

Luiss
School of European Political Economy

Mercati del gas e transizione energetica

Alfredo Macchiati e Rebecca Vitelli

Working Paper 3/2022

LUISS



4 aprile 2022

Mercati del gas e transizione energetica

Alfredo Macchiati* e Rebecca Vitelli**

1. INTRODUZIONE

L'aumento dei prezzi del gas e, conseguentemente dell'energia elettrica, registrato inizialmente nell'ultimo trimestre del 2020 e poi, in maniera più significativa dalla prima metà del 2021,¹ è stato di dimensioni eccezionali. Al di là di alcuni fenomeni congiunturali che hanno certamente contribuito ai picchi osservati, sembrano potersi individuare alcuni fattori strutturali che, per un periodo non breve, sono destinati a mantenere elevati i prezzi del gas e, in assenza di opportuni interventi regolatori, del prezzo dell'energia. Il presente lavoro, sulla base di una ricostruzione dell'evidenza statistica disponibile, si propone di offrire spunti di riflessione sull'entità e la eventuale persistenza dei fattori strutturali che alimentano prezzi del gas storicamente mai toccati.²

In particolare, dopo aver ricordato le dimensioni dell'incremento dei prezzi (paragrafo 2), si individuano le possibili cause di natura strutturale (paragrafo 3) che hanno inciso sulla dinamica dei prezzi. Il paragrafo 4 viene dedicato ad esaminare alcune politiche della Commissione che sembrano aver mostrato la loro debolezza nello *stress test* rappresentato dalla crisi energetica del 2021. Le principali conclusioni sono contenute nell'ultimo paragrafo.

2. LE DIMENSIONI DEL FENOMENO

Dopo un 2020 segnato dalla pandemia e caratterizzato da una forte riduzione, i prezzi del gas nel 2021 hanno registrato valori elevatissimi, toccando i massimi storici (cfr. Figura 2.1). Nell'*hub* italiano PSV (Punto di Scambio Virtuale) i prezzi sono cresciuti di circa il 400% tra gennaio 2021 e gennaio 2022, raggiungendo quotazioni massime di circa 143 €/MWh. Una simile crescita esponenziale si osserva anche nell'*hub* olandese TTF (*Title Transfer Facility*), il principale *hub* europeo, (+347%) con quotazioni massime di circa 180€/MWh. Nel febbraio del 2022 vi è stata una marcata riduzione ma il prezzo di circa 80 euro a MWh è ancora 4 volte quello degli anni precedenti la pandemia.

La crescita dei prezzi del gas ha reso più conveniente la produzione di energia elettrica con il carbone; nell'insieme dei paesi dell'UE si stima che nella seconda parte del 2021 la sostituzione del gas con il carbone abbia rappresentato circa il 5% dell'energia prodotta con il carbone.³

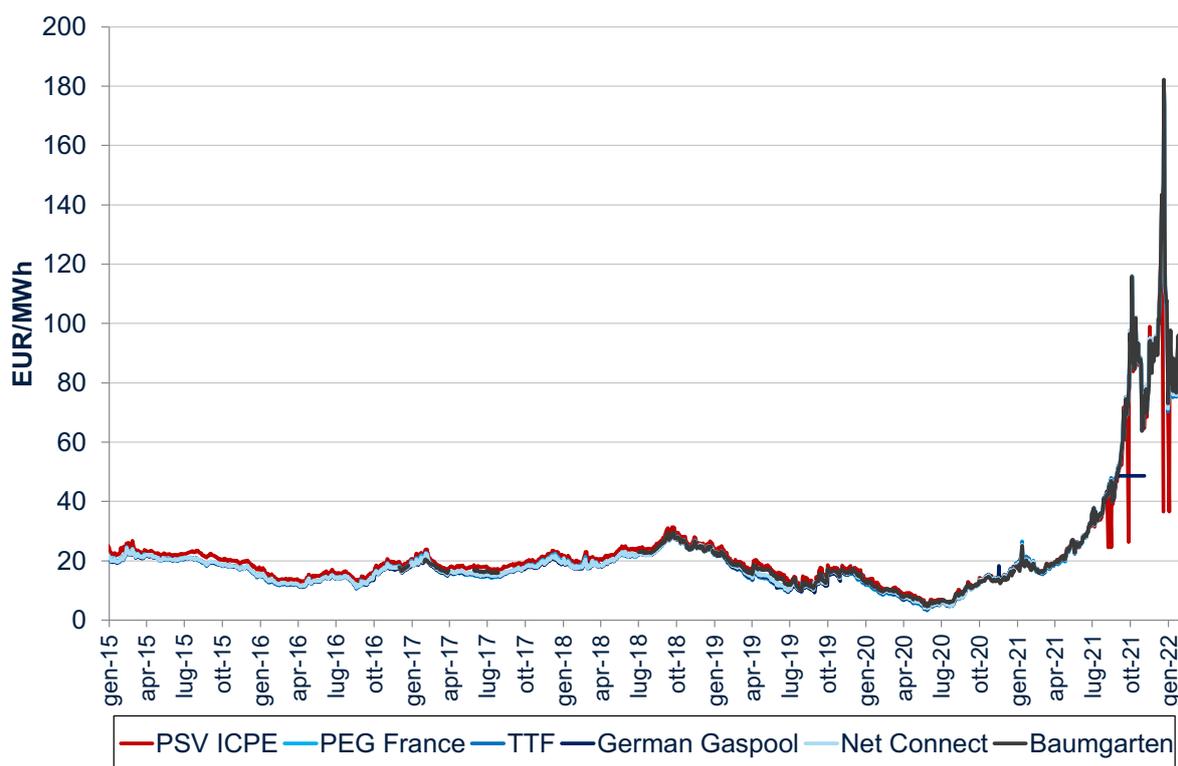
*Oxera Consulting e Università Luiss ** Oxera Consulting

¹ In una ricostruzione su Rivista Energia si distinguono due fasi nella crescita dei prezzi del gas: una prima iniziata a settembre 2020, di "rimbalzo" dopo la pandemia, e una seconda da inizio 2021 e tuttora in corso, in cui il rialzo dei prezzi è stato "sempre più significativo e assolutamente inatteso nelle sue dimensioni". Si veda A. Gugliotta, G. P. Repetto (2021), *Il Sali e scendi dei prezzi del gas*, in Rivista Energia, giugno.

² Per una interpretazione della recente crisi energetica basata su fattori strutturali, si veda A. Clò, *La nuova crisi energetica: cronaca di una morte annunciata*, Energia, 4/2021.

³ Ember, *European Electricity Review 2022*, in www.ember-climate.org.

Figura 2.1 Aumento dei prezzi del gas naturale nei principali hub europei



Note: prezzi del gas 1-month futures. Fonte: Bloomberg.

Dal momento che in Italia gli impianti termoelettrici a gas rappresentano la tecnologia marginale nel nostro *mix* di produzione, quella che di fatto contribuisce a fissare il prezzo. Il consistente aumento dei prezzi del gas e – in misura minore – dei prezzi dei permessi di emissione di CO₂ (che dal 2017 hanno conosciuto una rapida crescita, raggiungendo 89 €/tCO₂ a dicembre 2021, superando all’inizio del 2022 quota 90 €/tCO₂),⁴ si è riflesso sui prezzi *wholesale* dell’elettricità (PUN, Prezzo Unico Nazionale) e, di conseguenza su quelli al dettaglio; il PUN dal mese di novembre ha raggiunto medie giornaliere superiori a 200 €/MWh, continuando a salire anche nel corso di dicembre, con un picco orario di 533 €/MWh il 22 dicembre.⁵

La situazione di prezzi crescenti dell’energia elettrica è simile anche nel resto d’Europa anche se si osservano differenze nei prezzi medi formatisi sul mercato del giorno prima dei diversi paesi: nella seconda metà del 2021 il PUN è risultato in media più alto di circa il 33% rispetto ai prezzi *day-ahead* in Germania (e Lussemburgo), di circa il 21% rispetto alla Francia e di circa il 25% e 24% dei prezzi rispettivamente in Belgio e Olanda (cfr. tavola 2.1).⁶ La relazione tra differenziale di prezzo e quota del gas nella capacità installata non è evidente, dal momento che al prezzo all’ingrosso concorrono il mix delle fonti nel suo complesso, che contribuisce a sua volta all’incidenza delle quote della CO₂ il cui prezzo è pure notevolmente aumentato, e alcuni fattori congiunturali che si presentano diversi da paese a paese.

⁴ Commissione Europea (2022), *Quarterly Report on European electricity markets. Market observatory for energy – Volume 14, third quarter of 2021*.

⁵ GME (2021), *Dati storici MGP – Anno 2021*. Dati disponibili fino al 31 dicembre.

⁶ Elaborazioni Oxera su dati GME, e ENTSO-E, *Transparency Platform*.

Tavola 2.1 Confronto prezzi medi dell'elettricità sul mercato del giorno prima nel 2021

Mese	Italia	Germania	Francia	Belgio	Olanda
Luglio	102,66	81,37	78,37	77,41	82,59
Agosto	112,40	82,71	77,33	79,49	86,63
Settembre	158,59	128,42	135,37	136,26	136,49
Ottobre	217,63	139,48	172,46	165,25	163,71
Novembre	225,95	176,31	217,25	202,32	186,38
Dicembre	281,24	221,06	274,67	245,44	237,81
Differenziale medio PUN		+32,8%	+21,0%	+24,7%	+23,8%
Peso del gas (% capacità installata)	45%	14%	9-8%	28-27%	47-36%

Note: Per l'Italia sono riportate le medie mensili del PUN (Prezzo Unico Nazionale), mentre per gli altri Paesi le medie mensili dei prezzi *day-ahead* a livello zonale (unica zona per Paese). Per il peso del gas sono riportati due diversi valori nel caso in cui ci siano state variazioni tra i dati di gennaio 2021 e gennaio 2022. Fonte: elaborazione Oxera su dati GME, e ENTSO-E, *Transparency Platform*.

Tra i fattori congiunturali ricordiamo:

- una minore ventosità in Europa nel corso dell'anno, soprattutto in estate, con conseguente minore produzione eolica, ad es. i principali paesi per produzione eolica, ovvero Inghilterra, Germania e Danimarca;⁷
- una minore disponibilità di acqua nei bacini idroelettrici, soprattutto in nord Europa;⁸
- l'annuncio dell'indisponibilità di quattro reattori nucleari francesi; EDF ha stimato in circa 1 TWh la produzione elettrica persa fino alla fine del 2021.⁹

3. FATTORI STRUTTURALI NELLA DINAMICA DEI PREZZI

3.1 Uno sguardo d'insieme

L'aumento dei prezzi del gas in Europa è attribuibile a una molteplicità di fattori che hanno inciso sia su domanda che offerta. I dati indicano, in modo pressoché inequivocabile, che l'aumento è dovuto ad una modifica nella composizione geografica della domanda mondiale, con impatti sulle destinazioni dei carichi di gas naturale liquefatto (GNL), ad una contrazione della produzione europea – fattori entrambi di natura non congiunturale – alla contrazione delle esportazioni russe, riflesso delle più generali scelte di geopolitica di quel paese e quindi anch'esse destinate ad essere non transitori e comunque fortemente incise da come si risolverà la crisi ucraina. Vi sono poi stati, anche nel caso del

⁷ Questi paesi, nei primi nove mesi del 2021, hanno sfruttato solamente il 14% della loro capacità installata, rispetto a una media di circa 20-26% negli anni precedenti. Si veda ad es. Reuters (2021), *Analysis: Weak winds worsened Europe's power crunch; utilities need better storage*, 22 dicembre.

⁸ Si veda ad es. Bloomberg (2021), *Europe's power crisis moves north as water shortage persists*, 4 ottobre. Si veda inoltre Bloomberg (2021), *European energy prices pare record gains in crisis-led rally*, 28 settembre.

⁹ EDF (2021), *Reactors of the Civaux and Chooz nuclear power plants: replacements and preventive checks on parts of the piping of a safety system*, 15 dicembre. L'annuncio ha fatto aumentare vertiginosamente i prezzi dell'elettricità, con i *future* per la settimana seguente che hanno raggiunto i 485 €/MWh e i prezzi per i contratti *baseload* di febbraio che hanno raggiunto 655 €/MWh e 900 €/MWh. Il 17 dicembre, i prezzi dei contratti *peakload* per il mese successivo hanno raggiunto 1.200 €/MWh. Si vedano Staffetta Quotidiana (2021), *Elettricità: Edf ferma due reattori in Francia, balzano i prezzi*, 16 dicembre.

gas, alcuni fattori congiunturali, quali gli andamenti climatici del 2021 e la ripresa economica. Vi sono infine due fattori, il cui effetto merita di essere approfondito in quanto destinato ad incidere in futuro: il minor ricorso a contratti di lungo termine, anche come riflesso della politica della concorrenza dell'UE, e le politiche europee della transizione energetica.

Iniziando dall'esame della domanda, dopo un moderato ma non trascurabile incremento nel 2021 a livello europeo e mondiale (+2,7%) rispetto all'anno pre-pandemia, le proiezioni a medio e lungo termine indicano un tendenziale aumento, almeno fino al 2030 per la Cina (+21,7%) e il Resto del Mondo (+12,1%) nell'ipotesi di implementazione delle politiche annunciate (cosiddetto scenario di *announced pledges*), a fronte di una riduzione prevista del consumo in Europa di circa il 10% e nel Nord America del 13,5%.¹⁰

Tavola 3.1 Domanda di gas per regione (bcm)

Regione	2010	2019	2020	2021	2030 Stated Policies	2030 Announced Pledges	2030 Sustainable Development
Europa	696	537	522	552	587	504	483
Cina	111	307	325	364	454	443	438
Nord America	835	1.097	1.070	1.079	1.154	933	900
Resto del mondo	1.694	2.057	2.009	2.114	2.359	2.369	2.217
Totale	3.336	3.998	3.926	4.109	4.554	4.249	4.038

Note: "Nord America" include: Canada, Messico e Stati Uniti. Nel 2000 il dato include anche il Cile.

Fonte: elaborazione Oxera sulla base di IEA (2021), *World Energy Outlook 2021*, ottobre, p. 318. IEA (2015), *World Energy Outlook 2015*, novembre, p. 212. IEA (2022), *Gas market report Q1-2022 – gas market highlights 2021*, gennaio, p. 56. Dati Eurostat.

La maggiore pressione arriverà dalla domanda dei paesi asiatici; la *International Energy Agency* (IEA) ne prevede un aumento di circa 275 bcm al 2030 (pari a circa il 33% rispetto al 2020).¹¹ In Cina, secondo altre stime recenti, la crescita nel consumo di gas potrebbe essere ancora maggiore e raggiungere 526 bcm nel 2030, per raggiungere un picco a circa 650 bcm nel 2035, per poi ridursi a circa 550 bcm al 2050.¹² Gran parte della domanda cinese dei prossimi anni, circa il 70%, è legata alla sostituzione del carbone con il gas nei settori industriali e residenziale, e il restante 30% nel settore dei trasporti. Da una domanda di gas di appena 28 bcm nel 2000, la Cina è diventata, già nel 2010, il terzo maggior consumatore al mondo (dietro Stati Uniti e Russia); anche se tra il 2013 e il 2020, la produzione nazionale è quasi raddoppiata (+92%), le importazioni via gasdotto sono aumentate di circa il 71% e quelle di GNL sono circa quadruplicate (+275%). Secondo gli ultimi dati, la Cina nei primi 10 mesi del 2021 sarebbe stato il primo Paese importatore di GNL, superando per la prima volta il Giappone.

La crescita della domanda cinese è conseguenza di scelte politiche: nel corso del 2020 il presidente Xi Jinping ha annunciato l'impegno della Cina a raggiungere il picco di emissioni di CO2 entro il 2030,

¹⁰ Secondo le stime del *World Energy Outlook 2021*, la domanda di gas naturale è destinata ad aumentare in tutti gli scenari nei prossimi cinque anni (fino al 2025).

¹¹ Scenario *Stated Policies* del *World Energy Outlook 2021*.

¹² Sullo sviluppo della domanda cinese e i vari dati citati nel testo si vedano Argus media (2021), *China's gas consumption seen peaking by 2035*, giugno; IEA (2021), *Gas market report Q3-2021 including Gas 2021 – Analysis and forecast to 2024*, luglio; IEA (2021), *World Energy Outlook anni vari*; Energy Research Institute of Chinese Academy of Macroeconomic Research (2021), *China energy transformation outlook 2021*, settembre. S&P (2021), *China reaffirms climate targets in submission of Nationally Determined Contributions*, 29 ottobre e *Energy transition strategic to China's long-term economic goals*, 28 ottobre.

riducendo drasticamente la sua *carbon intensity* per poi raggiungere la neutralità climatica entro il 2060, secondo un modello di *state led environmentalism*. Tra gli studiosi è aperta la discussione se il sistema politico cinese - che difficilmente ammette i rallentamenti tipici dei regimi democratici - potrà agevolare il raggiungimento degli obiettivi o se, invece, la mancanza di *feedback* dalla società civile e l'eccesso di burocrazia costituiranno un ostacolo sul cammino della decarbonizzazione.¹³

Tavola 3.2 Produzione di gas per regione (bcm)

Regione	2010	2019	2020	2021	2030 Stated Policies	2030 Announced Pledges	2030 Sustainable Development
Nord America	811	1.166	1.149	1.166	1.305	1.071	1.006
Centro e Sud America	160	167	155	161	154	150	133
Eurasia	807	941	886	973	1.088	1.038	1.006
Asia/Pacifico	489	654	638	659	702	701	700
Medio Oriente	463	677	671	693	800	805	742
Africa	203	248	248	266	305	305	278
Europa	341	227	211	204	200	179	172
Totale	3.275	4.080	3.957	4.122	4.554	4.249	4.038

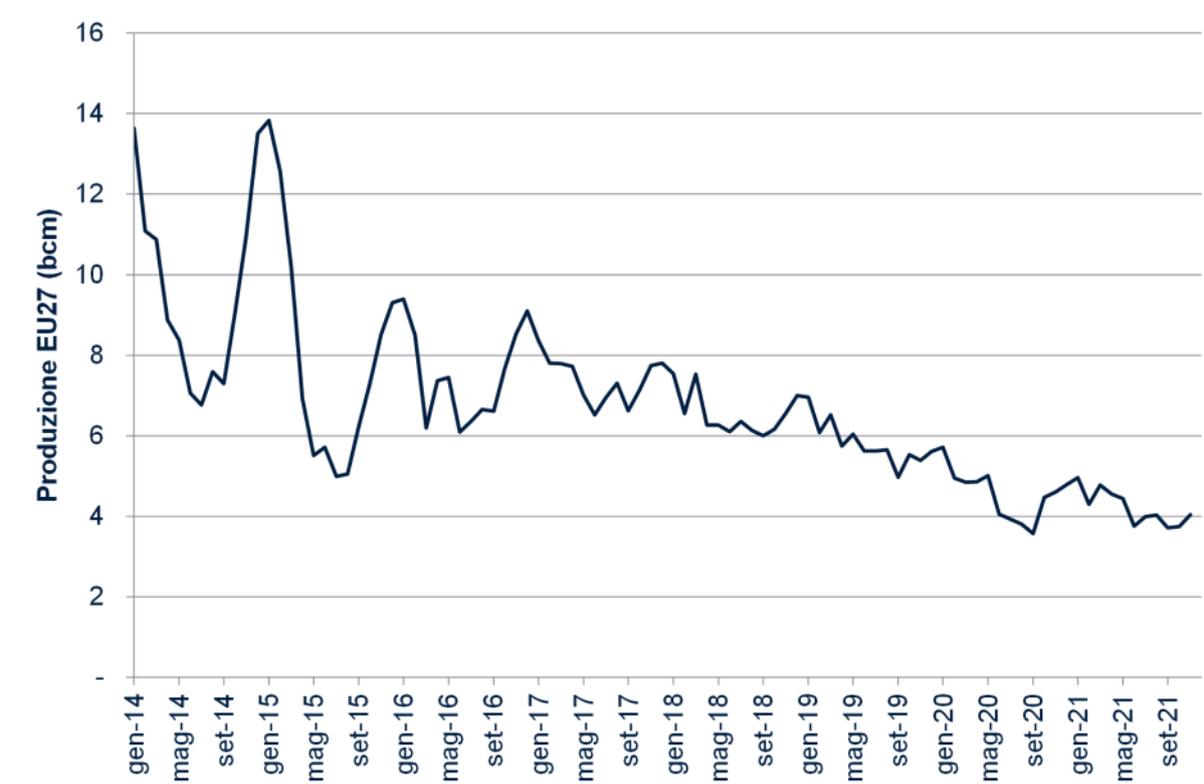
Fonte: elaborazione Oxera sulla base di IEA (2021), *World Energy Outlook 2021*, ottobre, p. 318. IEA (2022), *Gas market report Q1-2022 – gas market highlights 2021*, gennaio, p. 56. Dati Eurostat.

Dal lato dell'offerta la modifica strutturale più rilevante è rappresentata dalla flessione della produzione europea che in dieci anni è passata dal 10% al 5% della produzione mondiale ed è destinata a ridursi ulteriormente; all'inizio del 2014 la produzione europea era quasi tre volte quella attuale e copriva circa un terzo dei consumi. Di questa quota di produzione si sono "appropriate" in misura relativamente equilibrata le tre grandi aree produttrici (Nord America, Asia/Pacifico e Medio Oriente) ma non l'Eurasia (cioè la Russia e i paesi produttori dell'ex URSS) la cui quota invece è leggermente diminuita (cfr. tavola 3.2). È aumentata la dipendenza dalle importazioni di gas naturale, che nella prima metà del 2021 hanno coperto circa l'88% dei consumi europei.¹⁴ Inoltre, si sono ridotte le oscillazioni tra periodo estivo e invernale, indebolendo una leva di flessibilità di cui il mercato europeo aveva tratto giovamento in passato (cfr. Figura 3.1).

¹³ Si veda Yifei Li and Judith Shapiro, *China goes green: Coercive environmentalism for a troubled planet*, Polity Press, Medford, USA, 2020.

¹⁴ Commissione Europea (2021), *Quarterly Report on European gas markets. Market observatory for energy – Volume 14, second quarter of 2021*.

Figura 3.1 Produzione europea di gas naturale



Fonte: elaborazione Oxera su dati Eurostat.

Le maggiori riduzioni nella produzione sono attribuibili all'Olanda, dove l'estrazione dal giacimento di Groningen dovrebbe cessare entro metà del 2022 e alla Norvegia, per via di manutenzioni alle infrastrutture. Inoltre, la produzione è diminuita in Danimarca, dove ci sono stati dei ritardi nelle manutenzioni al giacimento di Tyra, che dovrebbe essere disponibile solo a partire dal 2023.¹⁵

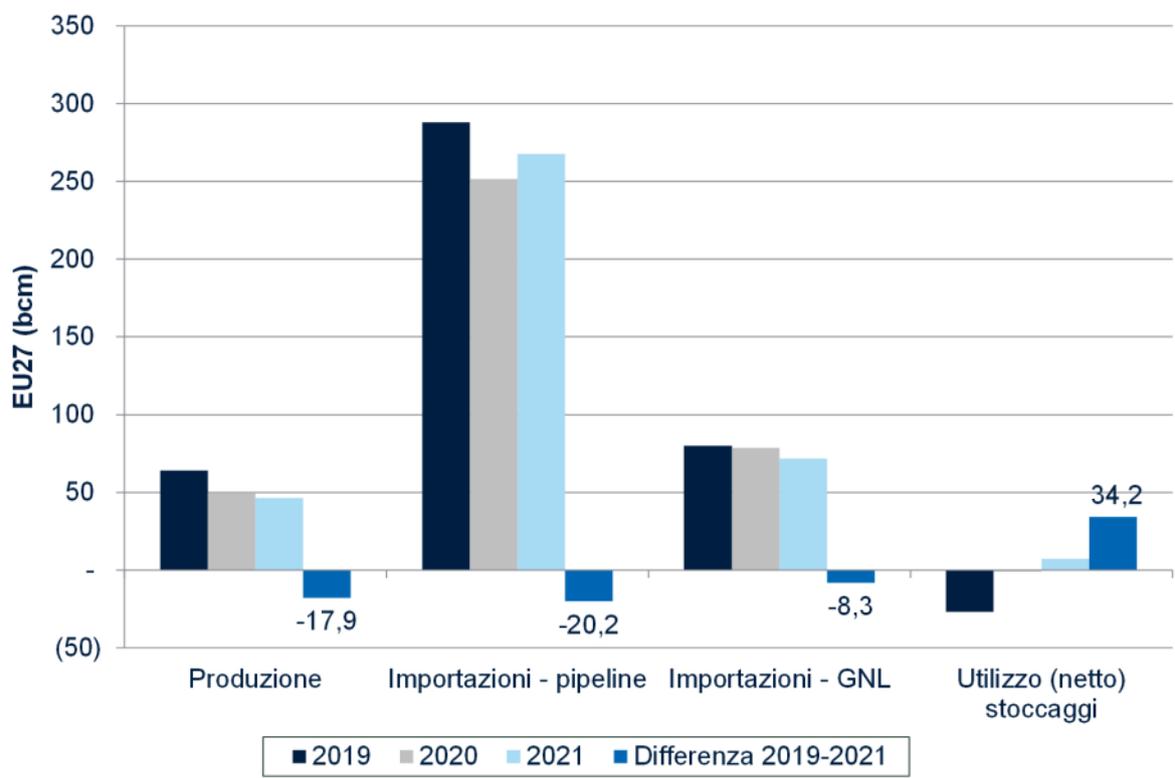
La contrazione della produzione europea nel 2021, ha aumentato la necessità di *import*, sia via *pipeline* che GNL. Come detto, questa riduzione non rappresenta un fenomeno transitorio. Secondo le stime della IEA, a seconda degli scenari, la produzione interna si ridurrà dagli attuali 55 bcm a 32-44 bcm nel 2030.¹⁶ Guardando ad es. allo scenario *Stated Policies*, la domanda di gas europea dovrebbe ridursi, di circa 10 bcm, tra il 2020 e il 2030, ma la riduzione della produzione sarà superiore (di circa 15 bcm). Per coprire il *gap* saranno quindi necessarie maggiori importazioni di GNL e via gasdotti, a fronte di una notevole crescita della domanda asiatica.

Le tendenze descritte si sono riflesse nel mercato europeo causando significativi cambiamenti nel *mix* di domanda e offerta tra 2019 e 2021, sintetizzati nella Figura 3.2.

¹⁵ Commissione Europea (2021), *Quarterly Report on European gas markets. Market observatory for energy – Volume 14, second quarter of 2021*.

¹⁶ IEA (2021), *World Energy Outlook 2021*, ottobre, p. 318. Anche ENTSO-G (negli scenari TYNDP 2020) prevede una forte riduzione della produzione di gas naturale (convenzionale) al 2030 e 2040, a fronte di una certa crescita nella produzione di biometano (con marcate differenze a seconda degli scenari). Cfr. *Ten Year Network Development Plan*. È attualmente in corso di consultazione il *Draft Scenario Report* per TYNDP 2022.

Figura 3.2 Andamento dell'offerta di gas – confronto 2019, 2020 e 2021 (periodo gennaio-novembre) – Unione Europea



Note: dati relativi al periodo gennaio-novembre. Nel caso degli stoccaggi, i dati aggregati a livello europeo includono anche il Regno Unito e sono stati convertiti da GWh/d in bcm usando il PCS (Potere Calorifico Superiore) fornito da Snam (39,4). Nell'utilizzo degli stoccaggi, il valore negativo indica immissioni nette, in quanto nel 2019 gli stoccaggi hanno assorbito l'eccesso di domanda. Fonte: elaborazione Oxera su dati Eurostat e GIE ALSI+.

In particolare:

- Sono diminuite (rispetto al 2019) le importazioni, sia via *pipeline* che di GNL. Per il gas che arriva attraverso le reti, le maggiori riduzioni di volumi sono attribuibili alla Russia e, in misura minore, a Regno Unito e Libia. Per quanto riguarda il GNL invece la riduzione è riconducibile a una maggiore concorrenza nel mercato internazionale, legato soprattutto alla maggiore domanda asiatica, e ai prezzi maggiormente attrattivi di quel mercato.
- È aumentato l'utilizzo degli stoccaggi, a seguito della riduzione delle importazioni di GNL e delle importazioni dalla Russia, nonché a seguito dell'inverno 2020-21 particolarmente freddo. Nel 2019 invece gli stoccaggi avevano assorbito l'eccesso di offerta di GNL, risultando quindi in livelli elevati all'inizio dell'inverno (riempimento medio di circa il 97% all'inizio di ottobre).¹⁷ Si osservano differenze tra i Paesi membri,¹⁸ e come notato anche da ACER, i paesi in cui il livello è maggiore sono quelli, come l'Italia, in cui le condizioni di accesso e

¹⁷ Dati GIE ALSI+.

¹⁸ All'inizio di ottobre il livello medio di riempimento degli stoccaggi europei era intorno al 76%, con alcuni Paesi su livelli più bassi, ad es. Austria (53%) e Olanda (58%), e altri più elevati, ad es. Polonia (96%), Francia (90%) e Italia (86%). Si veda ENTSG (2021), *ENTSG Winter supply outlook 2021/2022*, ottobre.

riempimento degli stoccaggi sono regolate.¹⁹ In Italia è infatti previsto un meccanismo di aste, con precise tempistiche e modalità di accesso al servizio di stoccaggio. Su questa base, tra i possibili strumenti per evitare il ripetersi di una situazione come quella dell'autunno 2021, è stato proposto di ricorrere ad acquisti comuni europei di gas (ad es. inclusa dalla Commissione nel *toolbox* tra le opzioni da approfondire) o di armonizzare i requisiti per lo stoccaggio di gas con un livello minimo di riempimento.²⁰ La possibilità di introdurre obbligazioni minime di riempimento è già contemplata nella regolazione europea e ripresa nel nuovo pacchetto gas, ma attualmente rimane una scelta dei Paesi membri o di gruppi di Paesi.²¹

3.2 Le importazioni di GNL

Merita un approfondimento l'analisi delle modifiche del mercato del GNL. In passato questa risorsa ha certamente contribuito alla *security of supply*, fornendo nuove possibilità di approvvigionamento, e ha aumentato la concorrenza mondiale dal lato dell'offerta. Ma, al tempo stesso, ha "posto in competizione la domanda a livello globale",²² facendo sì che il mercato europeo sia sempre più influenzato anche da *shock* e fattori che incidono su altri mercati, in particolare quello asiatico. E il GNL, scambiato in parte consistente sui mercati *spot*, va dove il profitto è maggiore.

Prima dello sviluppo della tecnologia GNL il trasporto del gas naturale avveniva unicamente tramite gasdotti, quindi il mercato era tipicamente regionale. Con lo sviluppo del GNL c'è stato un ampliamento del mercato geografico. Inizialmente, anche per l'elevato costo di trasporto, si erano sviluppate due aree distinte di scambio per il GNL, ovvero la regione dell'Asia e del Pacifico e il Bacino Atlantico (che includeva anche l'Europa), non in diretta concorrenza tra loro, almeno fino all'emergere e alla rapida crescita di fornitori in Medio Oriente, ad es. il Qatar, che hanno iniziato a servire entrambi i mercati.²³

All'inizio degli anni '90 il mercato del GNL era prevalentemente basato su contratti di lungo termine ma, anche grazie alle differenze di prezzo nelle diverse aree, i mercati di breve termine hanno registrato una rapida crescita.²⁴ Con l'aumentare degli scambi (il mercato ha conosciuto una rapida crescita, passando dai 140,5 bcm scambiati nel 2000 a circa il doppio nel 2010, per raggiungere 488 bcm nel 2020)²⁵ e lo sviluppo dei mercati *spot*, il mercato del GNL (e quindi del gas) è diventato sempre più globale; tuttavia, a differenza del petrolio, non si può ancora parlare di un unico prezzo armonizzato a livello mondiale. Infatti, nonostante una tendenziale convergenza dopo il 2013,

¹⁹ ACER (2021), *ACER's Preliminary Assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design. Main energy price drivers, outlook and key market characteristics*, novembre.

²⁰ Si veda ad es. CEPS (2021), *Is EU joint gas purchasing really a bad idea?*, ottobre.

²¹ Secondo la proposta della Commissione i Paesi membri devono assicurare un utilizzo efficiente delle infrastrutture gas esistenti, anche in ottica di sicurezza dei approvvigionamenti, ed è prevista, su base volontaria, la possibilità di coordinamento per l'introduzione di specifiche misure tra i Paesi interessati, a seguito di una analisi dei rischi comune. Si veda ad es. Commissione Europea (2021), *COM(2021) 804 final*, dicembre, articolo 7b.

²² ARERA (2021), *Relazione annuale dei servizi 2020*, p. 17.

²³ Si veda US Department of Energy, United States Energy Association (2017), *Global LNG Fundamentals*, ottobre. Si veda inoltre S. Mokhatab, J. Y. Mak, J. V. Valappil, D. A. Wood (2014), *Handbook of Liquefied Natural Gas*, capitolo 1.

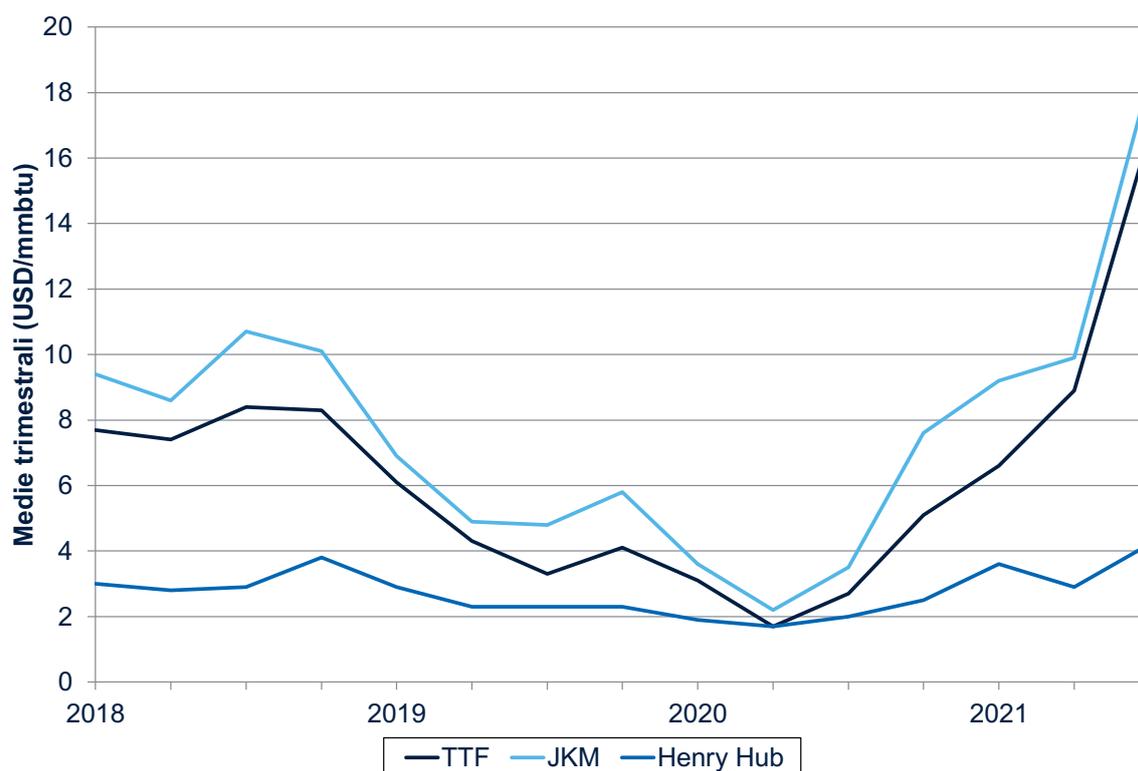
²⁴ Raggiungendo circa il 19% del mercato totale nel 2010, più del 25% nel 2011 e circa il 28% nel 2020. Si veda US Department of Energy, United States Energy Association (2017), *Global LNG Fundamentals*, ottobre. Si veda inoltre IEA (2021), *Spot and short-term LNG volumes in total trade, 2015-2020*, gennaio.

²⁵ Dati BP (2021), *bp statistical review of world energy*, luglio. Inoltre, si sono osservate modifiche sia lato offerta, dove nel corso degli anni Australia, Qatar e Stati Uniti hanno preso il posto di Indonesia, Algeria e Malesia come principali esportatori, che lato domanda, con il Giappone che è stato storicamente il principale Paese importatore (nel 2021 superato dalla Cina, la cui domanda è cresciuta in maniera esponenziale negli anni), e l'Asia/Pacifico che da sempre ha rappresentato il principale mercato di importazione, seguita dall'Europa.

soprattutto negli anni di relativa abbondanza di offerta, persistono differenze tra i tre mercati “regionali” (ovvero, il mercato asiatico, europeo e quello nord americano/bacino atlantico).

Più di recente, si è osservata una parziale convergenza tra i mercati con i differenziali che, pur rimanendo consistenti, si sono ridotti nel 2019, in particolare tra il TTF e i prezzi dei contratti di GNL in Giappone (ad es. indice JKM), e in misura più marcata nel 2020. Dopo la fase iniziale della pandemia i prezzi asiatici e quelli europei hanno ripreso a crescere, e l’assottigliarsi del differenziale tra i due (sceso ad es. a 2,6 USD/mmbtu alla fine del 2020 e a 1 USD/mmbtu nel secondo trimestre 2021) evidenzia come la domanda delle due aree geografiche sia stata in più diretta concorrenza (cfr. Figura 3.3).

Figura 3.3 Evoluzione dei prezzi medi del gas in diversi mercati



Note: JKM: *Japan Korea Marker*. Fonte: elaborazione Oxera su dati Commissione Europea, *Quarterly Report on European gas markets. Market observatory for energy*, anni vari.

Negli ultimi anni lo sviluppo del GNL ha fornito flessibilità al mercato europeo; nel 2019 e 2020, ad esempio, l’Europa ha assorbito il *surplus* di offerta di GNL a prezzi vantaggiosi. Nel 2021, a fronte di una crescente domanda soprattutto dai paesi asiatici, il meccanismo ha funzionato nella direzione opposta: le importazioni di GNL in Europa si sono ridotte, per “assorbire” gli sbilanciamenti tra domanda e offerta in quei mercati. Le importazioni europee di GNL sono quindi scese a circa 58 bcm nei primi nove mesi del 2021, rispetto ai 65 bcm dello stesso periodo del 2019,²⁶ a favore dei mercati asiatici, dove come visto il prezzo è tipicamente più alto, ed ha continuato ad aumentare.

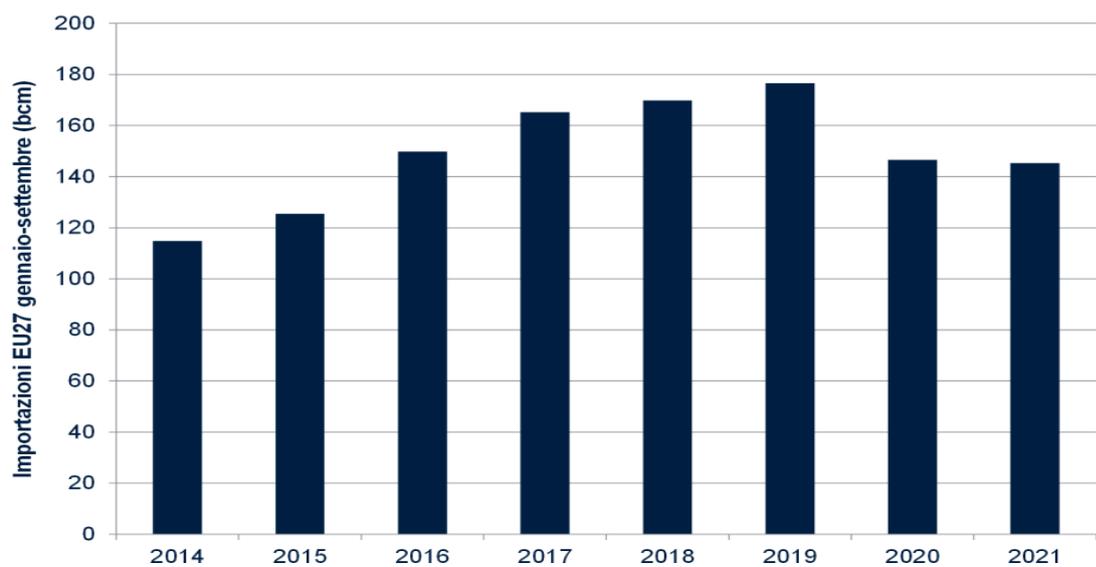
3.3 Le importazioni dalla Russia

Il 2021 è stato caratterizzato da minori esportazioni da parte della Russia, e in particolare di Gazprom, che rappresenta il principale fornitore di gas per l’Europa (cfr. Figura 3.4).

²⁶ Elaborazioni Oxera sulla base di dati Eurostat.

Secondo la nostra ricostruzione²⁷ la riduzione si è concentrata nel secondo semestre e ha interessato maggiormente il gasdotto che attraversa l'Ucraina, anche per le note tensioni a livello geopolitico, e sul gasdotto Yamal, che attraversa Bielorussia e Polonia. La principale via di importazione per l'Europa rimane il Nord Stream 1. Le importazioni attraverso il gasdotto Turk Stream, entrato in esercizio nel 2020, sono invece cresciute nell'ultimo anno, ma rappresentano una quota limitata delle importazioni dalla Russia (circa 7% nel Q2 2021).²⁸ Nel 2021 le minori importazioni dalla Russia e i minori carichi di GNL sono state solo in parte compensate da maggiori volumi importati da Algeria e Azerbaijan (attraverso la *Trans Adriatic Pipeline* – TAP – entrata in esercizio nel dicembre 2020).

Figura 3.4 Importazioni di gas da Russia, Ucraina e Bielorussia (periodo gennaio-novembre)



Note: periodo considerato per ciascun anno: gennaio-novembre. Fonte: elaborazione Oxera su dati Eurostat.

Le evidenze sul comportamento della Russia in questa fase congiunturale convergono nell'indicare un sostanziale rispetto da parte di Gazprom dei contratti in essere con i principali importatori europei ma anche il mancato aumento degli acquisti *spot* di capacità (sia sul gasdotto Yamal per dicembre sia sul gasdotto che attraversa l'Ucraina) che avrebbe potuto alleviare le tensioni sui mercati.²⁹

Alcuni hanno sostenuto che le scelte di Gazprom vanno interpretate anche alla luce della situazione estrattiva di quel paese e all'impoverimento del giacimento principale Nadym Pur Taz e agli

²⁷ I dati includono le importazioni da Russia, Bielorussia e Ucraina, forniti da Eurostat, tuttavia sia Bielorussia che Ucraina hanno una produzione nazionale di gas limitata. Eurostat riporta infatti i dati per paese 'Partner', tuttavia non è del tutto chiaro se questa definizione coincida o meno con il Paese di origine dei flussi di gas. Guardando i dati pubblicati direttamente da Gazprom si notano degli scostamenti nei volumi esportati. Una piena riconciliazione tra le due fonti non appare possibile, in quanto gli ultimi dati disponibili a livello di paese importatore di fronte Gazprom si riferiscono al primo semestre 2021. Da un confronto emerge come i flussi verso i Paesi europei siano di circa 85 bcm, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2020 (70,6 bcm), ma inferiori rispetto al 2019 (97 bcm), in linea con quanto emerge dai dati Eurostat. Inoltre, è utile sottolineare come sebbene dalle ultime stime di Gazprom, riferite al Q3 2021, le esportazioni verso "Europa e altro" risultino superiori agli anni precedenti, questo dato include la Turchia (che ha registrato un consistente aumento dei volumi), il Regno Unito e la Cina (dove i volumi sono in aumento).

²⁸ Commissione Europea (2021), Quarterly Report on European gas markets. Market observatory for energy – Volume 14, second quarter of 2021.

²⁹ Staffetta (2021), *Gazprom prenota meno capacità per l'export in novembre*, novembre.

investimenti necessari per valorizzare appieno i giacimenti nell'area estrema di Yamal.³⁰ Senza trascurare l'influenza di questo ordine di argomenti va tenuto presente che le scelte di Gazprom nella fornitura di gas all'Occidente riflettono anche decisioni politiche e che Mosca usa da tempo l'energia come strumento geopolitico. Dai tagli selettivi del gas naturale alla negoziazione di contratti a lungo termine con vantaggiose clausole *take or pay*, la Russia ha trascorso gran parte dell'ultimo decennio utilizzando le sue risorse energetiche nelle sue ambizioni di dividere l'Occidente e ritagliarsi una sfera di influenza negli stati periferici dell'ex Unione Sovietica (ha interrotto le forniture di gas naturale ai paesi filo-occidentali come l'Ucraina e offerto generosi sconti sui prezzi agli stati alleati come la Bielorussia) e anche fuori dei confini dell'ex URSS. Più recentemente, le sue politiche sono state dettate dalle rinnovate tensioni con l'Ucraina (che ha portato ad un utilizzo minimo del gasdotto che attraversa quel paese, e dai ritardi del processo di approvazione del Nord Stream 2), sfociate nella disastrosa invasione di quel paese. D'altra parte, si deve osservare che le modifiche nelle regole di indicizzazione, di cui si dirà tra breve, e in generale la politica energetica dell'UE finalizzata alla diversificazione delle importazioni dalla Russia e alla riduzione delle fonti fossili, hanno determinato, a partire dalla fine dello primo decennio degli anni duemila, uno scenario tendenzialmente meno favorevole per il gas russo.

Anche prima della tragica decisione di invadere militarmente l'Ucraina, il tipo di confronto con l'Occidente si era già modificato rispetto ai tempi dell'Unione Sovietica: la Russia ha puntato ad influenzare le alleanze (secondo alcuni commentatori la posta in gioco dal punto di vista geopolitico sarebbe stata quella di allontanare l'Europa dagli Stati Uniti e ad integrarla in misura crescente nell'Eurasia)³¹ e di conseguenza le scelte energetiche occidentali, come attestato da diverse prese di posizione ufficiali del presidente Putin.³² L'Occidente dal canto suo ha perseguito una politica energetica contraddittoria: da una lato ha avallato, fino all'ultimo stadio, anche per pressioni della Germania, la realizzazione del Nord Stream 2 che aumenta la dipendenza dal gas russo (nascondendosi dietro la giustificazione che si trattasse di un'iniziativa privata), salvo poi utilizzare l'autorizzazione ad operare per il gasdotto come strumento di pressione nella fase iniziale della crisi ucraina; dall'altro persegue il progetto della decarbonizzazione che di fatto determina un impoverimento della Russia (o richiede un oneroso riorientamento delle sue infrastrutture verso il mercato cinese).

Allo stato attuale si stanno definendo le coordinate lungo le quali si svilupperà la politica di approvvigionamento energetico dell'Europa. Anche se si dovesse tornare ad una situazione pre-24 febbraio, scenario peraltro assai poco probabile, è assai verosimile che la Russia metterà in atto politiche di oculato razionamento delle fonti fossili al fine di rallentare la transizione energetica dell'Europa, aumentare i costi dell'energia, indebolire le economie occidentali, influire sulle decisioni politiche degli stati confinanti e dell'UE. Il gas è da sempre una *political commodity* ma la combinazione delle acute tensioni Est-Ovest con l'obiettivo europeo di ridurre l'utilizzo delle fonti fossili nella produzione di energia solleva il rischio che questa caratteristica emerga più che in passato. Il che richiede un ripensamento della politica energetica che di fatto, fino ad oggi, ha fatto molto affidamento sui processi di mercato.

³⁰ Vitaly Yermakov, *Big Bounce: Russian gas amid market tightness - Key Takeaways for 2021 and Beyond*, The Oxford Institute for Energy Studies, settembre 2021

³¹ Hanna Hopko, *Putin's gas strategy pulls Europe away from the US and endangers Ukraine*, Europe's Gas Crisis and Russian Energy Politics: Experts Respond, Ukrainian Research Institute, Harvard University.

³² Putin ha sostenuto che il sistema energetico europeo è la fonte dei problemi attuali (l'Europa starebbe introducendo "systemic flaws" nel settore energetico; si veda Euractiv (2021), *Putin blames EU green policies for energy price spike*, 14 ottobre.

4 LE POLITICHE EUROPEE

4.1 La politica della concorrenza e lo sviluppo dei mercati

I fattori strutturali fin qui esaminati si inseriscono in un contesto in parte modellato dalle politiche adottate nel corso dell'ultimo ventennio dall'Unione Europea. La prima di queste politiche, almeno in ordine cronologico, che ha avuto un impatto sui recenti avvenimenti nel mercato del gas è la politica della concorrenza. La sua applicazione anche ai contratti di fornitura con la Russia ha infatti prodotto come esito un maggior ricorso ai contratti *spot*, a discapito di contratti di lungo termine che per lungo tempo sono stati la forma largamente prevalente di scambio. Per comprendere questa evoluzione, come vi abbia concorso la politica della concorrenza e gli effetti prodotti dobbiamo condurre una breve ricostruzione di alcuni fatti salienti.

Come noto la realizzazione di un mercato europeo dell'energia ha costituito uno dei fulcri dell'azione della Commissione e del Consiglio e la liberalizzazione dei mercati del gas, ancorché non sempre accolta benevolmente da alcuni paesi dell'Unione, ne è stato uno degli aspetti maggiormente caratterizzanti. In questo quadro, i contratti a lungo termine pur essendo ritenuti legittimi dal diritto dell'Unione,³³ sono stati sottoposti ad un severo scrutinio sia sotto il profilo regolatorio che sotto il profilo antitrust.

Secondo il paradigma competitivo che si è affermato nel primo decennio degli anni duemila, i comportamenti degli operatori dovrebbero essere coordinati da mercati liquidi e spessi; sulla base dei segnali di prezzo generati da mercati ben funzionanti – condizione questa necessaria per ridurre l'incertezza – le imprese prenderebbero le loro decisioni di investimento, anche se una struttura così disegnata si presta al rischio di pratiche escludenti. In un settore molto *capital intensive* come quello dell'energia la riduzione dell'incertezza è aspetto cruciale nel processo d'investimento.

Una politica che punta allo sviluppo dei mercati deve indebolire “la prospettiva monopolistica” dove integrazione verticale e impegni a lungo termine di carattere bilaterale sono il modo ottimale per strutturare i rapporti commerciali (proteggono dai rischi di domanda e dai rischi di prezzo) e garantiscono l'adeguatezza degli investimenti e delle forniture. Viceversa, lo sviluppo della concorrenza si alimenta di mercati all'ingrosso ben funzionanti che significano più trasparenza sulle condizioni di domanda e offerta e minore possibilità di esercitare il potere di mercato quando si negozia con operatori di più piccole dimensioni. Peraltro, la teoria economica non offre conclusioni certe sugli effetti in termini di benessere delle due diverse forme di organizzazione degli scambi per una *commodity* come il gas che richiede investimenti cospicui sia per la sua estrazione che per il trasporto dai luoghi di produzione a quelli di consumo.³⁴ Si tratta di risolvere il *trade-off* tra i guadagni di efficienza del contratto a lungo termine per i pochi attori del mercato e i potenziali effetti negativi sul benessere sociale derivanti dai mancati stimoli concorrenziali. *Trade-off* che dovrebbe trovare soluzioni variabili, al mutare delle circostanze e degli assetti strutturali dei mercati.

La Commissione, spinta dal convincimento che i contratti a lungo termine potessero rappresentare un ostacolo alla creazione di un mercato interno dell'energia e che, in alcune forme, non fossero compatibili con uno sviluppo della concorrenza nei mercati *downstream*, ha assunto, a partire dal primo decennio degli anni duemila, una serie di decisioni antitrust che hanno significativamente modificato alcuni accordi e di fatto vietato l'adozione di alcune clausole, quali ad es. le clausole di

³³ Si veda ad es. Commissione Europea (2007), *Antitrust: Commission increases competition in the Belgian gas market – frequently asked questions (see also IP/07/1487)*.

³⁴ A. de Hauteclocque, J. M. Glachant (2008) *Long-term Energy Supply Contracts in European Competition Policy: Fuzzy not Crazy*, MIT CEEPR 08-016.

destinazione o restrizioni territoriali alla vendita.³⁵ Queste clausole avevano infatti l'effetto di limitare la possibilità dell'importatore di rivendere il gas al di fuori di una certa area geografica, assicurando al produttore la possibilità di mantenere prezzi diversi in aree diverse, riducendo la liquidità del mercato. Diversa attenzione è stata posta sui contratti *downstream* (ovvero quelli tra gli importatori o venditori *wholesale* e i grandi consumatori industriali) e *upstream* (ovvero tra i produttori, spesso extra-UE, e gli importatori). In particolare, nel mercato *downstream* la Commissione si è concentrata maggiormente sui volumi e sulla durata dei contratti in essere,³⁶ oltre che sulle clausole dai possibili effetti anticoncorrenziali.³⁷ L'azione della Commissione traeva fondamento anche dai risultati dell'indagine di settore conclusasi nel 2007³⁸ che aveva riscontrato che il nuovo diritto di accesso e le regole di non discriminazione introdotte in Europa con il secondo pacchetto e volte ad aprire le reti di trasmissione ai nuovi entranti avevano avuto solo un effetto limitato. Emergeva da quell'indagine come le società del gas integrate verticalmente potevano ostacolare l'accesso alle infrastrutture utilizzando varie strategie di esclusione tra cui, appunto, la contrattualizzazione delle forniture per un arco di tempo molto lungo e/o l'introduzione di clausole di destinazione o del *right of first refusal*. La mancanza di capacità di trasporto disponibile, causata principalmente dalla presenza di *incumbent* verticalmente integrati, impediva ai concorrenti di guadagnare l'accesso ai gasdotti e rendeva difficile l'approvvigionamento nei mercati *upstream* da parte di nuovi operatori; il mercato *wholesale* era caratterizzato da un'elevata concentrazione e solo una piccola quota dei volumi veniva venduta sui mercati *spot*, tendenzialmente poco liquidi.

Di qui la politica di liberalizzazione perseguita con determinazione dalla Commissione e avallata dal Consiglio, il cui principio fondamentale, l'accesso di terzi, garantisce che l'utilizzo della capacità del gasdotto sia scollegato dalla "proprietà" del gas e che un fornitore non possa prenotare tutta la capacità del gasdotto. La revisione delle clausole più restrittive dei contratti a lungo termine e una regolazione della capacità secondo il modello *entry-exit*, adottato a partire dal 2011, sono stati gli strumenti fondamentali di questa politica. Ne è derivata, anche a causa della concomitante, graduale, minore intensità di capitale delle infrastrutture di trasporto³⁹, una crescita degli scambi sui mercati (i cosiddetti *hub*) e a una corrispondente riduzione delle negoziazioni bilaterali OTC: queste ultime erano, ancora all'inizio del 2014, circa il 72% degli scambi complessivi registrati sul TTF, di gran lunga il principale mercato europeo, per scendere a poco più del 60% alla fine del 2018 e a circa il 48% alla fine del 2021.⁴⁰

³⁵ Tra i casi più significativi si ricordano Gazprom/ENI, concluso nel 2003, GDF/ENEL e GDF/ENI nel 2004, Distrigaz nel 2007; si veda tra gli altri, Kim Talus (2011), *Vertical Natural Gas Transportation Capacity, Upstream Commodity Contracts and EU Competition Law*, Wolters Kluwer.

³⁶ Si vedano tra gli altri Gas Natural + Endesa, AT.37542 (2000) – Press Release IP/00/97 e Distrigaz COMP/B-1/37966 (2007).

³⁷ Si veda ad es. Gaz de France COMP/39.316 (2009) e E.ON AG AT.39317 (2009). Per maggiori dettagli si veda ad es. Kim Talus (2011), *Long-term natural gas contracts and antitrust law in the European Union and the United States*, in *Journal of World Energy Law and Business*.

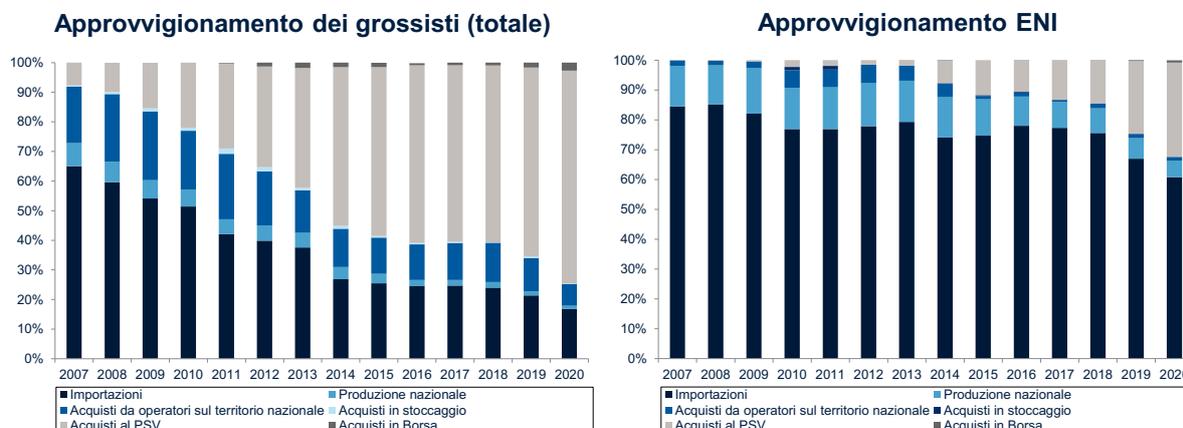
³⁸ Commissione Europea (2007), *DG COMP Report on Energy Sector Inquiry*, 10 gennaio.

³⁹ Come noto, un'elevata intensità di capitale aumenta, a parità di altre circostanze, il rischio di impresa e rappresenta uno dei motivi per preferire i contratti a lungo termine. L'intensità di capitale è diminuita sia per l'innovazione tecnologica sia per il progressivo deprezzamento delle reti di trasporto costruite nel corso dei decenni. Per la rilevanza di questo argomento per spiegare l'evoluzione dei mercati del gas si veda Chi Kong Chyong, *Challenges to the Future of European Single Market in Natural Gas*, "Cambridge Working Papers in Economics" n. 1918, 2019.

⁴⁰ Fonte: Commissione Europea, *Quarterly Report on European gas markets. Market observatory for energy*, anni vari.

Per quanto riguarda in particolare l'Italia, si può osservare come il ricorso ai contratti di lungo termine sia effettivamente diminuito nel corso degli anni a favore di maggiori acquisti al mercato a pronti italiano (PSV), ma rimanga la più importante fonte di approvvigionamento per ENI (cfr. figura 4.1).

Figura 4.1 Modalità di approvvigionamento dei grossisti in Italia



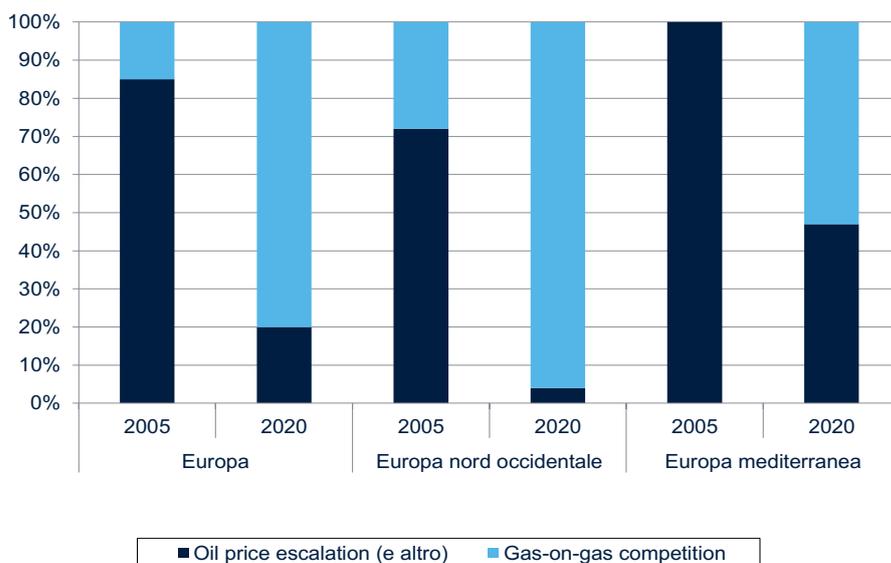
Fonte: elaborazione Oxera su dati ARERA (2008-2021), *Relazione annuale Stato dei servizi*.

Nel corso degli ultimi anni si sono modificate anche le regole di formazione del prezzo: gli scambi indicizzati, con diversi meccanismi, alle quotazioni *spot* del gas sono gradualmente cresciuti nel corso degli anni ed oggi rappresentano la quota di gran lunga prevalente (circa l'80% contro il 15% del 2005; cfr. figura 4.2). Questo cambiamento riflette in parte una scelta degli operatori e in parte un esito indiretto dello sviluppo degli *hub* spinto, come abbiamo visto, dalla politica della concorrenza. Altri fattori – quali l'eccesso di offerta di gas che tra il 2015 e il 2020 ha mantenuto prezzi più bassi di quelli indicizzati al petrolio e l'esito di numerosi arbitrati internazionali per rivedere le regole di indicizzazione dei contratti esistenti, aperti da un ricorso di Edison nel 2010 - hanno ulteriormente alimentato questa modalità di determinazione del prezzo.

La modifica delle regole di indicizzazione è stata una seconda ragione dell'aumento dell'esposizione degli operatori alle variazioni di prezzo - la prima essendo il minor peso dei contratti a lungo termine (o una minor durata di questi contratti) - dal momento che il mercato del petrolio, a cui in precedenza erano indicizzati i contratti, si presenta storicamente più stabile di quello del gas. Ad esempio, confrontando l'*European Crude dated Brent spot* e il TTF, la volatilità media del petrolio nel periodo 2010-2019 è stata intorno al 9,7%, rispetto a circa 12,2% del gas. Nel corso degli anni la volatilità è aumentata per entrambe le *commodity*, anche se in maniera più pronunciata per il gas e nel 2020-21 ha raggiunto valori molto elevati, rispettivamente il 40,5% e il 63,9%.⁴¹ L'indicizzazione al petrolio, anche attraverso l'utilizzo di medie mobili e un *lag* temporale per l'aggiornamento dei prezzi, avrebbe dunque consentito di smussare i picchi di prezzo che si sono registrati sui mercati *spot* nella recente fase congiunturale.

⁴¹ Volatilità calcolata come rapporto tra la deviazione standard dei prezzi in un determinato anno e la media. Elaborazioni Oxera su dati Bloomberg.

Figura 4.2 Meccanismi di formazione del prezzo del gas in Europa (2005 vs 2020)



Fonte: *Quarterly Report on European gas markets. Market observatory for energy – Volume 14, second quarter of 2021.*

In conclusione, il mercato ha offerto una debole protezione agli operatori nella recente congiuntura di mercato. Per il 2021 la IEA ha stimato le “perdite” derivanti dall’attuale struttura del mercato rispetto ad una dove fossero più frequenti i contratti indicizzati al petrolio in circa \$30 mld,⁴² ma si dovrà attendere la fine di questa fase di prezzi elevati per una “contabilità completa” della nuova organizzazione del mercato. D’altra parte, va ricordato come il duplice cambiamento (maggiore contrattazione a pronti e maggior peso dei prezzi *spot* nell’indicizzazione dei contratti, anche di lungo termine) si sia rivelato vantaggioso per i consumatori fino alla recente crisi, in quanto i prezzi *spot* sono stati relativamente bassi (la IEA ha quantificato il risparmio in circa \$70 mld tra il 2010 e il 2020⁴³).

Infine, negli anni è cambiata anche la struttura dei contratti a lungo termine, con una durata che, sebbene rimanga piuttosto lunga, si è ridotta rispetto al passato ed è aumentata la rilevanza dei contratti di minor durata (sotto i cinque anni), che in Italia sono passati da circa l’1,8% del totale nel 2002 a 11% nel 2010, fino a circa 20% nel 2019 e 22% nel 2020.⁴⁴ Guardando al mercato del GNL, da dati disponibili fino al 2018 si osserva una riduzione della durata media dei contratti, dai circa 18 anni del 2008 a circa 5/6 anni nel 2017, con una successiva ripresa nel 2018 (circa 13 anni).⁴⁵

Nel complesso appare difficile stabilire quanto la politica della Commissione di puntare sullo sviluppo dei mercati possa essere considerata una politica di successo. Oltre a quanto fin qui espresso c’è un ulteriore motivo di riserva: l’offerta di base continua ad essere garantita in buona parte “fuori mercato” con contratti bilaterali mentre negli *hub* si concentra lo scambio per coprire le punte. Di conseguenza, la maggior parte delle transazioni sono transazioni a pronti mentre la quota di contratti *forward* e *future* è rimasta relativamente bassa; secondo i dati ricostruiti da ACER i contratti con scadenza superiore ad un anno sul TTF, che è di gran lunga il più sviluppato dei mercati europei, sono

⁴² ACER (2021), *ACER’s Preliminary Assessment of Europe’s high energy prices and the current wholesale electricity market design. Main energy price drivers, outlook and key market characteristics*, novembre, p.8. Si veda anche A. Clò, op.cit.

⁴³ IEA (2021), *Despite short-term pain, the EU’s liberalised gas markets have brought long-term financial gains*, Commentary 22 ottobre.

⁴⁴ ARERA, *Relazione annuale Stato dei servizi*, anni vari.

⁴⁵ Shell, *Shell LNG Outlook 2019*.

meno del 10% dei volumi scambiati; le percentuali sono ancora minori negli altri *hub*.⁴⁶ E quando il mercato viene a dipendere molto dalle transazioni a pronti si può registrare una elevata volatilità dei prezzi (che viste le regole di indicizzazione si trasferisce anche sui contratti fuori mercato) a meno che non sia sempre disponibile un'offerta adeguata a fronteggiare i picchi di domanda. Questo nesso tra ampia disponibilità dell'offerta e un equilibrato andamento delle quotazioni sui mercati a pronti è una condizione rilevante considerato che, come dimostra la recente congiuntura, non è assicurata sempre e comunque.

Queste considerazioni ci portano al tema dell'efficienza dei mercati del gas, che è un punto cruciale per valutare l'effetto della politica europea del passaggio da un sistema basato sui contratti bilaterali ad uno basato sui mercati. Si tratta cioè di valutare se gli *hub* hanno raggiunto quella fase di maturità che risiederebbe proprio nella capacità di offerta di un ampio *range* di contratti *forward* e *futures* in grado di gestire il rischio prezzo.⁴⁷ Tema – quello dell'efficienza dei mercati - che sembra relativamente poco approfondito nella ricerca applicata. Secondo uno dei più recenti studi, i mercati europei, oltre ad un contenuto peso delle contrattazioni a termine, sembrano essere caratterizzati da costi di transazione non trascurabili - in particolare il mercato tedesco - e il processo di convergenza dei prezzi, nonostante abbia compiuto progressi significativi, non rispetta ancora la legge del prezzo unico tra i diversi mercati, soprattutto per quelli dell'Europa meridionale.⁴⁸ Per il futuro si dovrà vedere come gli operatori di mercato reagiranno alla lezione della crisi e se si svilupperà un mercato a termine più spesso.

4.2 Gli obiettivi della transizione energetica

Un secondo profilo che è destinato ad avere un impatto sulla transizione è la questione, anche sotto il profilo della comunicazione, degli obiettivi di riduzione delle emissioni.

In particolare, sembra non ricevere la necessaria attenzione il gap tra gli obiettivi di riduzione e di sviluppo delle energie rinnovabili e la concreta capacità di raggiungerli da parte dei paesi membri. In primo luogo, vi sono alcuni indizi che mostrano come la capacità rinnovabile installata in Europa non si stia rivelando sufficiente a limitare il ricorso al gas e della generazione elettrica a un numero contenuto di ore. Nel corso del 2021, nei principali Paesi da noi esaminati (Germania, Francia e Austria) il numero di ore con prezzo pari o inferiore a 0 €/MWh - che rappresenta un chiaro indicatore della capacità delle rinnovabili di soddisfare per intero la domanda in alcune ore del giorno - è all'incirca dimezzato rispetto al 2020;⁴⁹ in Italia non si sono registrate ore con il PUN pari a 0 €/MWh e comunque le fonti di energia rinnovabili (cd. FER) hanno rappresentato la tecnologia marginale solo nel 2-3% delle ore.⁵⁰

⁴⁶ Si veda ACER, *Market Monitoring Report*, anni vari. Da questo punto di vista non appare del tutto convincente la ricostruzione di Heather che propone un ranking dei diversi mercati basato sui numeri assoluti dei prodotti scambiati indipendentemente dalle dimensioni del mercato stesso. Anche nella ricostruzione di Heather, comunque, solo TTF e NBP (*National Balancing Point*) sono i mercati dove si registra un volume significativo di contratti *futures*. Si veda P.Heather, *European Traded Gas Hubs: the supremacy of TTF*, The Oxford Institute for Energy Studies, Maggio 2020.

⁴⁷ C. Iriello e M.Polo. [The development of gas hubs in Europe](#), "Energy Policy", 2015, vol. 84

⁴⁸ R. Garaffa, A. Szklo, A.F.P. Lucena, J.G. Feres, *Price Adjustments and Transaction Costs in the European Natural Gas Market*, "Energy Journal", 2019, vol. 40 n. 1

⁴⁹ Elaborazione Oxera su dati ENTSO-E, *Transparency Platform*.

⁵⁰ Elaborazione Oxera su dati GME. Il prezzo zonale è invece risultato pari a 0 in alcune ore del 2021 nella sola zona Sardegna (70h). Le FER risultano la tecnologia marginale in un massimo di 296 ore (su 8.760) nella zona Sardegna e un minimo di 59 ore nella zona Nord. Utile sottolineare come in una percentuale non marginale di ore (tra 14% e 25% a seconda delle zone di mercato), il GSE indica come tecnologia marginale il *market coupling* ("MC"), in quanto in quelle ore non è possibile identificare in modo univoco la tecnologia marginale.

Né lo sviluppo della capacità rinnovabile appare in linea con gli attuali obiettivi al 2030 che pure dovranno essere rivisti al rialzo alla luce della maggiore ambizione introdotta con il *Green Deal*. Se è vero che, secondo le ultime stime della *European Environment Agency*, nel complesso, l'UE è in linea con il target fissato al 2020 e solo Francia e Polonia sono distanti dai propri *target*,⁵¹ è altresì chiaro che l'attuale ritmo di crescita del parco rinnovabili difficilmente potrà consentire di raggiungere i target ambiziosi al 2030.

Nel caso dell'Italia, a fronte di una crescita media annua della capacità FER installata di circa 0,8 GW registrata negli ultimi anni, sarebbero necessari incrementi ben superiori (in un *range* tra circa 4 GW e 9 GW annui sulla base di proiezioni MiTE).⁵² La tavola 4.1 sintetizza il *gap* di capacità rinnovabile installata rispetto al 2030 per l'Italia.

Tavola 4.1 Confronto capacità rinnovabile installata e obiettivi al 2030 per l'Italia (GW)

Fonte	2020	2030 - PNIEC	2030 – Green Deal
FER non programmabili	33	72 (+39)	87 (+54)
• Solare	22	52 (+30)	65 (+43)
• Eolico	11	19 (+8)	23(+12)
FER programmabili	24	24 (-)	27 (+3)

Note: dati sulla ripartizione delle FER non programmabili tra solare e eolico da Terna, le variazioni per fonte al 2030 (scenario *Green Deal*) sono fornite dal MiSE. Fonte: elaborazioni Oxera su dati MiTE (2021), *Energia elettrica rinnovabile verso l'obiettivo UE del -55%: Strategia, caratteristiche e potenza disponibile nei nuovi meccanismi d'asta*. MiTE (2021), *X Commissione Industria al Senato – Strategia per il settore FER-E*, luglio. Terna (2021), *Rapporto Adeguatezza Italia 2021*, novembre.

Nel caso della Germania la capacità rinnovabile a partire dal 2013 è cresciuta in media di circa 6,5 GW l'anno, con punte anche superiori nel periodo precedente (dal 2009) e un massimo di +10,4 GW nel 2012.⁵³ Un ruolo importante per lo sviluppo delle FER, solare e eolico in primis, è stato svolto dal *Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG)*, principale strumento di supporto introdotto inizialmente nel 2000 e successivamente più volte modificato per rispondere ai cambiamenti del mercato. Tuttavia, i nuovi obiettivi, specie quelli formulati dalla nuova coalizione, appaiono ancora più ambiziosi e la nuova capacità FER installata ogni anno fino al 2020 dovrebbe essere superiore ai 7 GW (scenario PNIEC) o superiore ai 20 GW (scenario coalizione).

⁵¹ European Environment Agency (2021), *Share of energy consumption from renewable sources in Europe*, novembre.

⁵² Si assume una crescita della capacità più contenuta nei primi anni e via via crescente, fino a raggiungere un incremento annuo di circa 8,6 GW nel 2030 (+6,9 di solare e +1,7 di eolico). Si veda MiTE (2021), *X Commissione Industria al Senato – Strategia per il settore FER-E*, luglio. Elettricità Futura ha quantificato l'incremento in 8 GW medi annui; si veda Elettricità Futura (2021), *Audizioni periodiche ARERA 2021 – Contributo di Elettricità Futura*, novembre.

⁵³ Elaborazioni Oxera su dati Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz (2021), *Time series for the development of renewable energy sources in Germany*, settembre.

Tavola 4.2 Confronto capacità rinnovabile installata e obiettivi al 2030 per la Germania (GW)

Fonte	2020	2030 – PNIEC	2030 – EEG 2021	2030 – Accordo nuova coalizione
FER non programmabili	116	189 (+73)	191 (+75)	330 (+214)
• Eolico onshore	54	67-71 (+13/+17)	71 (+17)	~ 100 (+46) ¹
• Eolico offshore	8	20 (+12)	20 (+12)	30 (+22)
• Solare	54	98 (+44)	100 (+46)	200 (+146)

Note: Target 2030 – PNIEC, sulla base del PNIEC 2020, che riporta “target indicativi sulla base del *Climate Action Programme 2030*”.¹ Non si tratta di un target puntuale, ma di una stima in linea con l’obiettivo dell’80% della domanda coperto da fonti rinnovabili nel 2030. Si veda S&P Global (2021). Fonte: elaborazione Oxera sulla base di dati Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz (2021), *Time series for the development of renewable energy sources in Germany*, settembre. *Integrated National Energy and Climate Plan Germany. Renewable Energy Sources Act 2021 (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG 2021)*. S&P Global (2021), *German coalition plans for 480-540 TWh renewables by 2030 to exit coal*, novembre.

La difficoltà di raggiungere gli obiettivi dovrebbe indurre ad una certa prudenza nella chiusura degli impianti programmabili a cui alcuni paesi, almeno prima dell’invasione dell’Ucraina, sembravano invece voler procedere senza esitazione. Secondo alcuni commentatori, l’Europa già prima della crisi aveva scarsità di capacità “non rinnovabile”.⁵⁴ Invece, la risposta dei *policy makers* è stata di rivedere gli obiettivi rendendoli più ambiziosi (cfr. tavola 4.3) ma con profili temporali spostati in avanti (ad es. nel caso italiano l’obiettivo intermedio al 2030 è stato rivisto al rialzo, e si è prevista una crescita della capacità più contenuta nei primi anni e via via crescente, così che il maggiore sforzo è più concentrato negli anni più lontani).

Tavola 4.3 Revisione degli obiettivi europei

Area	Target 2030 (precedenti)	Target 2030 (Fit for 55)
Energie rinnovabili (percentuale sul consumo finale di energia)	Almeno 32%	40% ¹
Riduzione emissioni di CO2 (rispetto ai livelli del 1990)	40%	Almeno 55% ¹
Efficienza energetica (riduzione del consumo di energia finale)	Almeno 32,5%	36% ¹

Note: ¹ sulla base delle proposte della Commissione Europea, potrebbero subire variazioni nel corso dell’approvazione da parte di Parlamento e Consiglio. Fonte: elaborazione Oxera sulla base di Commissione Europea, *Realizzare il Green Deal europeo*.

È utile sottolineare come i nuovi target previsti nel *Green Deal* non siano ancora definitivi, ma rappresentino le proposte della Commissione Europea e potrebbero quindi ancora subire variazioni. Allo stesso modo, la trasposizione puntuale dei target di energia prodotta da FER per i vari Paesi in obiettivi di capacità installata non è ancora stata completata a livello nazionale (ad es. attraverso l’aggiornamento dei PNIEC – i Piani Nazionali Integrato per l’Energia e Clima). Il mutamento degli scenari di riferimento e la loro mancata compiuta definizione aumenta l’incertezza, come argomentaremo più avanti.

⁵⁴ D.Tabarelli (2022), *I costi dell’energia rendono inutili le regole di Bruxelles*, “Il Sole 24 Ore”, 7 gennaio.

In questo contesto, continuare ad evocare una maggiore efficacia delle politiche di decarbonizzazione come soluzione alla crescita dei prezzi, ignora le difficoltà che impediscono di raggiungere gli obiettivi. Difficoltà dovute in primo luogo alla lentezza dei processi autorizzativi che non riguardano solo l'Italia e su cui la stessa Commissione si propone di intervenire con un regolamento nell'estate del 2022.⁵⁵ Da questa sottovalutazione delle difficoltà deriva una scarsa consapevolezza – o comunque una consapevolezza oscillante come dimostra la recente vicenda della tassonomia – circa la necessità del ricorso alle fonti fossili e del sostegno agli investimenti necessari per far fronte ai picchi di domanda e ai problemi causati dall'intermittenza delle rinnovabili. Porre l'accento, nella comunicazione ai cittadini, che la transizione è un processo lungo e costoso sarebbe un messaggio completamente diverso da quello, dominante tra i *policy makers*, ma che astrae dai vincoli tecnologici e autorizzativi nonché dalle forze della domanda dei paesi asiatici, che i costi elevati sono soltanto la conseguenza di una transizione troppo lenta.

4.3 I tempi della politica europea

Se guardiamo alla politica della transizione energetica messa in campo dalla Commissione dalla prospettiva del livello di incertezza che genera negli operatori, non si può non osservare come il processo europeo di modifica e introduzione degli strumenti per raggiungere gli obiettivi di contenimento delle emissioni sia tipicamente lungo e complesso, dal momento che deve conciliare le posizioni e interessi di diversi soggetti coinvolti a più livelli (Commissione, Parlamento e Consiglio, e gli interessi, raramente convergenti, viste le diverse strutture produttive e i diversi sistemi energetici, dei Paesi membri).

Una breve ricostruzione dei fatti mette bene in luce “il problema dei tempi lunghi” dell'implementazione dei meccanismi e degli strumenti a supporto degli obiettivi. Rispetto agli obiettivi e alla *roadmap* del Green Deal presentata a dicembre 2019, in cui veniva fornita una lista delle principali azioni che sarebbero state intraprese, con indicazione di alcune tempistiche generali,⁵⁶ sono stati forniti ulteriori dettagli ed è iniziata una prima fase attuativa. Tuttavia, si è ancora lontani da una loro approvazione e la definizione puntuale potrebbe subire modifiche nel corso del processo legislativo.

In particolare, coerentemente con il Green Deal, a marzo del 2020 la Commissione aveva presentato la proposta legislativa per la *European Climate Law*, che prevede l'obiettivo per l'Unione Europea di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. La proposta di legge sul clima ha anche delineato una “*roadmap*” per raggiungere l'obiettivo, secondo la quale la Commissione avrebbe rivisto l'obiettivo di riduzione delle emissioni intermedio (al 2030), come effettivamente avvenuto a settembre 2020⁵⁷ e avrebbe formulato eventuali proposte di modifica degli strumenti entro giugno 2021 per rendere gli obiettivi conseguibili.

Le prime proposte sono state presentate il 14 luglio 2021, cioè 15 mesi dopo; vi hanno fatto seguito a dicembre quelle per decarbonizzare il mercato del gas. E, sebbene i principali strumenti di *policy* e le rispettive tempistiche siano state chiarite, rimane un sensibile *lag* temporale tra annunci, atti

⁵⁵ Si vedano le News della Commissione Europea del 18 gennaio 2022.

⁵⁶ Commissione Europea (2019), *COM (2019) 640 final. The European Green Deal*, Annex.

⁵⁷ Le principali misure e proposte legislative che compongono il *Fit for 55 package* e quindi gli strumenti a disposizione dell'UE per raggiungere i suoi obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e poi al 2050 includono: la revisione della direttiva sulle energie rinnovabili, della direttiva EU ETS e della direttiva su efficienza energetica (che includono target più ambiziosi nei rispettivi ambiti, e l'introduzione di un meccanismo separato di ETS per i settori del trasporto stradale e dell'edilizia), l'introduzione di un meccanismo di aggiustamento del carbonio alle frontiere per prevenire il fenomeno del *carbon leakage*, la revisione della direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici e il nuovo pacchetto gas e idrogeno, per decarbonizzare il settore del gas e ridurre le emissioni di metano.

normativi (direttive e regolamenti) e le effettive implementazioni che saranno adottate a livello nazionale. Questo processo è peraltro tipico della politica dell'energia dell'Unione, come si può vedere nella tavola 4.4 che ricostruisce i ritardi tra l'annuncio di alcune delle altre principali politiche e il recepimento nazionale (in Italia).

Tavola 4.4 Tempistiche di adozione e implementazione delle politiche di transizione energetica

Fase	Tassonomia	EU ETS revisione fase 4	EU ETS revisione	RED II
Annuncio	<ul style="list-style-type: none"> Marzo 2018, <i>Action plan on sustainable finance</i> Dicembre 2019, maggiore ambizione <i>Green Deal</i>¹ 	Gennaio 2014, <i>policy target 2030</i>	Dicembre 2019, <i>Green Deal</i>	Gennaio 2014, <i>policy target 2030</i>
Proposta della Commissione	<ul style="list-style-type: none"> Maggio 2018 (COM/2018/353) Febbraio 2022 (<i>complementary climate delegated act</i> su gas e nucleare) 	Luglio 2015 (COM/2015/337)	Luglio 2021 (COM 2021/551)	Novembre 2016 (COM/2016/767)
Atto normativo	<ul style="list-style-type: none"> Giugno 2020, Regolamento 852/2020 <i>Climate delegated Act</i> (aprile 2021) 	Febbraio 2018, Direttiva EU ETS (2018/410)		Dicembre 2018, RED II (2018/2001)
Implementazione nazionale	Automaticamente vincolante (in quanto regolamento)	2020 (recepimento, D. Lgs. 47/2020)		2021 (recepimento, D. Lgs. 199/2921)
Tempistiche	Applicazione dal 1 gennaio 2022 Applicazione dal 1 gennaio 2023 (gas e nucleare) ²	Avvio fase 4 dal 2021	Recepimento entro 31/12/2023	
Dettagli	<i>Complementary delegated act</i> (con dettagli, tra gli altri, su gas e nucleare), la cui proposta della Commissione è stata pubblicata a febbraio 2022	Fase 4: 2021-2030	Revisione e CBAM	<ul style="list-style-type: none"> Target vincolante al 2030 Luglio 2021 proposta RED III³

Note: ¹ L'avvio della tassonomia è precedente all'annuncio del *Green Deal*, ma sono state previste delle integrazioni e modifiche (attraverso il *Climate delegated act*, già adottato, e attraverso il *Complementary delegated act* su gas e nucleare adottato a febbraio 2022) alla luce delle maggiori ambizioni sugli obiettivi climatici. ² Una volta tradotto in tutte le lingue ufficiali, il *Complementary delegated act* verrà trasmesso a Parlamento e Consiglio che avranno quattro mesi (con possibile estensione a sei) per esaminare il documento e, eventualmente opporvisi. Se Parlamento e Consiglio non si opporranno all'atto nei termini previsti entrerà in vigore il 1 gennaio 2023. ³ Proposta di revisione *Renewable Energy Directive*, nell'ambito del *Fit for 55 package*. Fonte: elaborazione Oxera.

Emblematico è il caso della tassonomia, "progetto" avviato prima dell'annuncio del *Green Deal*, quando nel 2018 l'*action plan on financing sustainable growth*⁵⁸ aveva proposto la creazione di un sistema di classificazione unico per le attività "sostenibili". A giugno 2020 era stato quindi approvato il regolamento sulla tassonomia,⁵⁹ con una lista di attività considerate "sostenibili", specificando i criteri tecnici da rispettare. Alla luce della maggiore ambizione del *Green Deal*, sono state previste delle integrazioni al regolamento e, in particolare ad aprile 2021 è stato approvato un primo *delegated act on sustainable activities for climate change adaptation and mitigation objectives*.⁶⁰ Un *complementary delegated act*, con una valutazione sull'inclusione o meno tra gli investimenti

⁵⁸ Commissione Europea (2018), *COM(2018) 97 final. Communication from the Commission. Action Plan: financing sustainable growth*, marzo.

⁵⁹ Regolamento (UE) 2020/852 relativo all'istituzione di un quadro che favorisce gli investimenti sostenibili e recante modifica del regolamento (UE) 2019/2088, giugno.

⁶⁰ Commissione Europea (2021), *C(2021) 2800 final*, giugno. Approvato il 21 aprile e adottato ufficialmente il 4 giugno.

sostenibili del gas naturale e del nucleare è stato a lungo atteso e pubblicato il 2 febbraio 2022.⁶¹ In particolare, questo secondo documento, che prevede l'inclusione, tra le attività transitorie, di alcune attività legate sia al gas naturale che al nucleare, riconoscendo il loro ruolo nella transizione energetica e prevedendo specifiche condizioni per l'inclusione di questi investimenti, dovrà essere approvato dal Parlamento Europeo e dal Consiglio.

Tra gli altri strumenti la cui adozione si caratterizza per tempistiche molto lunghe, si segnala la fase 4 dell'EU ETS per il quale la proposta di revisione venne inizialmente annunciata nel corso del 2014, e per la quale sono trascorsi circa due anni e mezzo tra la presentazione della proposta della Commissione Europea e l'effettiva adozione al termine del processo di discussione con Parlamento e Consiglio. Allo stesso modo, la prima revisione della direttiva rinnovabili (RED II) è stata inizialmente annunciata nel 2014, nel corso della discussione dei *policy target* per il 2030, seguita dalla proposta di direttiva della Commissione nel 2016, approvata dopo circa due anni al termine del 2018, con un termine per il recepimento nazionale entro luglio del 2021. Al riguardo, è utile sottolineare che nello stesso periodo (luglio 2021), la Commissione ha presentato una ulteriore proposta di revisione della direttiva rinnovabili (RED III) alla luce dell'aumentata ambizione europea verso il raggiungimento della neutralità climatica.

Un altro aspetto che contribuisce a creare incertezza è il principio del *Do No Significant Harm* (DNSH) e in particolare la sua declinazione puntuale ai singoli progetti, che in alcuni passaggi rischia di compromettere o comunque rallentare il percorso di transizione e di riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030 e poi di neutralità climatica al 2050. Sebbene il principio del DNSH intenda assicurare che i progressi in un determinato obiettivo ambientale non devono essere conseguiti a spese di altri obiettivi, alcune prescrizioni più restrittive potrebbero contribuire ad aumentare l'incertezza per gli investimenti nel settore del gas, quali ad es. il principio secondo cui la valutazione dell'impatto ambientale negativo dovrebbe essere fatta in termini assoluti e non rispetto ad un'altra attività che si potrebbe sostituire (ad es. impianto a gas in sostituzione del carbone).⁶²

4.4 Gli effetti sugli investimenti

La revisione degli obiettivi, le modalità non sempre definite della loro implementazione, i ritardi autorizzativi generano incertezza negli operatori con un impatto sulle scelte di investimento. In particolare, se gli operatori ritengono che il governo attuerà una politica di contenimento delle emissioni ma non sono chiari la tempistica e gli strumenti per realizzare questo contenimento, e c'è la percezione che gli stessi obiettivi di lungo termine possano essere rivisti, le loro decisioni ne saranno certamente influenzate. Già una politica di riduzione delle emissioni abbassa di per sé il rendimento atteso degli investimenti nelle energie fossili rispetto a quelli nelle energie rinnovabili; se poi i contenuti di questa politica sono anche incerti l'effetto disincentivante sugli investimenti può risultare rafforzato.⁶³

Non è possibile stabilire quanto l'incertezza abbia influito sulle decisioni d'investimento e discriminare rispetto ad altre variabili che potrebbero aver influenzato le decisioni degli operatori. I dati indicano comunque una riduzione degli investimenti nel segmento *upstream* che si sono all'incirca dimezzati

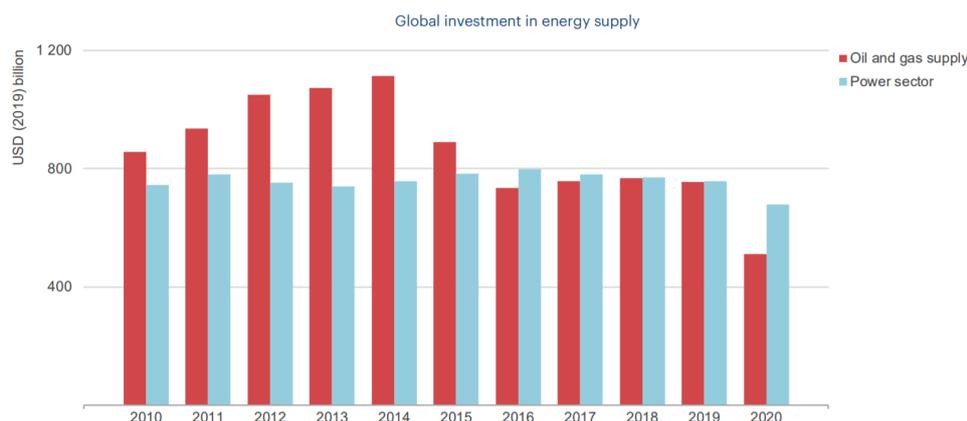
⁶¹ Si veda ad es. Commissione Europea (2022), *EU Taxonomy: Commission begins expert consultations on Complementary Delegated Act covering certain nuclear and gas activities*, Press Release, 1 gennaio. Si veda inoltre Commissione Europea (2022), *EU Taxonomy: Commission presents Complementary Climate Delegated Act to accelerate decarbonization*, Press Release, 2 febbraio.

⁶² Si veda De Vincenti, C. (2022), *Quando per non fare danni significativi si fanno guai maggiori*, Il Sole 24 Ore, gennaio. Si veda inoltre, De Vincenti, C. (2022), *The "do no significant harm" principle: two possible interpretations*, LUISS School of European Political Economy e Astrid, febbraio.

⁶³ S. Fried, K. Novan, W. B. Peterman, *The Macro Effects of Climate Policy Uncertainty*, Federal Reserve Bank of San Francisco Working Paper Series, Febbraio 2021.

rispetto alla spesa del 2014 (si veda Figura 4.3); inoltre, si è assistito ad uno spostamento verso operazioni e investimenti *brownfield*, piuttosto che verso nuove aree e progetti. Peraltro, hanno certamente concorso a questa riduzione anche l’impatto del COVID-19 nel 2020 e i bassi prezzi di gas e petrolio che hanno caratterizzato il mercato tra il 2014 e il 2015, che hanno reso questi investimenti meno convenienti e hanno portato numerosi operatori a rivedere i propri programmi di spesa. Sulla base degli ultimi dati disponibili, gli investimenti *upstream* nel settore del gas nel corso del 2021 sono risultati meno della metà di quanto richiesto dallo scenario IEA *Stated Policies* e anche più bassi (di circa il 12%) rispetto agli investimenti considerati necessari dallo scenario *Net Zero by 2050*, il più ambizioso in termini di velocità e “ampiezza” del processo di decarbonizzazione.⁶⁴

Figura 4.3 Investimenti nella produzione di gas naturale e petrolio (2010-2020)



Fonte: IEA (2020), World energy investment 2020.

Il Direttore Esecutivo della IEA, Birol, ha negato il nesso tra politiche per la decarbonizzazione e minori investimenti, sebbene abbia riconosciuto che la riduzione degli investimenti *nell’upstream* di petrolio e gas rientri tra le cause alla base dell’attuale aumento dei prezzi del gas. La riduzione degli investimenti sarebbe infatti principalmente da ricondurre al crollo dei prezzi delle *commodity* del 2014-2015 e, più di recente, del 2020. Birol sostiene piuttosto che politiche di decarbonizzazione più efficaci avrebbero potuto ridurre o mitigare gli effetti dei prezzi del gas.⁶⁵

Questo nesso tra maggiore efficacia delle politiche di decarbonizzazione e minore variabilità dei prezzi del gas appare poco argomentato, considerata la pressione della domanda che, come abbiamo documentato nelle pagine precedenti, non è destinata a ridursi nella prossima decade neanche negli scenari più sostenibili. Inoltre, da altre pubblicazioni della stessa IEA si evince che il gas (e in particolare la fornitura flessibile di gas) resterà essenziale nei prossimi dieci anni. In particolare, la modellazione oraria dettagliata della potenza mostra che, anche se l’uso di gas per la produzione di energia su base annua sarà inferiore del 10% nel 2030 rispetto al 2020, la domanda settimanale di picco sarà superiore del 15%.⁶⁶

In un altro studio del 2020, la IEA mostra come sotto due diversi scenari l’attuale produzione, senza investimenti in campi aggiuntivi, ma sostenuta da investimenti *upstream* nei campi esistenti, non sarebbe sufficiente a coprire la domanda. La IEA sottolinea infatti come la riduzione annuale della domanda è inferiore alla “perdita annuale di produzione” per petrolio e gas, pari a circa il 3,5%

⁶⁴ IEA (2022), *Gas market report, Q1-2022 including Gas Market Highlights 2021*, gennaio.

⁶⁵ IEA (2021), *Press conference on energy markets, COP26 outcomes & new IEA projects*, 24 novembre.

⁶⁶ IEA (2021), *Despite short-term pain, the EU’s liberalised gas markets have brought long-term financial gains*, Commentary 22 ottobre.

annuo.⁶⁷ Solo nel caso dello scenario *Net Zero by 2050*, sviluppato sempre dalla IEA, gli investimenti *upstream* nei giacimenti attuali e il completamento di alcuni progetti in corso di sviluppo e approvazione nel 2021 sarebbero sufficienti a coprire la domanda.⁶⁸

Il fabbisogno di investimenti addizionali nei fossili funzionali ad accompagnare la transizione energetica sembra poco compatibile con gli impegni che vanno assumendo istituzioni finanziarie e investitori. L'investimento sostenibile non è più una politica "*nice to have*", ma è diventata un ingrediente essenziale nella maggior parte dei portafogli degli investitori che hanno iniziato a ridurre sostanzialmente le loro esposizioni nei confronti dei produttori di energia da combustibili fossili e hanno reindirizzato il capitale verso alternative a basse emissioni di carbonio più accettabili dal punto di vista ambientale.⁶⁹ Le istituzioni finanziarie emanazione dei governi hanno assunto politiche particolarmente rigide: già alla fine del 2017 la *World Bank* ha dichiarato che a partire dal 2019 non avrebbe più finanziato nuovi progetti nel segmento *upstream* di gas e petrolio;⁷⁰ e anche la Banca Europea degli Investimenti (BEI) si è impegnata a non finanziare più progetti in combustibili fossili, incluse le infrastrutture gas, a partire dal 2022.⁷¹ Le istituzioni che si sono impegnate, a diversi livelli, a limitare i finanziamenti ai combustibili fossili sono ormai numerose (oltre 80 secondo l'*Institute for Energy Economics and Finance Analytics*).⁷² Gli stessi regolatori stanno ponendo una sempre maggiore attenzione ai temi ESG (*Environmental, Social and Corporate Governance*) e all'importanza di valutare e tenere in debita considerazione i rischi legati ai cambiamenti climatici e transizione energetica.⁷³ Gli orientamenti e le *policy* messe in atto nel settore finanziario contribuiscono a creare un contesto non favorevole all'investimento nel gas e rischiano non solo di aggravare l'incertezza ma di rendere problematico il reperimento delle risorse finanziarie.

⁶⁷ Questa stima è stata ottenuta sulla base del "tasso di declino naturale", costruito assumendo la prosecuzione di investimenti nei campi esistenti e tenendo in considerazione una serie di fattori quali maturità dei giacimenti, lontananza dal picco di produzione e giacimenti in corso di sviluppo che saranno presto operativi. La IEA distingue in particolare tra: i) tasso di declino naturale (*natural decline rate*, circa 7% annuo per il gas), ovvero la riduzione della produzione se ogni investimento *upstream* cessasse immediatamente, ii) il tasso di declino osservato *post-peak* (*observed post-peak decline rate*, circa 6,1 % annuo per il petrolio, ma le stime sono definite "simili" per il gas), più basso del declino naturale per via della prosecuzione di investimenti nei campi esistenti; iii) perdita annuale di produzione (circa 3,5% annuo per il gas), stimata sulla base delle due misure precedenti e tenendo in considerazione ulteriori dati sull'effettiva riduzione della produzione nei campi attuali. Si veda IEA (2020), *The oil and gas industry in energy transitions. Insights from IEA analysis*, gennaio, p. 80.

⁶⁸ Si veda ad es. IEA (2021), *World energy investment 2021*, giugno.

⁶⁹ Si veda l'intervento di Isabel Schnabel, Membro dell'Executive Board dell'ECB, *Looking through higher energy prices? Monetary policy and the green transition* al panel su "Climate and the Financial System" at the American Finance Association 2022 Virtual Annual Meeting.

⁷⁰ World Bank (2017), *World Bank Group Announcements at One Planet Summit, press release December 12, 2017*. Disponibile al seguente [link](#). Inoltre, la *World Bank* si riserva la possibilità di valutare investimenti nell'*upstream* gas o oil, in "circostanze eccezionali", per i soli paesi più poveri e nel caso in cui i benefici in termini di accesso all'energia siano chiari.

⁷¹ Banca Europea degli Investimenti (2019), *EU Bank launches ambitious new climate strategy and Energy Lending Policy*, novembre. Disponibile al seguente [link](#).

⁷² Institute for Energy Economics and Finance Analytics, *Finance is leaving oil and gas*, disponibile al seguente [link](#) (ultimo accesso dicembre 2021).

⁷³ In un report recente, l'*European Banking Authority* riconosce la necessità che i rischi ESG siano affrontati nelle strategie di *business* e inclusi nei sistemi di *governance* e di gestione del rischio, tenendo conto di eventuali impatti al fine di assicurare la resilienza dei modelli di *business* anche nel medio e lungo termine. European Banking Authority (2021), *EBA Report on management and supervision of ESG risks for credit institutions and investment firms*.

5 CONCLUSIONI

La recente vicenda dei mercati del gas, anche se inasprita dalla guerra, non è il frutto di alcuni eventi congiunturali, come oramai ampiamente riconosciuto. Si registra una convergenza di tre fattori strutturali che stanno venendo a maturazione e che sono destinati a permanere negli anni a venire.

Il primo su cui abbiamo richiamato l'attenzione è rappresentato dalla "via cinese alla transizione energetica", che vuol dire il passaggio dal carbone al gas nel paese che ha il prodotto interno lordo più elevato al mondo, una domanda di gas aggiuntiva di dimensioni notevolissime e la conseguente minore rilevanza dell'Europa dal lato della domanda. Il mercato europeo, già afflitto da una riduzione della propria produzione, è destinato a subire più che in passato la forza della domanda dei paesi asiatici, anche nelle forniture di GNL che tradizionalmente rappresentava una risorsa bilanciante dell'offerta.

Il secondo fattore è rappresentato dalla transizione energetica dell'Unione Europea ed i suoi effetti nelle relazioni geopolitiche con la Russia, il primo fornitore di gas dell'Europa: per i paesi proprietari di risorse fossili, la transizione energetica e le prospettive di società decarbonizzate significa un tendenziale impoverimento e quindi percepiscono la decarbonizzazione come un rischio per la loro stabilità socio-politica.⁷⁴ Come la tragica vicenda ucraina conferma, le tensioni tra l'Unione Europea e la Russia non sono destinate a riassorbirsi rapidamente, in un quadro di competizione Est-Ovest, profondamente diverso dal passato. Di fronte a queste tendenze, i contratti a lungo termine, non interamente indicizzati ai prezzi *spot*, per lungo tempo avversati dalla politica della concorrenza della Commissione, potrebbero svolgere la loro funzione di strumento "assicurativo".

Il terzo fattore, infine, è rappresentato dal gap tra obiettivi di riduzioni delle emissioni di CO₂ e aumento delle energie rinnovabili, sempre più ambiziosi e la debolezza dei meccanismi decisionali europei. Come noto sono meccanismi che richiedono tempi lunghi, comportano spesso revisione degli obiettivi e lunghe discussioni sugli strumenti (emblematica quella sulla tassonomia) e la cui implementazione è appesantita da principi di ambigua traduzione pratica (emblematico quello del *Do No Significant Harm*) e da significative strozzature nelle autorizzazioni amministrative. Nel complesso, una politica scarsamente compatibile con la necessità di dare segnali chiari ai mercati e di sostenere con investimenti adeguati la domanda di gas che almeno fino al 2030 dovrebbe oscillare, rispetto al 2021, tra la stabilità e l'incremento del 10% e nel 2050 ridursi appena del 5% nello scenario IEA *Announced Pledges*.⁷⁵

In questo quadro, non giova la politica messa in atto dalle istituzioni finanziarie di emanazione governativa (Banca Mondiale e BEI), di non finanziare i progetti nei combustibili fossili. È una scelta che altera i meccanismi del mercato finanziario; di norma, se sui mercati si percepisce un aumento dei rischi, in questo caso legati al relativamente breve orizzonte temporale di "vita residua" del gas, la reazione è attraverso lo strumento dei tassi d'interesse e delle garanzie piuttosto che il rifiuto del credito per decisione politica.

I tre fattori da noi indicati trovano l'Unione Europea particolarmente esposta, considerato il crescente impoverimento delle sue risorse energetiche, la struttura dei mercati incentrata sugli scambi a pronti e quindi per definizione molto volatile, un quadro regolatorio inadeguato in materia di obblighi sugli stoccaggi, a cui si sta in questo momento ponendo rimedio (con la Commissione che ha di recente proposto un obbligo di riempimento pari al 90% entro il 1 novembre di ciascun anno – ma ridotto a

⁷⁴ D. Buschle, , K. Westphal, *Challenge to Governance in the EU: Decarbonization and Energy Security*. European Energy Journal, 2019, 8(3-4).

⁷⁵ IEA (2021), *World Energy Outlook 2021*, ottobre, p. 318.

80% per il 2022 viste le tempistiche più ristrette, in aggiunta a dei target intermedi in determinati periodi dell'anno)⁷⁶ e di regole di scambio sui mercati.

Da ultimo, ai fini di una transizione ordinata resta fondamentale un diverso punto di equilibrio tra la natura economica del bene gas e il suo utilizzo politico. La vicenda ucraina sta mettendo in piena luce il carattere di *political commodity* del gas e la necessità che il disegno dei mercati accompagni e non ignori questo aspetto. Sono stati invece significativi i segni di contraddittorietà della politica europea: si sono promossi gli scambi sui mercati e poi si è ricorso, già prima dell'invasione, alla sospensione della certificazione del Nord Stream 2 da parte della Bundesnetzagentur (BNetzA);⁷⁷ si è recriminato che Gazprom non sfruttasse i differenziali di prezzo fornendo tutto il gas necessario all'Europa e si è sbandierata una politica di riduzione delle fonti fossili. Lo scenario futuro sarà completamente diverso ma è auspicabile la ricerca di una maggiore coerenza tra le diverse dimensioni della politica energetica.

⁷⁶ Commissione Europea (2022), *COM(2022) 135 final. Proposal for a regulation on gas storage*, 22 marzo.

⁷⁷ Si veda ad es. Bundesnetzagentur (2021), *Certification of Nord Stream 2 suspended*, 11 novembre.