa Lucia), con cui la Corte di giustizia UE, nell'esercizio della propria competenza pregiudiziale ex art. 267 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea, si è pronunciata sulle questioni sollevate dal Consiglio di Stato nell'ambito del giudizio di appello promosso dall'Istituto di ricovero e cura a carattere scientifico (IRCCS) Fondazione Santa Lucia, ritenendo che: "l'art. 17, paragrafo 1, della direttiva 2003/96/CE deve essere interpretato nel senso che rientrano nella nozione di sgravi fiscali» gli incentivi riconosciuti, dal diritto nazionale, alle imprese a forte consumo di energia, quali definite dalla medesima disposizione, relativamente a corrispettivi, come quelli in discussione nel procedimento principale, a copertura degli oneri generali del sistema elettrico, con riserva di verifica, da parte del giudice del rinvio, degli elementi di fatto e delle norme del diritto nazionale su cui siffatta risposta della Corte si basa". In particolare, la Corte di Giustizia ha affermato, in premessa, che la qualificazione di un'imposta, tassa, dazio o prelievo con riferimento al diritto dell'Unione incombe alla Corte in base alle caratteristiche oggettive del tributo, indipendentemente dalla qualificazione che viene ad esso attribuita nel diritto nazionale. La Corte ha, quindi, rilevato: che i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema hanno fonte legale; che sussiste un obbligo di pagare detti corrispettivi e che, in caso di mancato rispetto di tale obbligo, il soggetto passivo sia perseguito dalle autorità competenti; che i corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema elettrico non sono destinati a finanziare necessariamente i costi di produzione e di distribuzione dell'elettricità ma finalità di

interesse generale; che, come le imposte indirette, si ripercuotono sul consumatore finale.

In merito alla regolazione delle tariffe di trasporto del gas per il periodo 2010-2013, in sede di giudizio di ottemperanza della sentenza del Consiglio di Stato n. 2888/2015, il TAR Lombardia, Sezione II, con sentenza n. 494/2017, ha ritenuto che la restaurazione della previgente regolazione in materia di ripartizione tra le componenti di *capacity* e di *commodity* (70/30) non fosse da considerare quale naturale effetto conformativo delle pronunce del giudice amministrativo in materia, e che sul piano delle misure concrete costituisca indubbio sintomo di ottemperanza la previsione di minori corrispettivi di uscita a carico degli utenti che operano al Sud rispetto ai punti di uscita situati al Centro e Nord Italia. In conclusione, il TAR Lombardia ha prescritto all'Autorità di disporre che Snam Rete Gas effettui l'attività prevista dall'art. 8.3 ("secondo criteri di trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti") e dall'art. 12 del RTTG (allegato alla delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09), dandone finale evidenza alla società ricorrente. Soltanto in esito alla determinazione dei corrispettivi unitari di capacità CPe e CPu (oltre agli altri fattori previsti dal citato art. 8) spetterà all'Autorità di procedere alla ponderata ripartizione delle quote di *capacity* e *commodity*.

Si segnalano, inoltre, le sentenze n. 4197/2017, n. 4198/2017 e n. 4199/2017 del Consiglio di Stato, Sezione VI, che ha confermato la legittimità della delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas (RTDG), con cui l'Autorità ha definito la regolazione tariffaria del servizio di distribuzione del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 per le gestioni d'ambito. Secondo le sentenze, con la delibera 367/2014/R/gas l'Autorità ha inteso limitare il riconoscimento in tariffa della differenza VIR-RAB ai casi in cui si verifichi un effettivo esborso finanziario; conseguentemente con riguardo alla prima gara d'ambito, ha effettuato la valorizzazione ai fini tariffari delle immobilizzazioni nette di località distinguendo, rispettivamente, i casi in cui l'aggiudicatario sia diverso dal gestore uscente e quelli in cui l'aggiudicatario e il gestore uscente coincidano. Quanto alla questione della regolamentazione delle RAB depresse, è noto e non controverso, secondo i giudici, che le cause del disallineamento siano da ravvisare nella mancata tempestiva esibizione, da parte dei proprietari delle reti, dei dati idonei a calcolare con esattezza le tariffe in questione, che ha reso necessario (non soltanto opportuno) l'adozione da parte dell'Autorità di un criterio parametrico, per

evitare decisioni caso per caso che avrebbero alterato la concorrenza e la parità di trattamento.

Servizio idrico integrato

Con la sentenza n. 2481/2017, il Consiglio di Stato, Sezione VI, ha definito i giudizi di appello proposti per la riforma delle sentenze del TAR Lombardia nn. 780 e 779 del 2014, in tema di metodo tariffario transitorio per la determinazione delle tariffe per i servizi idrici per gli anni 2012 e 2013 (delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr). Il Consiglio di Stato giudice si è avvalso della consulenza tecnica di ufficio per valutare l'attendibilità della metodologia tariffaria adottata per il servizio idrico integrato in seguito agli esiti del referendum del 12 e 13 giugno 2011, abrogativo della componente tariffaria relativa alla remunerazione del capitale investito. Il Consiglio di Stato ha anzitutto premesso che il servizio idrico integrato, alla luce della disciplina nazionale e europea, deve essere ancora annoverato tra i servizi pubblici a rilevanza economica, essendo coesistente, ai fini di tale nozione, l'esercizio dell'attività con metodo economico, nel senso che essa, considerata nella sua globalità, deve essere svolta in vista quantomeno della copertura, in un determinato periodo di tempo, dei costi mediante i ricavi. Sotto tale profilo, il Consiglio di Stato ha affermato che la regolazione tariffaria deve assicurare l'equilibrio economico-finanziario della gestione e l'efficienza e affidabilità del servizio – art. 151, comma 2, lettere c), d), e), d.lgs. n. 152/2006 – attraverso un metodo tariffario (artt. 151 e 154, comma 1, del codice dell'ambiente) teso a garantire la copertura dei costi e, al contempo, "diretto a evitare che il concessionario [recte: gestore] unico abusi della sua posizione dominante" (sentenza n. 246 del 2009, che richiama anche le sentenze n. 335 e n. 51 del 2008). Nel decidere il motivo centrale di ricorso, il Giudice amministrativo ha ritenuto che non vi fossero ragioni per discostarsi dalle conclusioni rassegnate dal Collegio peritale, che correttamente ha inteso il riferimento, nell'ordinanza istruttoria, alla "copertura dei costi di capitale proprio investito", come riferita all'intero capitale delle imprese del servizio idrico integrato, comprensivo sia di *equity* che di *debt*, essendo nell'ordinanza stato assunto un concetto giuridico (e non tecnico-scientifico, proprio dell'economia aziendale) di "capitale proprio", inteso nel senso di capitale di proprietà (e, in questo senso, proprio) delle imprese del sistema idrico integrato, in contrapposizione agli oneri relativi alle immobilizzazioni di terzi (trattati negli artt. 21 e 22 dell'allegato A della

delibera) e alle immobilizzazioni di terzi finanziate a fondo perduto (da non considerare nel calcolo del capitale netto investito, come da art. 12 dell'allegato A), e dovendo il principio della *full cost recovery* naturalmente includere tutte le componenti del capitale, indipendentemente dalla valorizzazione del loro costo.

In tema di natura giuridica delle tariffe d'ufficio, con la sentenza n. 3936/2017, il Consiglio di Stato, Sezione VI, ha ritenuto che la natura della delibera originariamente impugnata sia "oggettivamente anfibia e comunque connotata più da tratti di provvedimento amministrativo a portata generale che non di atto risolutivo di fattispecie puntuale d'interesse specifico di uno o più specifici destinatari". In particolare, il giudice amministrativo nota come "se è vero che una tale determinazione ha inciso, per un verso, su un numero determinato di operatori, stabilendo per essi i parametri tariffari da rispettare, è ancor più vero che, per altro verso, l'atto ha esplicato effetti nei riguardi di una ben più ampia platea di destinatari – non determinati preventivamente ma determinabili di volta in volta e comunque ex post – costituita da tutti i soggetti che, avendo rapporti con i gestori (primi destinatari dell'atto determinativo), avrebbero potuto fruire delle conseguenze patrimoniali derivanti dalla determinazione tariffaria".

Con le Sentenze nn. 5521, 5522, 5523, 5524, 5525, 5526, 5527, 5528, 5529, 5530, 5531 e 5533 del 2017, il Consiglio di Stato, Sezione VI, ha accolto i ricorsi in appello dell'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia nn. 1702, 1749, 1839, 1704, 1857, 1703, 1976, 1840, 1838, 1858, 1701, 1748 del 2016, che avevano annullato provvedimenti di determinazione d'ufficio della tariffa idrica. Ad avviso del Consiglio di Stato, le sentenze appellate muovevano da una ricostruzione non corretta dei poteri dell'Autorità, la quale, ai sensi dell'art. 3 comma 1 lettera f) del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, "approva le tariffe del servizio idrico integrato" predisposte da altri, ovvero dal gestore, "non è invece chiamata a determinarle in via diretta e ordinaria". Ad avviso del Collegio giudicante, "non vi è ragione perché l'Autorità debba attivare alcun contraddittorio con i singoli gestori, i quali, lo si ripete, sono i soggetti che istituzionalmente esigono il prezzo della fornitura e procedono ai calcoli a tal fine necessari". Secondo il Consiglio di Stato, le disposizioni del metodo tariffario applicate dall'Autorità prevedono un'alternativa secca: o i dati forniti sono esaurienti, e allora l'Autorità è tenuta ad approvare la tariffa proposta; o i dati stessi esaurienti non sono, e allora l'Autorità procede a determinarla con i criteri ufficiosi fissati nei termini visti.

Per il Consiglio di Stato non si dà una terza possibilità intermedia, in cui l'Autorità non approva la tariffa, ma la determina essa stessa in base a criteri diversi da quello officioso in questione, quali che essi siano. L'affermazione contraria delle sentenze appellate presuppone l'errore di prospettiva già evidenziato, "secondo il quale l'Autorità avrebbe in generale funzione di determinare, e non di approvare, le tariffe in parola". Infine, richiamando il proprio precedente n. 6153 del 2014 sulla c.d. ragionevolezza tecnica, il Consiglio di Stato ha valutato che, ai fini della scelta fra le due alternative possibili, "è evidente che le valutazioni di sufficienza o insufficienza dei dati forniti effettuate in base alle norme citate sono espressione dell'ampia discrezionalità tecnica attribuita all'Autorità stessa nelle materie di propria competenza, discrezionalità che, secondo la regola generale, è sindacabile nella presente sede giurisdizionale di legittimità solo in caso di esiti manifestamente illogici e arbitrari", esiti non allegati nel caso di specie.

Contenzioso post risoluzione stragiudiziale delle controversie

In via generale, sul rapporto tra potere giustiziale dell'Autorità e funzioni di *enforcement*, si segnala la sentenza n. 37/2017, del TAR Lombardia, Sezione II, in cui si afferma che "la tutela giustiziale partecipa anche alla finalità di interesse pubblico attinente al perseguimento della piena funzionalità del settore regolato, assicurata ordinariamente mediante l'esercizio dei poteri sanzionatori e inibitori dell'Autorità. In questo senso, è quindi ragionevole che, laddove l'Autorità, per quel medesimo fine, abbia attivato l'esercizio dei suoi poteri officiosi – ben più pregnanti, in quanto non limitati allo spettro di una singola controversia – il rimedio giustiziale sia parimenti archiviato. Ciò, infatti, non pregiudica la tutela apprestata dall'ordinamento in favore dell'autore del reclamo, il quale conserva la possibilità di agire in sede giurisdizionale"; "l'archiviazione del reclamo non frustra neppure le finalità di interesse pubblico attinenti alla funzionalità del settore regolato proprie del rimedio giustiziale. Ciò in quanto il reclamo, una volta archiviato, conserva pur sempre almeno la valenza propria di una segnalazione diretta all'Autorità, la quale non potrà non tenere in considerazione l'istanza del privato al fine di valutare la necessità di esercitare i propri poteri d'ufficio."

Sempre in via generale, sui limiti soggettivi del potere giustiziale, si segnala la sentenza n. 1372/2017, con cui il TAR Lombardia,

Sezione II, ha circoscritto il rimedio, dal punto di vista soggettivo, ai soli reclami diretti contro “un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione” e dal punto di vista oggettivo, alle sole questioni concernenti “gli obblighi a tali gestori imposti in attuazione delle direttive comunitarie sui mercati interni dell’energia elettrica e del gas naturale”.

Con la sentenza n. 1114/2017, il TAR Lombardia, Sezione II, ha confermato il proprio orientamento in materia di decisioni di reclamo avverso la determinazione del corrispettivo di connessione ex art. 13 della delibera 05/281. Secondo il TAR, la soluzione tecnica minima generale (STMG) pur non essendo dettagliata prevedeva comunque le indicazioni minime necessarie e sufficienti per la progettazione dell’impianto e per ciò solo poteva essere considerata come una soluzione tecnica necessaria e sufficiente a soddisfare la richiesta di connessione. Ad avviso del TAR, la validazione del progetto “in variante” alla STMG, e la successiva elaborazione di una soluzione tecnica minima di dettaglio in linea con tale progetto, sono però evidentemente avvenute sul presupposto che i maggiori oneri di realizzazione dell’impianto di rete per la connessione, rispetto alla soluzione posta alla base della STMG, rimanessero a carico del titolare dell’unità di produzione, in virtù dell’esplicito impegno assunto da quest’ultimo.

Contenzioso post sanzioni

Con la sentenza n.392/2017, il Consiglio di Stato, Sezione VI, ha ritenuto che le maggiorazioni di cui all’art. 27, comma 6, della legge 24 novembre 1981, n. 689, secondo il prevalente orientamento della Sezione, abbiano natura sanzionatoria e funzione deterrente e non possano essere frutto di automatismo giuridico connesso al trascorrere vano del tempo, ma ha come presupposti aggiuntivi, rispetto al ritardo, l’imputabilità e la colpevolezza. Invece, deve essere confermata l’applicazione degli interessi dalla scadenza del termine di trenta giorni dalla comunicazione dell’originario provvedimento sanzionatorio fino al saldo.

In tema di quantificazione della sanzione, il TAR Lombardia, Sezione II, con la sentenza n. 2017/1475, ha affermato che non esiste alcuna previsione che imponga all’Autorità di indicare un importo fisso quale base di partenza per la determinazione della sanzione da irrogare. Il giudice amministrativo ha sottolineato

che la legge attribuisce all’Autorità un ampio margine di discrezionalità nel quantificare la sanzione pecuniaria da applicare, non potendo l’onere di motivare spingersi fino al punto di indicare il calcolo matematico seguito nell’adottare il provvedimento, essendo sufficiente, ai fini di un’adeguata motivazione, il rispetto dei criteri stabiliti dall’art. 11 della legge n. 689/1981.

Sempre in tema di quantificazione della sanzione, con la sentenza n. 2093/2017, il TAR Lombardia, Sezione III, ha affermato di condividere l’orientamento della giurisprudenza secondo cui “L’onere di motivare non può spingersi, per quanto precisato dalla giurisprudenza, fino al punto di indicare il calcolo matematico seguito nell’adottare il provvedimento, essendo sufficiente ai fini di un’adeguata motivazione il rispetto dei criteri stabiliti dall’art. 11 della legge n. 689/1981 e l’indicazione delle ragioni della concreta applicazione di tali criteri (TAR Lombardia, Sezione II, 30 giugno 2017, n. 1475; Consiglio di Stato, Sezione VI, 3 maggio 2010, n. 2507)”. In ragione della discrezionalità di cui gode l’Autorità nella determinazione del *quantum* della sanzione, afferma il TAR, non è possibile che l’amministrazione motivi in ogni suo passaggio la determinazione della misura della sanzione, ma tocca al ricorrente dimostrare che essa sia affetta da una violazione manifesta del canone di proporzionalità; nel caso di specie, poiché la misura base della sanzione è determinata *per relationem* alla sua incidenza percentuale sul fatturato, la ricorrente avrebbe dovuto provare che tale misura fosse evidentemente sproporzionata o che fosse impossibile desumere un criterio di collegamento tra la sanzione base e il fatturato.

Con riguardo alle sanzioni irrogate per inadempimento dell’obbligo di acquisto dei certificati verdi, le sentenze nn. 1605, 1606 e 1607 del 2017 del TAR Lombardia, Sezione II, affermano l’autonomia del potere sanzionatorio dell’Autorità rispetto al potere di accertamento della quantità di certificati verdi dovuta, rimesso esclusivamente al GSE. Per il TAR, una volta che si è esaurita l’attività di verifica spettante al GSE, ciò che l’Autorità è chiamata a sanzionare è l’inadempimento rispetto all’obbligo del produttore di provvedere entro trenta giorni all’integrazione del numero dei certificati verdi mancanti, secondo quanto accertato dallo stesso GSE. Non costituisce, invece, oggetto del procedimento sanzionatorio il riesame dell’attività di verifica già svolta autonomamente dallo stesso GSE.

Contenzioso post verifiche ispettive

Con l'ordinanza n. 26155/2017, le Sezioni Unite della Corte Suprema di Cassazione hanno deciso il regolamento preventivo di giurisdizione proposto dal GSE sollevato nell'ambito di un giudizio instaurato dinanzi al giudice ordinario, dopo che il TAR Lombardia nel precedente giudizio si era espresso declinando la propria giurisdizione in materia di recuperi degli incentivi previsti nella Convenzione CIP6/92 per la produzione di energia elettrica. Le Sezioni Unite della Cassazione hanno affermato che la causa rientra nella giurisdizione esclusiva del giudice amministrativo, ai sensi dell'art. 133, comma 1, lettera o) del Codice del processo amministrativo che contempla "le controversie, incluse quelle risarcitorie, attinenti alle procedure e ai provvedimenti della pubblica amministrazione concernenti la produzione di energia, i rigassificatori, i gasdotti di importazione, le centrali termoelettriche e quelle relative a infrastrutture di trasporto ricomprese o da

ricomprendere nella rete di trasmissione nazionale o rete nazionale di gasdotti".

Con la sentenza n. 2211/2017, il TAR Lombardia, Sezione II, ha ribadito il proprio orientamento in tema di valori fissati convenzionalmente per l'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, nell'ambito delle convenzioni CIP6/92. Più in particolare, il TAR, richiamando consolidata giurisprudenza amministrativa, ha ribadito che i valori fissati convenzionalmente, ai fini della determinazione dell'energia assorbita dai servizi ausiliari di centrale, sono del tutto provvisori, perché subordinati alla verifica della loro puntuale corrispondenza con i dati reali, ossia con l'effettiva quantità di energia utilizzata dai servizi ausiliari. Il giudice ha affermato la natura imperativa delle regole che disciplinano gli incentivi (artt. 1339 e 1419 del codice civile) e dalle quali si ricava la necessità del sistema di incentivare soltanto l'energia effettivamente immessa in rete. Tali regole prevalgono sia sulle clausole della convenzione col GSE, sia su quelle dalla concessione di gestione dell'impianto.

11.

Attuazione
della regolazione,
comunicazione,
organizzazione
e risorse

Intersettoriale

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti assunti

Attività di consultazione

I nuovi processi di consultazione avviati nel 2017 dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) e che si sono aggiunti a quelli già in essere, sono stati complessivamente 52 (Tav. 11.1). Di questi, 11 hanno interessato il settore del gas, 14 quello dell'energia elettrica, 12 i servizi idrici, e i rimanenti 25 tematiche comuni ai diversi settori di competenza. Delle nuove consultazioni, 39 sono state concluse con l'adozione dei relativi provvedimenti finali di regolazione.

Negli ambiti dell'energia elettrica e del gas, tematiche particolarmente rilevanti hanno riguardato:

- la definizione dei criteri per la regolazione incentivante *output-based* del servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica;
- la definizione dei criteri per il riconoscimento parametrico dei costi per le imprese distributrici di energia elettrica di minori dimensioni e la promozione delle aggregazioni;
- l'incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica;
- la riforma del mercato per il servizio di dispacciamento con apertura alla domanda e a unità di aggregazione virtuale;
- l'accesso dei clienti finali ai propri dati storici di prelievo di energia elettrica e il rilascio digitale dell'impronta energetica (*energy footprint*);
- la semplificazione del *settlement* gas e la finalizzazione del mercato italiano della capacità;
- le offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (PLACET) per la capacitazione dei clienti finali domestici e delle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale.

In materia di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento) le consultazioni hanno riguardato, in particolare, i contributi di allacciamento e le modalità per l'esercizio del diritto di recesso, nonché i criteri per la regolazione della qualità contrattuale (prestazioni connesse ad avvio, gestione e chiusura del rapporto contrattuale).

Nell'ambito del servizio idrico integrato, le attività di consultazione hanno fra l'altro interessato:

- la definizione dei criteri per la revisione dei corrispettivi della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura;
- l'inquadramento generale e le linee di intervento della regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato;
- le direttive per l'adozione di procedure per il contenimento della morosità;
- la definizione di criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici;
- la regolazione del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati;
- l'introduzione di un sistema di tutele specifiche per gli utenti del servizio idrico integrato per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie.

Tutte le tematiche citate sono state trattate attraverso più documenti per la consultazione, fatte oggetto, dunque, di consultazioni plurime. La durata delle consultazioni si è attestata su una media di 36 giorni circa, considerando nel calcolo anche le consultazioni i cui termini, per motivate ragioni di indifferibilità e urgenza, sono stati necessariamente ridotti.

TAV. 11.1

Sintesi delle attività di consultazione nel 2017
Gennaio - Dicembre 2017

DATA	SETTORE	TITOLO
26/01/2017	Elettricità/Gas/Idrico	Orientamenti in materia di agevolazioni per le popolazioni colpite dagli eventi sismici, verificatisi nei giorni del 24 agosto 2016 e successivi.
02/02/2017	Teleriscaldamento	Regolazione della qualità contrattuale del servizio di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento). Inquadramento e primi orientamenti.
16/02/2017	Elettricità	Orientamenti in merito ai criteri per la concessione delle deroghe ai requisiti previsti dai regolamenti RFG (Requirements for generators), DCC (Demand Connection Code) e HVDC (High-Voltage Direct Current) in materia di connessioni alle reti elettriche.
16/02/2017	Teleriscaldamento	Regolazione dei costi del servizio di suddivisione delle spese per riscaldamento, raffrescamento e acqua igienico sanitaria tra le diverse unità immobiliari nei condomini e negli edifici polifunzionali. Ricognizione del mercato e orientamenti per la definizione dei costi indicativi di riferimento per i fornitori del servizio.
03/03/2017	Elettricità	Diritti di trasmissione di lungo termine ai sensi dell'art. 30 del Regolamento (UE) 1719/2016 della Commissione europea, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine.
03/03/2017	Teleriscaldamento	Disposizioni in materia di contributi di allacciamento e modalità per l'esercizio da parte dell'utenza del diritto di disattivazione e di scollegamento nel servizio di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento).
30/03/2017	Elettricità/Gas	Offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela e condizioni minime per il mercato libero, per la capacitazione dei clienti finali domestici e delle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale.
06/04/2017	Gas	Gestione dei dati di misura nell'ambito del sistema informativo integrato per il settore gas. Orientamenti.
13/04/2017	Idrico	Criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici. Inquadramento generale e primi orientamenti
20/04/2017	Elettricità	Revisione del mercato dell'energia elettrica: valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi.
20/04/2017	Idrico	Definizione delle modalità di trasferimento, da parte dei gestori, degli importi dovuti alla contabilità speciale del Commissario Unico di cui all'art. 2 del decreto legge 29 dicembre 2016, n. 243. Inquadramento e linee d'intervento
05/05/2017	Elettricità/Gas	Criteri per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione.
05/05/2017	Efficienza energetica	Orientamenti 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:
25/05/2017	Gas	Completamento del progetto pilota relativo al conferimento di capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica.
25/05/2017	Elettricità	Revisione delle tempistiche di determinazione e pubblicazione di alcuni corrispettivi di dispacciamento.
25/05/2017	Elettricità	Centralizzazione del processo di messa a disposizione dei dati di misura nell'ambito del Sistema informativo integrato (SII), con riferimento al settore elettrico
25/05/2017	Teleriscaldamento	Disposizioni in materia di contributi di allacciamento e modalità per l'esercizio del diritto di recesso nel servizio di telecalore (teleriscaldamento e teleraffrescamento). Orientamenti finali.
08/06/2017	Gas	Criteri di regolazione delle tariffe e della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione. Inquadramento generale e linee di intervento
08/06/2017	Idrico	Tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura. Orientamenti nell'ambito del procedimento di revisione dei corrispettivi del servizio idrico integrato.
15/06/2017	Teleriscaldamento	Regolazione della qualità contrattuale del servizio di telecalore. Prestazioni connesse all'avvio, alla gestione e alla chiusura del rapporto contrattuale. Orientamenti finali.

TAV. 1.11 CONT.

Sintesi delle attività di consultazione nel 2017

Gennaio - Dicembre 2017

DATA	SETTORE	TITOLO
22/06/2017	Elettricità/Gas	Disciplina della procedura decisoria per la risoluzione delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (Terzo livello).
22/06/2017	Gas	Materia prima gas ante riforma gas dell'Autorità: ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016 di annullamento della delibera ARG/gas 89/10, determinazione del valore della materia prima gas per il periodo da ottobre 2010 fino alla riforma gas dell'Autorità (2012).
05/05/2017	Elettricità/Gas	Criteri per il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici di energia elettrica e di gas naturale per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione.
05/05/2017	Efficienza energetica	Orientamenti 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.
25/05/2017	Gas	Completamento del progetto pilota relativo al conferimento di capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica.
25/05/2017	Elettricità	Revisione delle tempistiche di determinazione e pubblicazione di alcuni corrispettivi di dispacciamento.
22/06/2017	Elettricità	Sistemi di misura 2G: orientamenti relativi alle disposizioni in materia di applicazione del trattamento orario, aggregazione e configurazione.
22/06/2017	Idrico	Bonus sociale idrico per la fornitura del servizio idrico integrato agli utenti domestici economicamente disagiati. Inquadramento generale e primi orientamenti.
28/06/2017	Gas	Aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale.
28/06/2017	Gas	Criteri di regolazione delle tariffe del servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il quinto periodo di regolazione e per il periodo transitorio 2018 e 2019. Inquadramento generale e linee di intervento.
20/07/2017	Elettricità	Servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica: regolazione incentivante output-based. Orientamenti finali.
20/07/2017	Elettricità/Gas	Riforma del processo di switching nel mercato retail del gas naturale.
27/07/2017	Elettricità	Riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per clienti non domestici nel mercato elettrico - Aggiornamento 2017. Orientamenti finali anche in considerazione della decisione della Commissione europea C(2017) 3406.
27/07/2017	Idrico	Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato - RQTI. Inquadramento generale e linee di intervento.
03/08/2017	Gas	Disposizioni in materia di utilizzo flessibile della capacità di trasporto conferita per periodi pluriennali.
03/08/2017	Elettricità	Orientamenti in relazione al riconoscimento parametrico dei costi per le imprese distributrici di energia elettrica di minori dimensioni e primi orientamenti in materia di promozione delle aggregazioni.
03/08/2017	Gas	Orientamenti finali in tema di semplificazione del settlement gas.
03/08/2017	Gas	Incentivazione a Snam Rete Gas per la gestione efficiente del bilanciamento a partire dall'1 ottobre 2017.
03/08/2017	Elettricità	Mercato italiano della capacità. Ultimi parametri tecnico-economici.
03/08/2017	Elettricità	Interventi in ordine alla disciplina delle garanzie contrattuali e alla fatturazione del servizio di trasporto dell'energia elettrica.
03/08/2017	Idrico	Direttive per l'adozione di procedure per il contenimento della morosità nel servizio idrico integrato. Inquadramento generale e primi orientamenti.
03/08/2017	Idrico	Criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici - TICS (Testo integrato corrispettivi servizi idrici). Orientamenti finali.
21/09/2017	Elettricità	Incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Attività svolte e ulteriori orientamenti.
28/09/2017	Elettricità	Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali: modalità e condizioni di accesso.
28/09/2017	Idrico	Sistema di tutele degli utenti del servizio idrico integrato per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie. Inquadramento generale e primi orientamenti.

TAV. 1.11 CONT.

Sintesi delle attività di consultazione nel 2017
Gennaio - Dicembre 2017

DATA	SETTORE	TITOLO
12/10/2017	Elettricità	Applicazione dell'approccio totex nel settore elettrico. Primi orientamenti per l'introduzione di schemi di regolazione incentivante fondati sul controllo complessivo della spesa.
26/10/2017	Teleriscaldamento	Disposizioni in materia di obblighi di separazione contabile per gli esercenti il servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento). Primi orientamenti.
02/11/2017	Gas	Attuazione delle disposizioni della legge 4 agosto 2017, n. 124, in materia di semplificazione dell'iter di valutazione dei valori di rimborso e dei bandi di gara relativi all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.
10/11/2017	Idrico	Bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati. Orientamenti finali.
10/11/2017	Idrico	Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI). Orientamenti finali.
16/11/2017	Gas	Disposizioni in materia di riconoscimento di costi relativi a funzioni inerenti all'attività di misura sulle reti di distribuzione di gas naturale.
16/11/2017	Elettricità/Gas	Portale per la pubblicazione delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale. Orientamenti per la formulazione di disposizioni dell'Autorità per la realizzazione e la gestione del Portale ai sensi dell'art. 1, comma 61 della Legge 124/2017).
16/11/2017	Idrico	Aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato.
14/12/2017	Efficienza energetica	Accesso dei clienti finali ai propri dati storici di prelievo di energia elettrica. Rilascio digitale dell'impronta energetica (energy footprint).
21/12/2017	Adempimenti anticorruzione e trasparenza	Schema di piano triennale per la prevenzione della corruzione (PTPC) 2018- 2020
21/12/2017	Idrico	Sistema di tutele degli utenti del servizio idrico integrato per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie. Orientamenti finali.

Fonte: ARERA

Provvedimenti assunti

Gli atti adottati dall'Autorità nel corso del 2017, tra delibere, relazioni, rapporti, pareri, memorie, segnalazioni e documenti per la consultazione, sono stati complessivamente 928. L'attività di produzione provvedimento ha fatto registrare un incremento del 13% rispetto al precedente periodo di riferimento, che già aveva visto una crescita consistente (823 atti, in crescita del 23% sull'anno precedente).

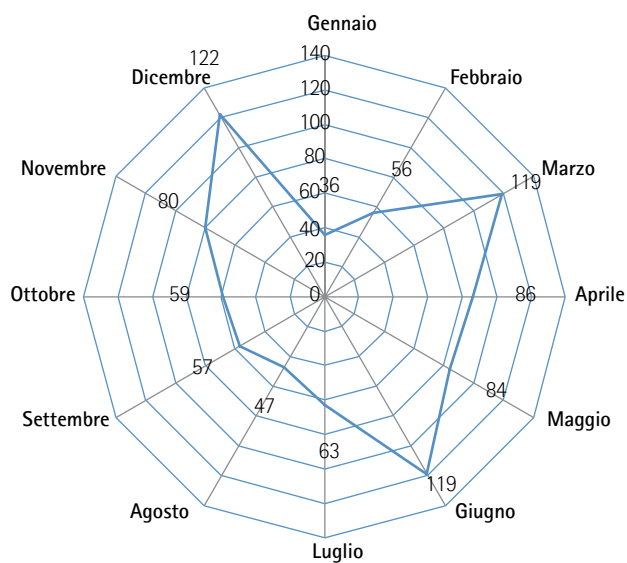
La figura 11.1 mostra l'andamento mensile della produzione provvedimento, per una media di quasi 80 provvedimenti al mese approvati, ed evidenzia che nei mesi di marzo, giugno e dicembre si sono registrati punte attorno a 120 atti.

Come si può vedere dalla figura 11.2 le categorie più consistenti sono state: "regolazione" con 459 atti (50% del totale); "enforcement", con 245 atti (26% del totale), "procedimenti sanzionatori",

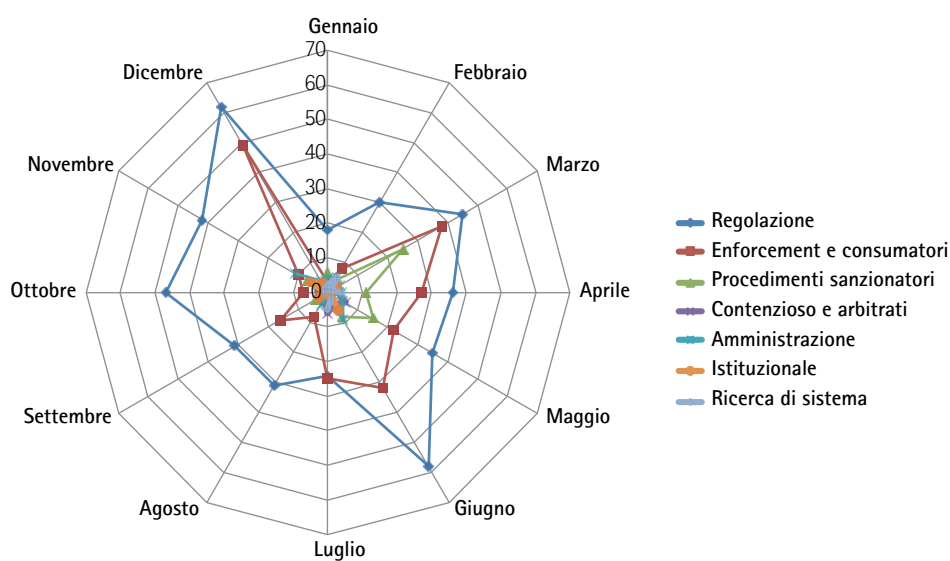
con 86 atti (9% del totale). Hanno poi seguito nell'ordine le categorie "amministrazione", "istituzionale", "contenzioso e arbitrati" e "ricerca di sistema".

L'analisi dei dati riportati nella tavola 11.2, che pone a confronto il 2017 con il 2016, attesta un incremento rilevante degli atti di *enforcement* e conferma la prevalenza degli atti di natura regolatoria (50% circa del totale, in leggero aumento), tra cui si annoverano sia atti di regolazione innovativa generale, sia di manutenzione e aggiornamento.

Si registra una contrazione generalizzata per diverse tipologie di atti fra il 9% e il 17%, quali i procedimenti sanzionatori (si veda *infra*), le attività di segnalazione, il contenzioso e arbitrati, gli atti di amministrazione interna. Nel seguito alcuni elementi di dettaglio.



Fonte: ARERA.



Fonte: ARERA.

TIPOLOGIA	2016		2017	
Regolazione	449	54,6	459	49,5
Enforcement e consumatori	104	12,6	245	26,4
Procedimenti sanzionatori	97	11,8	86	9,3
Istituzionale	33	4,0	30	3,2
Contenzioso e Arbitrati	41	5,0	34	3,7
Amministrazione	60	7,3	52	5,6
Ricerca di sistema	39	4,7	22	2,4
TOTALE	823	100,0	928	100,0

Fonte: ARERA.

FIG. 11.1

Andamento mensile della produzione provvedimentale 2017

FIG. 11.2

Categorie della produzione provvedimentale 2017

TAV. 11.2

Provvedimenti dell'Autorità negli anni 2016 e 2017

Per quanto riguarda l'attività di regolazione ad alto profilo innovativo, si evidenziano:

- per il settore elettrico, la riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per clienti non domestici nel mercato elettrico; la riforma del mercato per il servizio di dispacciamento con apertura alla domanda e ad unità di aggregazione virtuale; l'utilizzo del SII per la messa a disposizione dei dati di misura; l'introduzione dell'accesso dei clienti finali ai propri dati storici di prelievo di energia elettrica e rilascio digitale dell'impronta energetica (*energy footprint*); la nuova regolazione incentivante *output-based* per il servizio di trasmissione e dispacciamento e le regole per favorire l'incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione;
- per il settore del gas naturale, le nuove disposizioni in materia di utilizzo flessibile della capacità di trasporto conferita per periodi pluriennali; la semplificazione del *settlement* gas; l'incentivazione a Snam Rete Gas per la gestione efficiente del bilanciamento a partire dall'1 ottobre 2017 e la finalizzazione del mercato italiano della capacità;
- per il mercato al dettaglio elettrico e del gas naturale, le innovative offerte PLACET a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela per la capacitazione dei clienti finali domestici e delle piccole imprese.
- per il servizio idrico integrato, la definizione di criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici; la revisione dei corrispettivi della tariffa di collettamento e depurazione dei reflui industriali autorizzati allo scarico in pubblica fognatura; l'evoluzione della regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato; le direttive per l'adozione di procedure per il contenimento della morosità; la regolazione del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici economicamente disagiati. Per quanto riguarda la tutela degli utenti, si registra l'introduzione di un nuovo sistema di tutele specifiche basata sulla trattazione dei reclami e sulla risoluzione extragiudiziale delle controversie.
- in materia di telecalore, i provvedimenti che hanno dato avvio alla effettiva regolazione del settore, fra quali quelli riguardanti le disposizioni in materia di contributi di allacciamento, le modalità per l'esercizio del diritto di recesso nel servizio, la regolazione della qualità contrattuale del servizio.

I provvedimenti riconducibili all'area *enforcement* sono più che raddoppiati nel 2017 (+136%) arrivando a 245 atti, accentuando l'andamento già significativamente in crescita dei tre anni precedenti. In particolare, sono stati adottati 106 atti nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 342/2016/E/eel a ristoro dei consumatori, a seguito di strategie di programmazione non diligenti da parte degli operatori di mercato nell'ambito del servizio di dispacciamento. I provvedimenti adottati dall'Autorità nell'esercizio della funzione sanzionatoria, possono apparire in leggera diminuzione (-11%). Ma non è così, perché a seguito di una modifica organizzativa e del Regolamento sanzioni, entrata in vigore a giugno 2017, gli atti di avvio dei procedimenti sanzionatori vengono ora disposti con determina degli Uffici e non più con provvedimento del Collegio. Considerato tale aspetto, il numero totale dei provvedimenti nell'ambito dell'attività sanzionatoria risulta essere pari a 196 e, pertanto, è raddoppiato rispetto all'anno precedente. Nell'ambito dello svolgimento di tale funzione, si segnala, inoltre che, per il 2017, su 15 procedimenti suscettibili di chiusura con procedura semplificata, ben 12 procedimenti sono andati a buon fine.

Per quanto riguarda gli atti riconducibili all'area del contenzioso, l'andamento risulta in diminuzione del 17% con 34 atti, considerando che, di questi, 25 provvedimenti dispongono la trasposizione in sede giurisdizionale di ricorsi proposti avanti il Presidente della Repubblica.

L'Autorità, per quanto di competenza, ha continuato a curare gli aspetti legati agli eventi sismici che hanno colpito l'Italia centrale il 24 agosto e il 26 ottobre 2016, aggiornando una serie di provvedimenti relativi ai servizi elettrico, gas e idrico, con misure straordinarie e urgenti e con disposizioni in materia di agevolazioni tariffarie e rateizzazione dei pagamenti per le popolazioni colpite.

Nell'ambito delle attività di segnalazione e collaborazione istituzionale verso Parlamento e Governo sono stati adottati 30 atti fra pareri, segnalazioni, memorie e relazioni.

L'attività in materia di ricerca di sistema ha visto un consistente decremento rispetto al 2016, anno nel quale si era verificato un picco di provvedimenti legato alla fase di avvio dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento con decreto Ministero per lo sviluppo economico del 21 aprile 2016, riallineandosi con l'andamento gli anni precedenti.

Comunicazione

Comunicazione mass media

La completa e trasparente comunicazione dell'attività di regolazione rientra fra i compiti che la legge istitutiva n. 481 del 14 novembre 1995 attribuisce all'Autorità, con particolare riferimento all'importanza di "pubblicizzare e diffondere la conoscenza delle condizioni di svolgimento dei servizi" per "garantire la massima trasparenza, la concorrenzialità dell'offerta e la possibilità di migliori scelte da parte degli utenti intermedi o finali".

In tal senso l'attività dell'Ufficio Speciale Rapporti con Stampa e Mass Media si è strutturata secondo questa specifica previsione, all'insegna della trasparenza e della completezza, con l'obiettivo di un'informazione di servizio rivolta al grande pubblico, per consentire ai clienti finali di conoscere l'azione dell'Autorità e i diritti e le tutele previsti dalla regolazione a loro favore. L'Ufficio ha quindi svolto la sua azione sviluppando le sue principali competenze per:

- gestire i rapporti con le testate degli organi di informazione di massa (incluse radio e televisione) e le agenzie di stampa a larga diffusione, curando un'informazione chiara, trasparente e coerente con le posizioni assunte dall'Autorità, valorizzando l'immagine dell'Autorità presso il grande pubblico, assistendo a tal fine il Presidente e i Componenti del Collegio;
- selezionare e veicolare, sulla base degli indirizzi dell'Autorità, il flusso delle informazioni provenienti dall'interno verso gli organi di informazione;
- curare, con il supporto dei Dipartimenti e delle Direzioni, la predisposizione di comunicati dell'Autorità, ovvero l'organizzazione di conferenze stampa e/o interviste dell'Autorità su organi a larga diffusione e seguire i rapporti con i soggetti istituzionali a tal fine preposti;
- curare la rassegna stampa;
- proporre e sviluppare campagne, anche multimediali, al grande pubblico e curare a tal fine (raccordandosi con la Direzione Relazioni esterne, DREI) i rapporti con le agenzie, i concessionari e i soggetti istituzionali competenti;
- monitorare l'immagine dell'Autorità percepita sui mezzi di comunicazione di massa e rendere disponibili all'Autorità analisi e ricerche, oltre a specifici rapporti di media analysis, anche sui social network, per monitorare e valutare la comunicazione al largo pubblico dell'Istituzione.

Considerando i limiti di bilancio imposti dai diversi provvedimenti di contenimento di spesa degli ultimi anni, le attività di comunicazione sono state improntate alla selettività e a un'attenta valutazione dei costi/benefici, con la volontà di raggiungere al meglio i diversi segmenti di pubblico, anche sviluppando progetti specifici utili ad ampliare la diffusione dei messaggi dell'Autorità e della sua azione, pure in collaborazione con altre istituzioni.

Sul fronte della selezione delle informazioni verso l'interno della Struttura, quotidianamente sull'Intranet dell'Autorità, per quanto di competenza, vengono pubblicate le rassegne stampa e audio-video riguardanti i temi di interesse dell'Autorità e, in una sezione dedicata, gli articoli più importanti, le interviste del Collegio sulla stampa nazionale e locale, nonché rilasciate alle principali emittenti radiotelevisive. Viene inoltre pubblicato due volte al giorno, e diffuso via mail, il servizio di 'aggiornamento notizie', con una selezione degli articoli e notizie di maggiore interesse estratti anche da agenzie di stampa, blog, siti e Twitter.

Pur nella consapevolezza dell'importanza dei nuovi ed emergenti canali di comunicazione, per far conoscere l'Autorità e la sua azione al grande pubblico, il mezzo televisivo è ancora ritenuto essenziale e decisivo. Per questo anche del 2017, dopo il triennio precedente, è proseguita la convenzione con il Servizio pubblico radiotelevisivo-Rai, attuando nell'ultimo trimestre un piano di comunicazione con cinque interventi in programmi radiotelevisivi di alto ascolto e trasversali per target di pubblico. Per il 2018 è in programma il rinnovo della collaborazione.

Numerose altre partecipazioni televisive sono state promosse grazie alla collaborazione giornalistica con le redazioni di diversi programmi radiotelevisivi (Uno mattina, Mi manda Rai 3, Speciale Tg1, Fuori Tg del Tg3, ecc). Nel corso d'anno sono poi stati dedicati particolari momenti di approfondimento alle riforme maggiori sviluppate dall'Autorità, con focus sugli interventi di più diretto impatto per i consumatori: in particolare il rafforzamento del sistema dei reclami e la conciliazione obbligatoria, le novità in tema di offerte standard con la neonata PLACET, la Tutela SIMILE, la riforma delle tariffe elettriche, le agevolazioni e le nuove "misure" della potenza del contatore, ecc.

Nell'ultima parte del 2017, inoltre, è stata effettuata una campagna di comunicazione istituzionale con l'obiettivo di informare il pubblico sul Servizio conciliazione clienti energia dell'Autorità,

una tutela per i consumatori di luce e gas (e in futuro anche per il sistema idrico) in caso di controversie con gli operatori non risolte con il reclamo presso l'operatore, e cui per legge bisogna accedere per poi eventualmente potersi rivolgere alla giustizia ordinaria.

Con l'ausilio di un'agenzia di comunicazione selezionata con gara pubblica, secondo la normativa vigente, è stato realizzato uno spot video da 30", con declinazioni anche radio, web e stampa, per una campagna rivolta al target primario dei consumatori domestici. Tutto ciò mantenendo l'opportuna coerenza con l'azione di comunicazione dell'Autorità nel suo complesso e nel rispetto della legislazione specifica per la pubblica amministrazione. La campagna è stata diffusa nel mese di dicembre sia avvalendosi degli spazi Rai gratuiti resi disponibili dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri, sia con l'agenzia di comunicazione che, una volta predisposto un media planning, ha acquistato spazi su radio e tv, nazionali e locali (circa 500 passaggi su emittenti nazionali e locali complementari ai canali RAI), sulla stampa quotidiana e periodica (16 uscite), in conformità con quanto stabilito dal decreto legislativo 31 luglio 2005 n. 177 all'art. 41 e dalla direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri del 28 settembre 2009. Per quanto riguarda invece il web è stato previsto un *follow up* della campagna nel 2018 basato sul *search engine marketing*.

L'analisi stampa

La media analysis stampa 2017 (gli articoli pubblicati sulla stampa 'cartacea' nel periodo gennaio - dicembre 2017) si è basata sui 3.222 articoli dove è stata citata l'Autorità, un totale in contrazione del 20% circa rispetto al 2016. Nonostante la riduzione degli articoli, i contatti valutati con *sentiment* positivo sono saliti al 59,5% (+1% rispetto al 2016), mentre quelli neutri sono scesi al 6% (-17,5%), con il *sentiment* non negativo complessivo (positivi più neutri) al 65,5%. Si è mantenuta stabile la *readership* complessiva, per oltre 900 milioni di contatti, poco meno del miliardo di contatti registrati nel 2016. Con riferimento alla *readership*, circa la metà (47%) è stata rilevata da testate regionali locali e a distribuzione gratuita (*free press*), in lieve flessione rispetto al 2016, il 41% da quotidiani nazionali (in calo del 3%), mentre l'8 % è da attribuire ai periodici e circa il 4% alla stampa specializzata e di settore.

Per quanto riguarda i settori di interesse dell'Autorità, l'attenzione dei giornalisti della carta stampata si è divisa tra energia elettrica, di cui si parla nel 70% degli articoli, idrico con il 15%, gas (10,5%)

e ambiente (1,5%). Tra gli argomenti con maggiore visibilità, sono risultati nettamente prevalenti quelli legati al mercato, che hanno pesato circa due terzi (66%) e sono risultati in crescita rispetto al 2016; le tematiche legate a prezzi/tariffe sono scese al 31%, e quelle riguardanti i diritti dei consumatori hanno pesato per il 3%. Tra gli strumenti per il consumatore il più trattato è la Tutela Simile, con a seguire bonus acqua, bonus elettrico e bonus gas. Buona rilevanza anche per quanto riguarda il Trova offerte.

Nel 2017, in termini quantitativi (numero di articoli), è la presenza sulla stampa tecnica e di settore a registrare il maggior spazio all'Autorità (1.324 articoli nel 2017, in linea con il 2016 quando erano 1.356). A seguire è la stampa regionale, locale e la free press (1.266 articoli, in calo rispetto ai 1869 del 2016). Gli articoli della stampa nazionale registrati sono stati 497, contro i 600 circa del 2016, mentre gli articoli su periodici sono risultati 76 e 59 da altre fonti.

L'analisi televisione e radio

La media analysis radio-tv per l'anno 2017 evidenzia una sostanziale stabilità rispetto al 2016 per quanto riguarda la presenza dell'Autorità sui canali radio e televisivi. Sono infatti 227 i 'clip-interventi' in cui è stata citata direttamente l'Autorità (241 durante il 2016), ben 154 dei quali televisivi. Per quanto riguarda il *sentiment*, cioè la percezione dell'intervento, il 57% delle citazioni TV è risultato positivo, dato in contrazione rispetto al 2016.

Nell'insieme, gli ascoltatori raggiunti attraverso gli spazi televisivi (coverage complessiva) sono stati poco meno di 120 milioni, poco sotto il livello del 2016 (155 milioni), tornando sui numeri rilevati nel 2015.

La media analysis conferma il maggior spazio dato all'Autorità sulle reti del servizio pubblico RAI (il 65% del totale) rispetto alle altre reti private, con la prevalenza di RaiTre (25%) e Rai Uno (23,5%), subito seguite da LA7 (14%), e Canale 5 (11%). Per quanto riguarda la radio sono Rai-Radio Uno e Radio 24 ad aver citato più spesso l'Autorità. Guardando alla tipologia degli spazi in cui viene citata, l'Autorità in TV risulta presente soprattutto nei telegiornali (63% delle citazioni totali), seguita dai "contenitori" (28%) e dalle rubriche (8%); anche in radio i servizi dei notiziari (73%) prevalgono sulle rubriche (27%). L'analisi delle tematiche più trattate evidenzia come gli argomenti legati a prezzi e tariffe risultino i più ascoltati: il maggior numero di citazioni (esplicitando l'analisi alle diverse parole chiave dei 3 settori, energia elettrica, gas e acqua e nel secondo semestre anche il

settore ambiente) ha riguardato proprio questa categoria, coprendo circa la metà di tutti gli argomenti in televisione. Stessa situazione si è verificata per gli spazi radio. All'interno dei temi consumer, i più 'visti' in tv sono stati gli spazi dedicati a bonus Elettrico, Servizio conciliazione e Tutela SIMILE.

Nell'ambito della convenzione tra la RAI e l'Autorità, nell'ultima parte del 2017 si è sviluppato il previsto piano di comunicazione, basato sulla realizzazione di 5 specifici spazi di approfondimento sulle tematiche legate all'attività dell'Autorità, all'interno di trasmissioni radiotelevisive di grande ascolto e con tipologie di pubblico diversificate. A tal fine a livello televisivo erano stati selezionati Uno Mattina, lo storico programma di Rai Uno del mattino (in onda dal lunedì al venerdì dalle 6.10 alle 12.00) e Geo, il programma di approfondimento scientifico-naturalistico e di attualità di Rai Tre (in onda dal lunedì al venerdì dalle 15.50 alle 19.00 circa). I dati di ascolto per ciascun intervento sono stati intorno al milione di spettatori per le fasce mattutine di Uno Mattina, e intorno al milione e mezzo di spettatori per Geo. Il piano di comunicazione era stato strutturato sugli obiettivi individuati dal Piano Strategico dell'Autorità, nell'ambito delle azioni per informare il consumatore, renderlo capacitato e più consapevole, in maniera il più possibile coinvolgente e mirata. I temi principali sono stati il servizio Conciliazione dell'Autorità, le offerte PLACET e la Tutela SIMILE. La scelta di comunicazione è stata di divulgare gli argomenti al grande pubblico in pochi minuti, attraverso la partecipazione in studio di un rappresentante dell'Autorità, interagendo con il conduttore ed utilizzando un linguaggio semplice, supportato anche da grafiche e schede.

Comunicazione tecnica

Il processo di comunicazione tra l'Autorità e gli *stakeholder* richiede coordinamento e tempestività, in considerazione dell'elevata complessità tecnica delle questioni trattate e degli interessi coinvolti. A tal fine, l'attività di divulgazione tecnica si avvale in modo sistematico del supporto delle c.d. "schede tecniche", documenti redatti dagli stessi Uffici dell'Autorità, che utilizzano un linguaggio semplificato ma rigoroso, tale da permettere la corretta comprensione dei provvedimenti, spesso caratterizzati da elevati tecnicismi, anche da parte di un pubblico non specializzato.

Le schede tecniche risultano essere utilizzate anche dai giornalisti della stampa di settore, che a sua volta è in continuo e stretto

contatto con tutti gli *stakeholder*. Esse svolgono così una positiva funzione d'indirizzo sull'intera comunicazione dell'Autorità, in quanto contribuiscono in modo efficace ad una più ampia e tempestiva comprensione dei provvedimenti.

I contenuti delle schede tecniche riguardano soprattutto la regolazione energetica e ambientale, nonché quella di *enforcement*; non vengono redatte per i provvedimenti relativi ai procedimenti individuali, agli atti amministrativi con rilievo interno all'Autorità, agli atti consultivi nei confronti del Parlamento e del Governo.

Nel 2017, le schede tecniche pubblicate sono state 113. Si tratta del numero più alto da quando sono state adottate quattro anni fa; rispetto al 2016, il numero delle schede è cresciuto del 12%. Gli argomenti più trattati sono stati l'energia elettrica (36 schede), il gas (31), l'idrico (17) e l'*enforcement* (17); alcune hanno riguardato anche il settore del telecalore e dell'efficienza energetica.

Delle 113 schede pubblicate, ne sono state selezionate 14 di interesse per gli *stakeholder* internazionali, per essere tradotte in inglese e pubblicate nell'apposita sezione del sito internet dell'Autorità, unitamente ad alcuni comunicati stampa e ad altri provvedimenti. Nel 2018, al 31 marzo, le schede tecniche redatte sono state 18 e hanno riguardato prevalentemente il settore dell'energia elettrica (6); le altre hanno riguardato il gas (2), il settore idrico (2) e altri temi riguardanti l'efficienza energetica e il telecalore.

Comunicazione sul web

Il sito dell'Autorità registra più di 3 milioni di accessi all'anno, corrispondenti a circa 1.500.000 utenti unici (dati Google Analytics); di questi, più della metà sono visitatori che accedono al sito con una frequenza anche quotidiana. La gran parte del traffico del sito proviene da ricerche effettuate su Google. Le sezioni del sito più visitate risultano quelle dedicate ai provvedimenti dell'Autorità e quelle che permettono la ricerca degli operatori dei settori regolati su base territoriale o per ragione sociale.

Quasi il 20% del totale degli utenti ha visitato la sezione dedicata all'Atlante dei diritti del consumatore di energia, che fornisce risposte ai consumatori e agli utenti dei settori dell'energia elettrica e del gas e, dal 2017, anche dell'acqua.

Per quanto riguarda la sezione dedicata alla *Bolletta 2.0*, pubblicata dall'inizio del 2016, la maggior parte delle 160.000

visite (sessioni) ha riguardato le sezioni riferite alle voci di spesa per la fornitura di energia elettrica, mentre una percentuale minore si è rivolta alle sezioni dedicate alla fornitura del gas naturale.

Il sito è aggiornato quotidianamente; nel corso del 2017 sono stati pubblicati: 873 delibere, 52 documenti per la consultazione, 113 schede tecniche, 273 determine, 84 comunicati per gli operatori, 24 comunicati e note stampa, oltre al materiale relativo a più di cinque eventi e dieci incontri tenuti dall'Autorità, otto avvisi di interesse per collaborazioni e 76 procedure di affidamento. Sono state, infine, aggiornate numerose pagine web dell'Atlante dei diritti del consumatore di energia e del massimario dei reclami operatori.

Nel corso del 2017 è stata pubblicata una nuova sezione dedicata all'evoluzione dei mercati al dettaglio, in previsione della fine della tutela di prezzo nei settori elettrico e gas (1 luglio 2019), in cui sono stati illustrati i principali obblighi posti in capo ai venditori di energia elettrica e di gas naturale, al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità, dalla legge n. 124/2017, allo scopo di migliorare la comprensione e la partecipazione dei clienti finali al mercato libero.

Periodicamente è stata inviata una *newsletter* di aggiornamento delle pubblicazioni effettuate sul sito a una mailing list, che comprende più di 10.000 utenti. Il canale informativo più immediato e puntuale sugli aggiornamenti del sito è l'account ufficiale di Twitter, anch'esso modificato in @ARERA_it, seguito da 9.410 *follower*.

Nel 2017 sono stati inviati, in media, 85 *tweet* al mese, che hanno ottenuto circa 45.000 visualizzazioni al mese, con un tasso di interazione medio (*click*, *retweet*, *like* ecc.) pari al 2%.

Sempre nel 2017 sono state pubblicate, sulla piattaforma Slideshare, dieci presentazioni divulgative, tra le quali la più vista risulta quella relativa al bonus sociale con 138.000 visualizzazioni.

Con l'approvazione della legge 27 dicembre 2017, n. 205, che ha modificato la denominazione dell'Autorità in Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (in sigla ARERA), è stato riformato il dominio del sito e sono state conseguentemente aggiornate tutte le pagine web.

Eventi e seminari

Gli eventi sono considerati validi strumenti di ausilio alla diffusione della conoscenza delle funzioni e dei compiti istituzionali dell'Autorità e alla divulgazione delle tematiche di maggiore rilievo.

Oltre alla cura dei tradizionali appuntamenti, come la cerimonia di presentazione della *Relazione Annuale*, le audizioni periodiche e i seminari per il personale della stessa Autorità, anche nel corso del 2018, sono state realizzate alcune iniziative dedicate a coloro che operano nei settori regolati. Tra queste, si evidenziano:

- il "Forum della regolazione dell'energia elettrica" (Firenze, 17- 18 maggio 2017), giunto alla sua XXXII edizione e organizzato dalla Commissione europea con il supporto dell'Autorità;
- il "Convegno Offerta Placet" (Roma, 31 maggio 2017), iniziativa per favorire un confronto e un dibattito a porte aperte, coinvolgendo i consumatori e gli operatori, sul tema della definizione delle offerte nel mercato libero *retail*, anche con riferimento a quanto previsto dalla legge n. 124/2017, e al documento per la consultazione 30 marzo 2017, 204/2017/R/COM, recante *Offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela e condizioni minime per il mercato libero*;
- il seminario "Approccio *totex* nel settore elettrico" (Milano, 15 novembre 2017), inserito nel processo di consultazione relativo al documento per la consultazione 12 ottobre 2017, 683/2017/R/eel, sull'applicazione di schemi di regolazione incentivante fondati sul controllo complessivo della spesa (cd. approccio *totex*), in relazione ai servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico. Nel corso del seminario è stata dedicata una specifica sessione alla presentazione del report *Overview of RIIO Framework* redatto per l'Autorità da Poyry Management Consulting Ltd;
- il seminario "Bilanciamento elettrico e progetto TERRE" (Milano, 18 gennaio 2018), organizzato nell'ambito del processo di implementazione del regolamento (EU) 2195/2017 sul bilanciamento elettrico, per illustrare i principali contenuti del documento e l'evoluzione attesa del contesto nazionale. Nel corso dei lavori è stato presentato, in particolare, il progetto pilota *Trans-European Replacement Reserves Exchange* (TERRE) per lo scambio transfrontaliero di energia elettrica di bilanciamento tra TSO;
- il seminario "La recente evoluzione della regolazione del servizio idrico integrato" (Milano, 24 gennaio 2018), per illustrare le

regole, le principali modalità applicative e i criteri definiti dalle delibere 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr (sulla qualità tecnica del servizio idrico integrato) e 918/2017/R/idr (in tema di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie), 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr (recante il testo integrato per i corrispettivi dei servizi idrici) e 21 dicembre 2017, 897/2017/R/idr (sul bonus sociale idrico). L'iniziativa si inquadra nell'ambito dei provvedimenti adottati dall'Autorità per rafforzare la stabilità e la coerenza dell'architettura regolatoria dei sistemi idrici, a fianco dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per il biennio 2018-2019;

- Il seminario "Metodologia di valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas, analisi costi-benefici" (Milano, 21 marzo 2018), iniziativa inserita nell'ambito della consultazione sui Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas. Aperto a tutti gli *stakeholder* del sistema gas (consumatori e operatori), il seminario ha affrontato la tematica delle metodologie di valutazione degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e di analisi costi-benefici, con la presentazione di *best practice* nazionali e internazionali, al fine di stimolare la discussione inerente alla definizione, da parte dell'Autorità, di Linee guida da applicare a livello nazionale.

Biblioteca

La biblioteca dell'Autorità dispone di una significativa dotazione di volumi, periodici, banche dati, posti a disposizione di tutto il personale interno.

Nel corso del 2017 è stata incrementata la documentazione in formato elettronico (piattaforme on line, e-book), per ottenere non solo risparmi di costi, ma una maggiore fruibilità dei contenuti.

Nel corso dell'anno, sono stati organizzati incontri formativi per i dipendenti, finalizzati a creare le condizioni di migliore utilizzo delle banche dati economiche, statistiche e giuridiche.

Il catalogo della biblioteca consta attualmente di circa 4.800 titoli, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia. Sono inoltre consultabili circa 95 riviste cartacee e on line a carattere giuridico-economico, attinenti ai settori di interesse dell'Autorità.

La biblioteca è collegata al circuito ESSPER, che offre un servizio di *document delivery* e consente di migliorare la consultazione del patrimonio documentario, con una banca dati di spoglio di periodici che comprende oltre 850 titoli italiani.

Organizzazione

Con il 1 febbraio 2017 è entrato in vigore il nuovo modello organizzativo dell'Autorità, a seguito di un processo avviato con la delibera 4 marzo 2016, 78/2016/A e concluso con la delibera del 29 novembre 2016, 695/2016/A. La riorganizzazione si è resa necessaria per il perseguimento di due principali obiettivi:

- conferire maggiore flessibilità all'intera struttura, al fine di garantire un più alto grado di efficienza ed efficacia nell'azione di regolazione e di controllo dei mercati regolati;
- migliorare lo svolgimento delle funzioni in tema ambientale (servizi idrici, teleriscaldamento/ teleraffrescamento) tenendo altresì conto dell'ipotesi di attribuzione delle

competenze in materia di ciclo dei rifiuti, urbani ed assimilati (attribuzione poi avvenuta con l'art. 1, commi da 527 a 530, della legge n. 205/17, che tra l'altro, ha previsto la nuova denominazione di "Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente" - ARERA).

Pertanto l'Autorità, nel corso del 2017, si è articolata in Macrostruttura e Microstruttura.

La Macrostruttura si compone di Segretariato generale, Divisione energia, Area ambiente e, all'interno di queste, di Direzioni e Uffici speciali.

La Microstruttura è il complesso delle Unità in cui sono suddivise le Direzioni nonché degli uffici che rispondono direttamente al Segretariato generale e al Direttore di divisione.

Accanto alle strutture permanenti per l'esercizio di attività e funzioni di carattere istituzionale o continuativo, sono previste strutture organizzative temporanee che sono collegate alla realizzazione di programmi o progetti temporanei o che

svolgono, per periodi di tempo determinati, funzioni di raccordo fra più strutture.

Sempre in data 1 febbraio 2017 sono entrati in carica i responsabili della Macrostruttura, nominati con la delibera 14 novembre 2016, 658/2016/A, e i responsabili della Microstruttura, nominati con delibera 31 gennaio 2017, 36/2017/A. A seguire, il Direttore della Direzione affari generali e risorse ha proceduto con proprie determinazioni all'assegnazione del personale nelle unità organizzative.

Risorse umane e sviluppo del personale

L'Autorità persegue politiche di valorizzazione del personale, funzionali all'obiettivo prioritario di consentire l'adempimento efficiente ed efficace delle funzioni attribuite dal legislatore. Pertanto, nel corso del 2017, l'Autorità ha intensificato la propria azione nel campo delle risorse umane in relazione ai diversi aspetti del reclutamento, della formazione e della gestione delle medesime.

Sul fronte della selezione e dell'acquisizione delle risorse, è proseguita l'attività amministrativa di gestione delle procedure selettive bandite negli anni precedenti e ne sono state avviate di nuove nel corso dell'anno di riferimento, anche al fine di supportare il nuovo assetto organizzativo (si veda in proposito il paragrafo precedente). Riguardo alla gestione delle selezioni bandite negli anni precedenti, è stata ultimata una procedura selettiva avviata nel 2015 afferente il profilo di dirigente, con l'approvazione della relativa graduatoria e il reclutamento del vincitore. Inoltre, in relazione all'esigenza di reclutare risorse per far fronte ai nuovi assetti organizzativi, sono state portate a conclusione le selezioni pubbliche bandite negli ultimi mesi dell'anno 2016. Si tratta di tre selezioni complessive di cui una per il profilo di operativo, una per otto posizioni funzionali e una per una posizione dirigenziale. Tali procedure di reclutamento si sono svolte nel rispetto di quanto previsto dall'art. 22, "Razionalizzazione delle Autorità indipendenti", del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, convertito con modificazioni dalla legge 14 agosto, n. 114, comma

4, e della convenzione stipulata con le altre attività amministrative indipendenti per la gestione unitaria delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale.

Sempre riguardo al tema del reclutamento del personale, tenuto conto delle sopravvenute esigenze organizzative e in coerenza con i principi di buon andamento, economicità, efficienza ed efficacia dell'azione amministrativa, è stato utilizzato anche l'istituto dello scorrimento delle graduatorie dei concorsi e delle selezioni pubbliche ancora in corso di validità.

In tema di formazione, nel corso del 2017, si sono svolti workshop e seminari interni monotematici, finalizzati alla discussione e all'approfondimento di argomenti di particolare rilevanza e interesse dell'Autorità. Il personale è anche stato coinvolto, beneficiandone, nei seminari pubblici rivolti agli operatori di settore e alle associazioni dei consumatori su tematiche istituzionali, e nelle giornate di studio - rivolte a tutti coloro che, a diverso titolo, operano nel settore dell'energia - su questioni inerenti al diritto dell'energia.

Nel corso dell'anno è proseguita anche la collaborazione con le università per la realizzazione di attività di comune interesse legate alla didattica, alla formazione, alla ricerca e allo sviluppo nei settori dell'energia elettrica, del gas e dell'acqua, nonché del teleriscaldamento e del teleraffrescamento. Le convenzioni in essere sono attualmente 13. Nell'ambito di questa proficua

collaborazione, al 31 dicembre 2017 erano attivi otto assegni di ricerca e tre stage.

In merito ai processi periodici di valutazione del personale, si è proceduto al processo valutativo dei risultati conseguiti e dei comportamenti organizzativi posti in essere nell'anno 2016, rinviando ai primi mesi del 2018 la conclusione di detto processo, con la formalizzazione di eventuali ricorsi avverso le valutazioni ottenute e la conseguente pronuncia del Collegio sugli stessi.

È proseguito il confronto con le Organizzazioni sindacali nel tentativo condiviso di dettare una complessiva riforma del trattamento giuridico ed economico del personale dipendente dell'Autorità con specifico, ma non esaustivo, riferimento alla struttura delle carriere, ai meccanismi di progressione e promozione, ai criteri e modalità di assegnazione delle posizioni di responsabilità e di rotazione degli incarichi anche in adempimento della normativa anticorruzione. Tale riflessione – pur senza sfociare nella complessiva riforma voluta – ha comunque condotto le parti alla stipula di un primo accordo di conciliazione recepito con delibera dell'Autorità 16 giugno 2017, 441/2017/A.

Il confronto con le Organizzazioni sindacali ha altresì riguardato la disciplina del rapporto di lavoro a tempo determinato in Autorità e, in specie, la necessità di ricondurre alla stabilità detti rapporti di lavoro previsti per legge in una fase storica di avvio dell'Autorità. Il confronto è proseguito, anche informale e conflittuale, in tema di ridefinizione del trattamento accessorio del personale.

Nel 2017, in base a quanto stabilito nell'accordo quadro del 2015 in tema di personale, di orario di lavoro, di telelavoro, di part time e di mobilità esterna, nonché dall'accordo 2016 in tema di telelavoro, si è dato pieno sviluppo alla fruizione dell'istituto del telelavoro strutturato e diffuso, implementando così gli strumenti di flessibilità utili per la massimizzazione delle risorse e la conciliazione dei tempi di vita e lavoro.

Infine, sono state confermate le iniziative già in essere di supporto ai dipendenti e alle relative famiglie, quali il contributo economico per gli asilo nido e le scuole per l'infanzia, la convenzione per la cassa sanitaria, le facilitazioni per il trasporto pubblico.

Compagine: analisi per età, qualifica e livelli retributivi

La pianta organica dell'Autorità, aggiornata con gli esiti delle procedure di reclutamento espletate e riferita al solo personale di ruolo, risulta, al 31 dicembre 2017 come raffigurato nella tavola 11.3.

Comprendendo anche il personale a tempo determinato, la dotazione organica, sempre con riferimento al 31 dicembre 2017, sale a 220 addetti, per poi salire di ulteriori 13 includendo le risorse provenienti da comandi e distacchi da altre Amministrazioni pubbliche (Tav. 1.14). A quei dati si dovrebbero poi aggiungere quelli riguardanti il personale dalla Guardia di Finanza aggregato nell'ambito di specifici Protocolli d'intesa.

Il personale dipendente ha un'età media di poco superiore ai 45 anni e possiede un elevato grado di qualificazione professionale, come attestato dalla circostanza per cui oltre l'85% dei dipendenti stessi è in possesso del diploma di laurea.

Le tabelle stipendiali sono state aggiornate al 1° gennaio 2017, in base agli aggiornamenti tabellari effettuati dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Nella tavola 11.5 viene riportata la retribuzione annua lorda, in migliaia di euro, con riferimento al livello base di ciascuna qualifica.

Ai sensi dell'art. 13 del decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, convertito con modificazioni dalla legge 23 giugno 2014, n. 89, l'Autorità applica, ai Componenti del Collegio e ai dirigenti apicali, a decorrere dall'1 maggio 2014, il limite massimo retributivo di 240.000 euro annui, al lordo dei contributi e degli oneri fiscali a carico del dipendente.

TAV. 11.3

Pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità
Unità

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	20 ^(A)
Funzionari	97
Operativi	41
Esecutivi	2
TOTALE	160

(A) È considerato anche un Dirigente in posizione di "Fuori ruolo"

Fonte: ARERA.

TAV. 11.4

Composizione del personale al 31 dicembre 2017 per tipo di contratto e qualifica di inquadramento

Unità

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI E DISTACCHI
Dirigenti	20A	6	1
Funzionari	97	51	10
Operativi	41	3	1
Esecutivi	2B	0	1
TOTALE	160	60	13

(A) È considerato anche un dirigente in posizione di "fuori ruolo".

(B) Nel corso dell'anno 2017 è stato riassorbito il dipendente "Esecutivo" assunto in sovrannumero ex lege 68/1999.

Fonte: ARERA.

TAV. 11.5

Retribuzione annua lorda per carriera e grado al 31 dicembre 2017

DIRIGENTI	FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI		
Direttore Generale	205,41	Primo Funzionario	109,81	Impiegato	61,08	–	–
Direttore Centrale	180,17	Funzionario I	85,67	Coadiutore	51,42	Commesso capo	46,76
Direttore	144,17	Funzionario II	67,50	Aggiunto	40,26	Commesso	35,46
Direttore Aggiunto	129,22	Funzionario III	57,74	Applicato	36,12	–	–

Fonte: ARERA.

Gestione economico-finanziaria

La gestione finanziaria dell'Autorità è stata caratterizzata, anche per l'esercizio 2017, dall'utilizzo di un sistema contabile integrato nel quale una contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio è collegata a una contabilità analitica ed economico-patrimoniale, che supporta la programmazione finanziaria e consente la gestione delle risorse assegnate ai centri di responsabilità (individuati nel Segretariato Generale, nella Divisione Energia, nelle Direzioni e negli Uffici speciali di diretta collaborazione del Collegio). Tale sistema contabile adottato dall'Autorità appare, tuttora, in linea con le disposizioni in materia di contabilità pubblica.

L'Autorità ha già provveduto all'adeguamento del proprio sistema contabile, utilizzando il nuovo piano dei conti integrato, coerentemente con le disposizioni applicative collegate all'armonizzazione dei sistemi contabili così come già previsto dalla Legge 31 dicembre 2009, n. 196 e dal successivo decreto legislativo 31 maggio 2011,

n. 91; tale attività proseguirà per successivi avanzamenti nei tempi che verranno di volta in volta legislativamente imposti.

La gestione contabile-amministrativa dell'Autorità pone, come base oramai consolidata, il processo di *budgeting*, iniziato già con l'esercizio 2005. L'esercizio finanziario trae così origine da un bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio (Tav. 11.6), che rappresenta le risultanze della gestione del relativo esercizio, coincidente con l'anno solare.

I dati nella tavola consentono di evidenziare come l'Autorità si sia rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzioni di spesa poste a carico di determinate Amministrazioni pubbliche e, in particolare: al decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, come convertito dalla legge 30 luglio 2010, n. 122; al decreto legge 6 luglio 2012, n. 95, come convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 135; al

TAV. 11.6

Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto
Milioni di euro; esercizi finanziari

QUALIFICHE	2016	2017
ENTRATE DELLA GESTIONE	56,49	62,97
Contributo a carico dei soggetti regolati	54,27	60,79
Altre entrate	2,22	2,18
SPESE DELLA GESTIONE	(59,65)	(56,09)
Spese correnti	(48,95)	(48,81)
- Personale in servizio	21,27	22,91
- Contributi sociali a carico dell'ente	9,59	7,67
- Imposte tasse e proventi assimilati	1,89	2,01
- Acquisto di beni	0,06	0,09
- Acquisto di servizi	14,70	14,55
- Altre spese di funzionamento	1,44	1,58
Trasferimenti	(9,12)	(6,71)
- Trasferimenti ad altre Autorità ex legge n. 228/12	2,00	-
- Trasferimenti al Bilancio dello Stato	7,12	6,71
Spese in conto capitale	(1,57)	(0,57)
Variazione dei residui attivi	(0,06)	(0,21)
Variazione dei residui passivi	0,43	13,93
AVANZO DELL'ESERCIZIO	(2,78)	20,61

Fonte: ARERA.

decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, come convertito dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214; al decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge 23 giugno 2014, n. 89; al decreto legge n. 90/14, come convertito dalla legge 14 agosto 2014, n. 114.

Nel corso dell'esercizio 2017, la somma versata al bilancio dello Stato è risultata pari a complessivi 6,71 milioni di euro. È da sottolineare come l'applicazione di dette disposizioni costituisca per l'Autorità un severo vincolo alla luce dei sempre maggiori e complessi compiti a essa affidati per legge.

Con riferimento alle entrate, si rammenta che l'Autorità non grava in alcun modo, diretto o indiretto, sul bilancio dello Stato, poiché ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo, versato dai soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica, del gas e del sistema idrico, che la legge istitutiva fissa nella misura massima dell'1 per mille dei ricavi.

In termini assoluti, il gettito derivante dal versamento del contributo, confrontato con l'esercizio precedente, ha subito un incremento di 6,52 milioni di euro rispetto all'anno precedente. L'incremento delle entrate a titolo di contributo muove dalla decisione dell'Autorità che, con delibera 1 giugno 2017 n. 384/2007/A, ha determinato

nuove aliquote contributive, in aumento rispetto agli anni passati, ma sempre nei limiti di legge. Nello specifico le aliquote per l'anno 2017 sono: 0,33 per mille dei ricavi dei soggetti regolati per il settore dell'energia elettrica e del gas, con un ulteriore contributo aggiuntivo pari allo 0,02 per mille dei ricavi dei soggetti che svolgono attività infrastrutturali a tariffa, e 0,27 per mille dei ricavi dei soggetti regolati per il settore idrico.

Con riferimento alle uscite, la principale voce si riferisce al trattamento economico del personale, peraltro risorsa centrale e imprescindibile dell'Autorità per l'espletamento del proprio mandato e delle proprie funzioni. Le uscite per il personale dipendente, per il periodo in riferimento, risultano pari a 22,91 milioni di euro.

Le indennità percepite dai Componenti del Collegio che, come quelle degli Organi di vertice di altre Autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo, sono determinate ai sensi dell'art. 23-ter del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 marzo 2012, e, da ultimo, dall'art. 13 del decreto legge n. 66/14, come convertito dalla legge n. 89/14.

Gli oneri previdenziali e assistenziali, gli accantonamenti per fine rapporto e altre imposte a carico dell'Autorità sostenuti per il personale e per i Componenti sono risultati pari a 9,68 milioni di euro.

Il ricorso a forme esterne di collaborazione è stato effettuato esclusivamente a fronte di effettive e specifiche esigenze – e all'interno dei vincoli di spesa previsti – come per esempio le esigenze correlate alla prima attuazione della regolazione del settore idrico e del settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento, cui non è stato possibile rispondere con l'utilizzo dell'attuale dotazione di personale di ruolo e a tempo determinato.

Sono stati, inoltre, affidati all'esterno, sulla base di procedure di gara aperta, alcune tipologie di servizi tipici di funzionamento (pulizie, vigilanza ecc.) e taluni servizi specifici funzionali all'ottimale svolgimento delle attività istituzionali (per esempio, la reingegnerizzazione dei sistemi informativi dell'Autorità).

Non trova più applicazione, dall'anno 2017, quanto disposto dall'art. 1, comma 523, della legge 24 dicembre 2012, n. 228, che a sua volta richiama l'art. 2, comma 241, della legge 23 dicembre 2009, n. 191 (si trattava del contributo versato da alcune Autorità amministrative indipendenti individuate dal legislatore a titolo di finanziamento straordinario a favore di altre Autorità amministrative indipendenti, altrettanto precisamente individuate).

Le spese in conto capitale (0,57 milioni di euro) sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, impianti, materiale bibliografico, all'interno dei vincoli di spesa previsti, e per la prima fase di ristrutturazione della nuova sede di Milano dell'Autorità (acquistata nel 2015 ai sensi dell'art. 22 del decreto legge n. 90/14).

Infine, l'Autorità non è proprietaria di alcun tipo di veicolo.

**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

Allea S.r.l.

Impaginazione

Pomilio Blumm S.r.l.



