

# I prezzi dell'energia elettrica: nodi strutturali e questioni aperte

di Chiara Belforti\*, Alfredo Macchiati\*\*, Rebecca Vitelli\*

## 1. Introduzione

Il prezzo dell'energia elettrica rappresenta un significativo svantaggio competitivo sia per l'Unione europea nel suo complesso rispetto alle altre grandi aree economiche sia per l'Italia rispetto agli altri Paesi europei.

Il differenziale di prezzo dell'energia elettrica tra l'Unione europea, gli Stati Uniti e la Cina si è notevolmente ampliato rispetto al periodo precedente la crisi ucraina. Prima del 2022, i prezzi al dettaglio dell'elettricità per i consumatori industriali nell'UE erano già più alti di quelli negli Stati Uniti di circa il 60-70%, mentre si mantenevano più o meno allo stesso livello di quelli cinesi, sebbene in quest'ultimo caso il divario avesse già cominciato ad ampliarsi a partire dal 2019. Il differenziale si è poi aperto in modo molto marcato: i prezzi europei sono oggi tra il doppio e il triplo di quelli americani e cinesi, che risultano tra loro piuttosto allineati per gli utenti industriali.<sup>1</sup>

Le differenze di prezzo sono sensibili anche all'interno dell'Europa: nel 2025 il prezzo dell'elettricità in Italia era di circa 116 €/MWh, in Germania di 89 €/MWh, in Spagna 65 €/MWh e in Francia di 61 €/MWh (si veda Figura 1)

---

\* Oxera Consulting; \*\* Oxera Consulting e Università Luiss

<sup>1</sup> Commissione europea (2025), *Quarterly report on European electricity markets. Market Observatory for Energy. DG Energy, Volume 18, second quarter of 2025*, pag. 23.

**Figura 1 Prezzo wholesale dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima nel 2025 (€/MWh)**

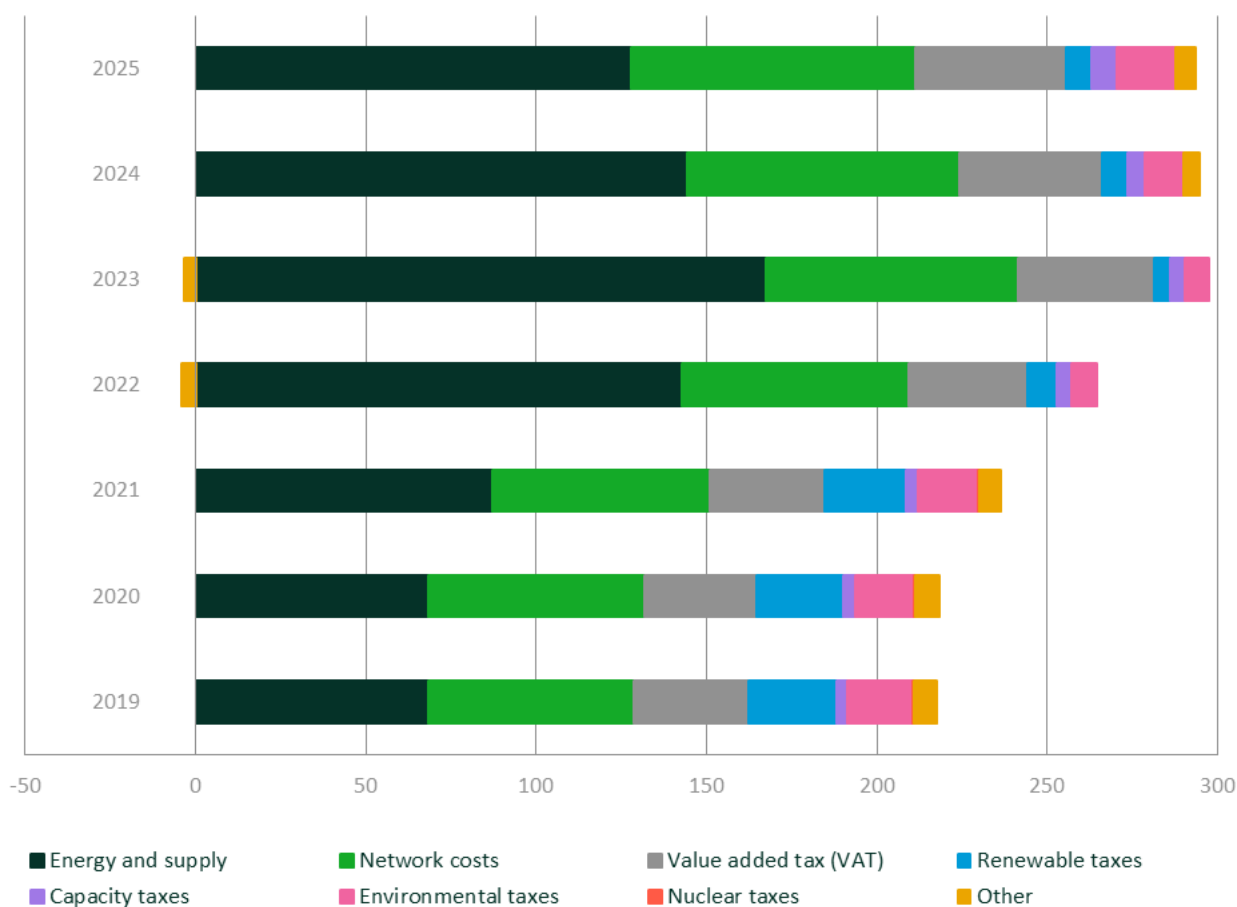


Nota: I prezzi sono calcolati come media semplice dei prezzi orari sul mercato del giorno prima. Per la Danimarca è riportato il dato relativo alla zona di mercato DK1, per la Svezia quello della zona di mercato SE4 e per la Norvegia quello della zona di mercato NO2.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati [GME](#), [SMARD](#) ed [ENTSO-E Transparency platform](#) (ultimo accesso 22 aprile 2026).

In questa nota esamineremo i principali *driver* alla base della crescita che negli ultimi anni ha interessato i prezzi dell'energia elettrica in Italia e nell'Unione Europea: il prezzo del gas, gli oneri generali di sistema, i costi della CO<sub>2</sub>, lo sviluppo delle reti e il disegno di mercato. Pur esaminando alcune delle misure di *policy* oggetto di recente discussione e/o introduzione, questo lavoro non mira a individuare gli interventi più appropriati per contenere i prezzi dell'energia elettrica che potranno essere oggetto di separati approfondimenti.

Come mostrato nella Figura 2, la scomposizione della bolletta elettrica offre una prima indicazione della rilevanza di ciascun *driver*.

**Figura 2** Le componenti del prezzo dell'energia elettrica, utenti domestici UE-27 (€/MWh)

Nota: I dati sono relativi alla fascia "all bands", disponibili sul sito di Eurostat, che rappresenta i prezzi unitari dell'energia elettrica calcolati come media ponderata di tutte le fasce di consumo di utenti domestici.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Eurostat ([nrg\\_pc\\_204\\_c](#)) (ultimo accesso 28 aprile 2026).

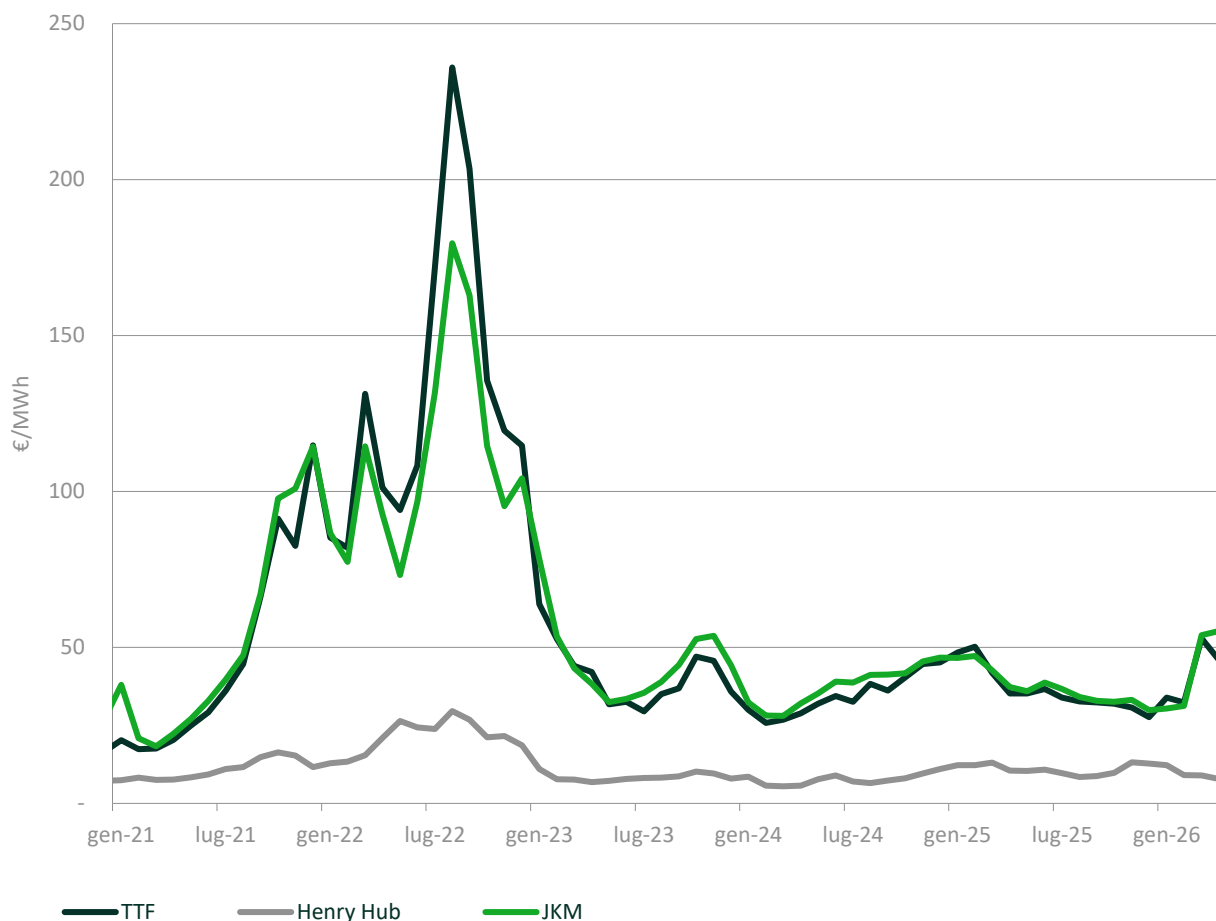
I prezzi medi dell'elettricità per i consumatori domestici nell'UE-27 sono passati da circa 217 €/MWh nel 2019 a circa 293 €/MWh nel 2025, un incremento di circa il 35%. Tale aumento è riconducibile principalmente alla componente *energy and supply*, cresciuta dell'86% nello stesso periodo, a fronte di un +39% relativo ai costi legati alle infrastrutture di rete (*network costs*) e di un +31% legato all'imposta sul valore aggiunto (IVA); solo parzialmente compensato da una diminuzione del 31% delle diverse componenti di oneri di sistema. L'Italia, con circa 351 €/MWh nel 2025, si colloca sensibilmente al di sopra della media UE-27, con una componente *energy and supply* particolarmente elevata (197 €/MWh contro 128 €/MWh della media UE) ma costi di rete ben più contenuti (59 €/MWh contro 84 €/MWh).

Su diversi fattori di crescita del prezzo è intervenuto recentemente il governo italiano con il cosiddetto DL Bollette, poi convertito in legge (Legge n. 49/2026); nella trattazione troverà quindi spazio un esame sintetico delle misure del governo e dei loro possibili effetti.

## 2. Il fattore gas

Il differenziale dei prezzi dell'energia elettrica tra Europa, Asia-Pacifico e USA risente del differenziale nei prezzi del gas.

**Figura 3** Confronto tra prezzo del gas in Europa, Stati Uniti e Asia Pacifico (2021-2026)



Nota: TTF indica *Title Transfer Facility*, il principale *hub* europeo del gas; HH indica Henry Hub, l'*hub* statunitense del gas; JKM indica *Japan Korea Marker*, il *benchmark* del gas per la regione dell'Asia e del Pacifico. È stato utilizzato un fattore di conversione pari a 1 MMBtu = 0,293 MWh.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Bloomberg fino al 17 aprile 2026 per i prezzi del gas e della [Banca Centrale Europea](#) per la conversione tra EUR e USD (ultimo accesso 17 aprile 2026).

Il divario nei prezzi del gas è riconducibile a due fattori, esterni alla transizione energetica: la straordinaria crescita della disponibilità a costi contenuti dello *shale gas* negli Stati Uniti e l'aumento del prezzo del gas importato e utilizzato in Europa, a seguito della crisi ucraina e, più di recente, di quella iraniana. Il risultato è che negli ultimi due anni il prezzo del gas in Europa è stato tra tre e quattro volte superiore a quello degli Stati Uniti (si veda la Figura 3). Questo aumento rappresenta una

discontinuità storica, dal momento che il prezzo del gas in Europa aveva mantenuto un andamento sostanzialmente contenuto e relativamente stabile per diversi decenni.<sup>2</sup>

Il differenziale nei prezzi del gas all'ingrosso si trasferisce sul costo dell'energia elettrica con un effetto moltiplicativo sul *bid* degli impianti termoelettrici a gas nel mercato *wholesale* e – dato il meccanismo del *system marginal price* – sul prezzo di mercato. Sono infatti necessari circa due MWh di gas per generare un MWh di elettricità: quindi se il prezzo di un MWh di gas aumenta, ad esempio, di 10 euro, il costo di produzione di energia elettrica da un impianto a gas aumenta di circa 20 euro per MWh.

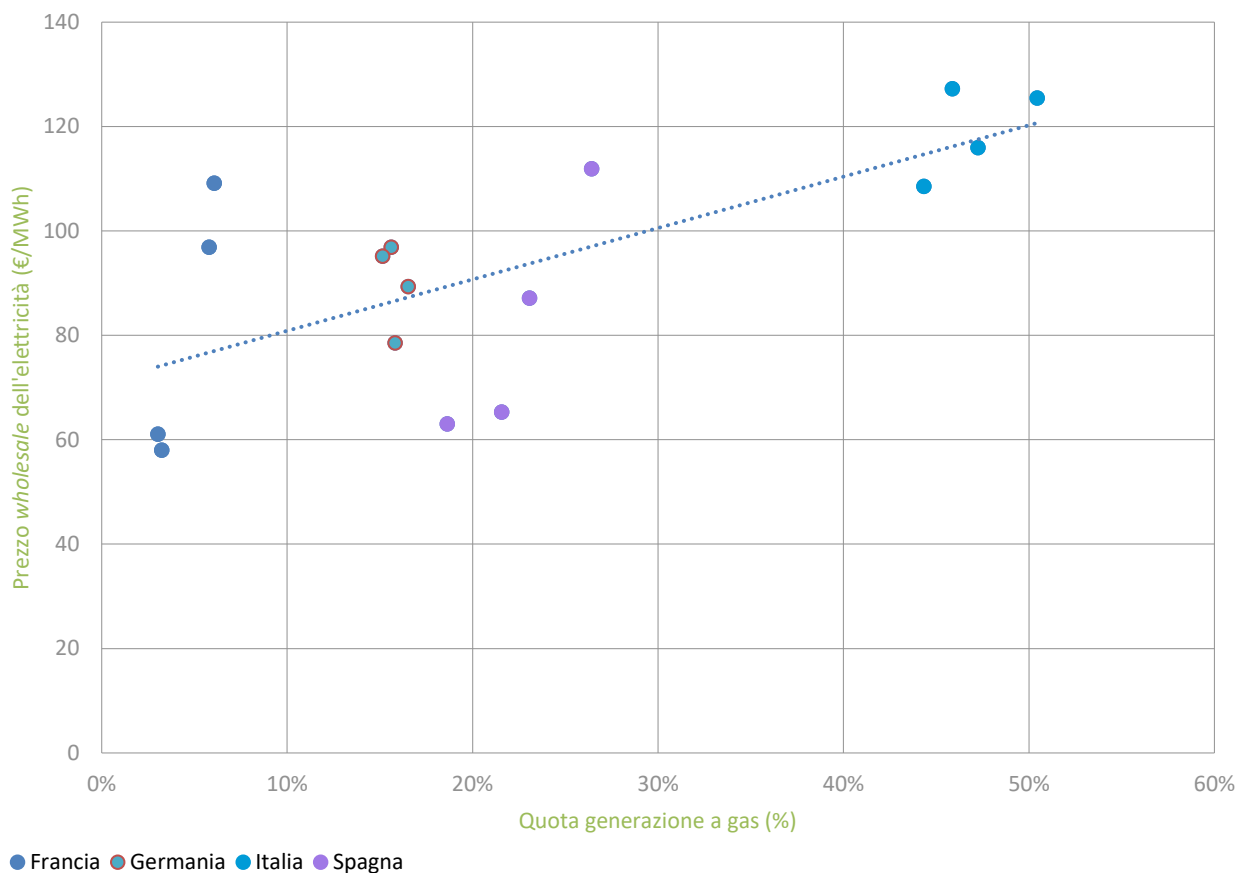
Naturalmente, maggiore è il peso della fonte gas nel *mix* di generazione – ovvero, a parità di altre condizioni, maggiore è il numero di ore in cui il gas è la tecnologia che determina il prezzo – maggiore è l'impatto sul prezzo dell'elettricità. Il *mix* di generazione è quindi il primo fattore da considerare per spiegare le notevoli differenze di prezzo all'interno dell'UE.

La **Errore. Non è stato specificato un nome segnalibro.** illustra questa relazione per quattro dei principali Paesi europei in alcuni anni recenti: nel complesso, a una quota più alta di gas nel *mix* di generazione tende a corrispondere un prezzo *wholesale* più elevato. La Francia, con una quota intorno al 3-6%, registra prezzi più contenuti, mentre in Italia, dove il gas rappresenta tra il 44% e il 50% della generazione elettrica, i prezzi risultano sensibilmente più elevati. Il prezzo *wholesale* è naturalmente influenzato da numerosi altri fattori, ma il grafico offre un'indicazione di come il *mix* di generazione contribuisca alle differenze di prezzo osservate all'interno dell'UE.

---

<sup>2</sup> Si veda ad es. World Bank Group (2025), [World Bank Commodities Price Data \(The Pink Sheet\)](#), marzo.

**Figura 4** Quota di energia elettrica prodotta da impianti a gas e prezzo wholesale (€/MWh) nel 2021, 2023-2025



Nota: Nel grafico sono presentati i valori medi annuali del prezzo sul mercato del giorno prima dal 2021 al 2025. Il 2022 è escluso dall'analisi in quanto i prezzi *wholesale* eccezionalmente elevati registrati in quell'anno rappresentano degli *outlier* e avrebbero potuto distorcere la rappresentazione. Fonte: Elaborazione Oxera su dati [EMBER](#) per la generazione elettrica per fonte e [GME](#) per i prezzi *wholesale* dell'energia elettrica (ultimo accesso 28 aprile 2026).

La dipendenza dal gas non è ovviamente un dato imm modificabile: da questo punto di vista altri Paesi europei hanno fatto progressi maggiori dell'Italia: se consideriamo i rispettivi punti di partenza, dal 2000 al 2025 la generazione rinnovabile – includendo anche la produzione idroelettrica – in Italia è passata dal coprire circa il 16% della domanda elettrica a circa il 41%, contro una crescita da circa il 6% al 57% in Germania, da circa il 15% al 58% in Spagna, da circa il 2% al 31% in Polonia e, su valori inferiori, da circa il 15% al 31% in Francia per via del ruolo del nucleare.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Elaborazione Oxera su dati [EMBER](#) per la generazione elettrica (ultimo accesso 28 aprile 2026).

**Tabella 1** Quota di generazione rinnovabile rispetto alla domanda elettrica (%)

	Inclusa produzione idroelettrica		Esclusa produzione idroelettrica	
	2000	2025	2000	2025
<b>Italia</b>	16	41	2	28
<b>Francia</b>	15	31	1	19
<b>Germania</b>	6	57	2	53
<b>Spagna</b>	15	58	3	47
<b>Polonia</b>	2	31	0	30

Nota: La generazione rinnovabile include la produzione elettrica da fonte solare, eolica, bioenergie, altre rinnovabili e, nel primo caso (sezione “inclusa produzione idroelettrica”) idroelettrica.

Fonte: Elaborazione Oxera [EMBER](#) per la generazione elettrica (ultimo accesso 28 aprile 2026).

Oltre all'*electricity mix*, vi è un altro elemento da considerare, seppure di minor rilievo: il prezzo registrato sul principale *hub* europeo, ovvero il *Title Transfer Facility* (TTF) olandese non coincide con il prezzo che si paga in Italia (al c.d. Punto di Scambio Virtuale, o PSV). Negli ultimi due anni, tra aprile 2024 e aprile 2026, lo *spread* tra PSV e TTF è stato mediamente del 6%, ovvero 2,1 €/MWh (considerando gli anni completi, lo *spread* medio è stato del 4% nel 2024, pari a 1,3 €/MWh, e del 6% nel 2025, pari a 1,9 €/MWh). Tuttavia, nello stesso periodo, il prezzo del gas sulla borsa italiana ha raggiunto picchi risultando fino al 14% superiore al TTF negli ultimi due anni, pari a circa 5,5 €/MWh.<sup>4</sup>

Il confronto con gli altri *hub* europei mostra che i premi rispetto al TTF non riguardano solo l'Italia: l'Agenzia dell'UE per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) li rileva anche in altri mercati centro-orientali, collegandoli più esplicitamente alla necessità di attrarre gas da ovest o tramite carichi *spot* di gas naturale liquefatto (GNL) vista la riduzione delle forniture russe, nonché ai relativi *bottleneck* infrastrutturali e ai costi di trasporto.<sup>5</sup> Al tempo stesso, alcuni *hub* registrano quotazioni inferiori a quelle del TTF: dagli ultimi dati ACER, per l'inverno 2025/2026 è stato

<sup>4</sup> Elaborazione Oxera su dati Bloomberg fino al 17 aprile 2026.

<sup>5</sup> Si veda ACER (2026), [Key developments in European gas wholesale markets. Gas winter season 2025-2026](#), 23 aprile, pagg. 27-29. Si veda anche ACER (2025), [Key developments in European gas wholesale markets. Gas winter season 2024-2025. 2025 Monitoring Report](#), 16 aprile, pagg. 6-7. Si veda inoltre ACER (2025), [Key developments in European gas wholesale markets. Q3 2025. 2025 Market Monitoring Report](#), 27 ottobre, pagg. 13-14. ACER (2024), [Key developments in European gas wholesale markets. 2024 Market Monitoring Report](#), 20 marzo, pagg. 8-9.

questo il caso degli *hub* francese (*Point d'Échange de Gaz*, PEG), spagnolo (*Punto Virtual de Balance*, PVB) e, in misura minore, belga (*Zeebrugge Trading Point*, ZTP).<sup>6</sup> Per l'Italia, la differenza rispetto al TTF è dovuta solo in una parte minima al costo del trasporto. Negli ultimi due anni, infatti, poco gas è entrato in Italia dai gasdotti che attraversano le Alpi.<sup>7</sup> Non si può dunque evocare l'effetto *pancaking*, cioè la stratificazione delle tariffe di trasporto quando il gas attraversa più Paesi prima di entrare in Italia, se non in misura limitata. L'ipotesi più plausibile è che il gas che proviene dal Mare del Nord sia una sorta di "gas marginale" che determina il prezzo di riferimento, al quale gli *shipper* che utilizzano altre vie di approvvigionamento tendono ad adeguarsi.

In questo contesto, il governo italiano è intervenuto con il DL Bollette, proprio con l'obiettivo di chiudere lo *spread* tra PSV e TTF. In particolare, una specifica misura prevede che operatori selezionati tramite procedure competitive offrano determinati volumi giornalieri di gas sul mercato italiano a un prezzo ancorato al TTF, maggiorato di un corrispettivo determinato da ciascun operatore, entro un valore massimo stabilito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). In cambio, questi operatori ricevono un premio economico, determinato in esito alle procedure competitive, per garantire maggiore liquidità e stabilità al PSV. Questo approccio, se ben calibrato, potrebbe favorire una maggiore integrazione tra il mercato italiano e quelli dei Paesi confinanti, continuando ad attrarre carichi di GNL e allineando maggiormente i prezzi italiani a quelli europei. La misura tuttavia fissa un limite massimo di spesa pari a 200 milioni di euro: il meccanismo, come precisa la Relazione Tecnica al decreto, non ha pertanto carattere strutturale, essendo la sua operatività limitata all'esaurimento delle risorse stanziare. Si tratta, inoltre, di un intervento di entità complessivamente contenuta: a titolo indicativo, rapportando i 200 milioni di euro agli *spread* medi tra PSV e TTF registrati nel 2026 (fino ad aprile) – tenuto conto che le risorse stanziare non sono volte a finanziare acquisti aggiuntivi di gas, ma coprono il differenziale di prezzo tra PSV e TTF su una quota di importazioni già

---

<sup>6</sup> ACER (2026), [Key developments in European gas wholesale markets. Gas winter season 2025-2026](#), 23 aprile, pagg. 27-29.

<sup>7</sup> La quota di gas importato tramite punti di ingresso diversi da quelli sulla frontiera nord nel 2025 corrisponde ai volumi da Nord Africa (34%), Azerbaijan (16%) e quelli dai terminali di rigassificazione di GNL (34%). In questi casi il punto di entrata nel sistema europeo corrisponde al punto di entrata italiano e i prezzi dipendono (o dovrebbero dipendere) dai contratti – ad es. la quota di gas approvvigionata tramite contratti di lungo termine dall'Algeria e tramite la c.d. *Trans Adriatic Pipeline* (TAP) per il gas dall'Azerbaijan – e dalle dinamiche competitive del mercato globale del GNL. Inoltre, nel 2025 vi è stata anche una quota di *export* significativamente maggiore rispetto al 2024 e ai valori storici. Si veda MASE (2026), [Bilancio mensile del gas naturale. Dicembre 2025](#).

esistente – il meccanismo consentirebbe di coprire lo *spread* su circa 11 miliardi di standard metri cubi di gas, ovvero circa il 17-18% della domanda italiana nel 2025.<sup>8</sup>

### 3. Gli oneri generali di sistema

Il secondo fattore che concorre a spiegare le differenze di prezzo all'interno dell'Unione europea è l'incidenza degli oneri generali di sistema, ovvero le componenti per il recupero dei costi associati ad attività di interesse generale per il sistema elettrico, quali ad esempio i meccanismi di supporto alle rinnovabili e le misure di tutela sociale (i c.d. *bonus* sociali). Sulla base di dati Eurostat (i più confrontabili tra Paesi), in Italia, il costo per l'utente domestico nel 2025 legato agli oneri generali di sistema è stato pari a 63 €/MWh, contro i 62 €/MWh in Germania, 36 €/MWh in Francia, 40 €/MWh in Spagna e in media pari a 38 €/MWh nell'Unione Europea.<sup>9</sup>

Come emerge dalla Figura 5 negli ultimi anni l'ammontare della componente degli oneri di sistema destinata a finanziare le rinnovabili è tornata a salire. I due principali fattori alla base di questa ripresa sono:

- la riduzione dei prezzi *wholesale* rispetto al 2022, che ha fatto sì che alcuni meccanismi di sostegno (ad es. quelli di tipo *feed-in tariff* e *feed-in premium* variabile) siano tornati a richiedere maggiori risorse per coprire il *gap* tra prezzi incentivati e prezzi di mercato. In altre parole, quando i prezzi all'ingrosso scendono questi oneri salgono con buona pace dei consumatori;

---

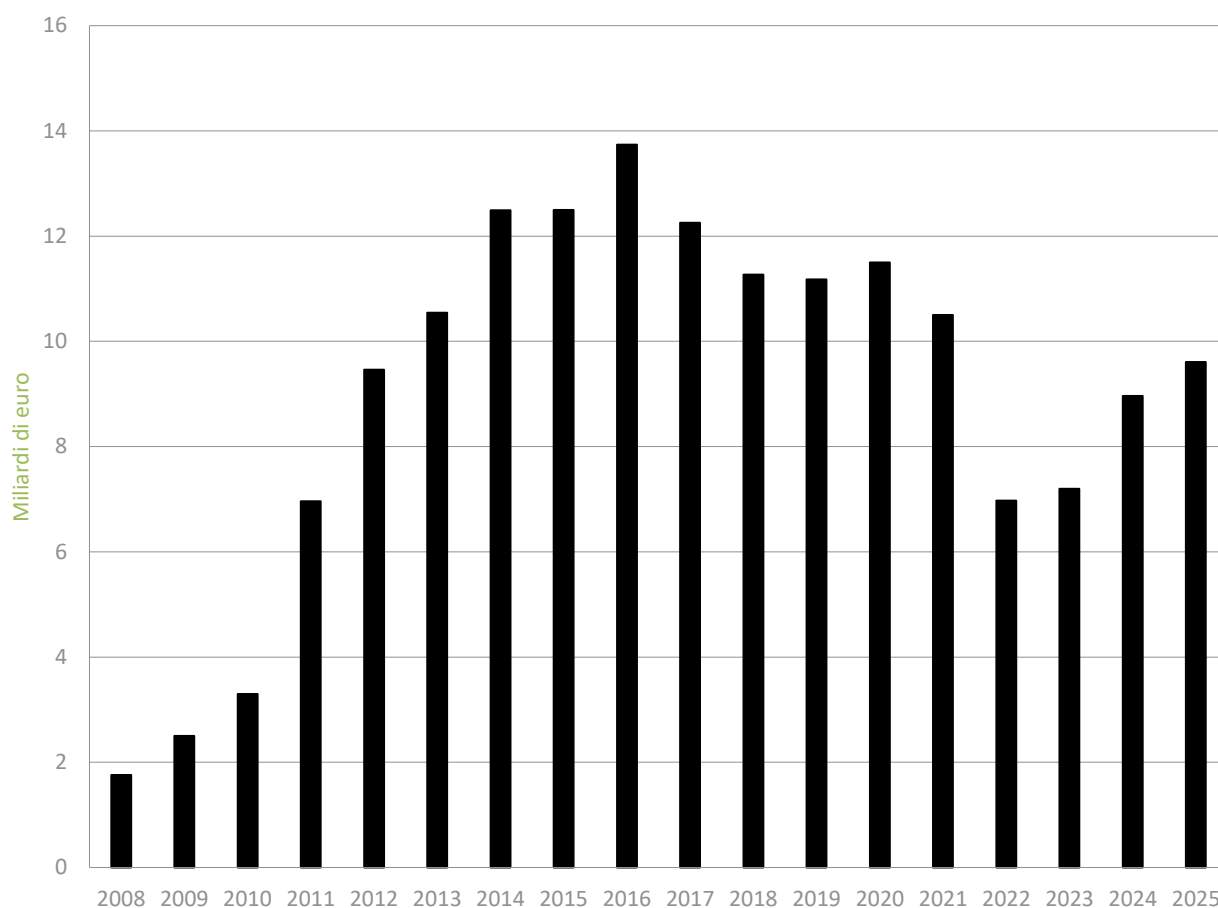
<sup>8</sup> Elaborazione Oxera su dati Bloomberg fino al 17 aprile 2026 per i prezzi del PSV e del TTF (*month-ahead futures*) e su dati MASE (2026), [Bilancio mensile del gas naturale. Dicembre 2025](#), per la domanda di gas. Il *range* riflette l'utilizzo di due *spread* medi di riferimento alternativi: lo *spread* medio tra il PSV e il TTF dal 1° gennaio 2026 al 17 aprile 2026 e dal 1° marzo 2026 al 17 aprile 2026. Il valore considerato per la conversione è 38,1 MJ/m<sup>3</sup>, come riportato da MASE (2026), [Bilancio mensile del gas naturale. Dicembre 2025](#).

<sup>9</sup> Si veda Eurostat ([nrg\\_pc\\_204\\_c](#)). I dati sono relativi alla fascia "all bands", che rappresenta i prezzi unitari dell'energia elettrica, calcolati da Eurostat come media ponderata di tutte le fasce di consumo di utenti domestici (ultimo accesso 28 aprile 2026).

Gli oneri di sistema considerati sono dati dalla somma di: "renewable taxes" (per coprire i costi dei programmi di sostegno allo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile, all'efficienza energetica e alla cogenerazione di energia elettrica e termica. Questi costi sono generalmente recuperati attraverso le bollette elettriche, la fiscalità generale o una combinazione di entrambe, con metodologie precise che differiscono tra i vari Paesi e tipologie di consumatori), "capacity taxes" (per recuperare i costi relativi alle misure di gestione delle risorse energetiche, quali i *capacity remuneration mechanisms*, alla sicurezza energetica e all'adeguatezza della produzione), "environmental taxes" (applicate alle emissioni di CO<sub>2</sub> o altri gas serra, generalmente associate alla qualità dell'aria e ad altri scopi ambientali) che includono le accise; "nuclear taxes" (che comprendono vari oneri relativi al settore nucleare, tra cui quelli per lo smantellamento delle centrali nucleari, le ispezioni e le tasse per gli impianti nucleari) e "other" (che includono ad es. costi legati al supporto al teleriscaldamento, compensazioni per le isole, ecc.).

- l'introduzione di nuove forme di sostegno, quali i prezzi minimi garantiti (PMG) per biogas e biomasse (delibera ARERA 305/2024) e bioliquidi (delibera ARERA 306/2024), introdotti a partire dal 2024, che hanno richiesto un gettito di circa 1,2 miliardi di euro nel medesimo anno. Il contenimento di tali costi è stato uno degli obiettivi del recente DL Bollette.

**Figura 5** *Costo degli strumenti di supporto alle fonti rinnovabili in Italia (miliardi di euro)*



Note: Dal calcolo sono esclusi gli oneri derivanti dai meccanismi di incentivazione delle fonti assimilate e della frazione non biodegradabile dei rifiuti. Sulla base della relazione ARERA, i dati 2024 sono preconsuntivi, mentre i dati 2025 sono previsionali.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati ARERA (2025), [Delibera 344/2025](#), luglio, figura 45.

Nel corso degli anni è stata più volte evocata la misura calmieratrice di trasferire gli oneri generali di sistema nella fiscalità generale: la soluzione è in linea di principio ineccepibile – un sussidio per un'esternalità positiva dovrebbe essere finanziato da tutti coloro che ne beneficiano, e non soltanto dai consumatori elettrici. Sul piano pratico, tuttavia, considerati i vincoli di finanza pubblica, si tratta di un principio verosimilmente inapplicabile per la totalità degli oneri, anche se un primo passo in

questa direzione è stato compiuto con il trasferimento in fiscalità generale degli oneri per il nucleare, a partire dal primo gennaio 2023.<sup>10</sup>

Anche in questa materia è recentemente intervenuto il governo italiano con il DL Bollette. Dopo aver scartato l'ipotesi di una cartolarizzazione degli oneri di sistema,<sup>11</sup> il provvedimento è intervenuto sul sistema di incentivazione per gli impianti fotovoltaici e sull'adeguamento delle tempistiche di pagamento delle tariffe incentivanti. È stato introdotto a tal fine un articolato meccanismo di rimodulazione degli incentivi (per gli impianti incentivati sulla base di premi fissi, non dipendenti dai prezzi di mercato, derivanti dal meccanismo dei Conti Energia con scadenza a partire dal 2029), mediante il quale si offre ai produttori di rinnovabili che beneficiano di tali incentivi la facoltà di accettare una riduzione del premio nel breve termine in cambio di un allungamento temporale del beneficio. Il risparmio effettivo dipenderà dall'entità delle adesioni, nonché dall'effettivo beneficio riconosciuto nel periodo di estensione. La Relazione Tecnica al decreto, sulla base di determinate ipotesi di percentuali di adesione ai meccanismi prospettati, stima una riduzione del fabbisogno della componente ASOS degli oneri generali di sistema<sup>12</sup> pari a 146 milioni di euro per l'anno 2026 e di 292 milioni di euro per l'anno 2027. Tuttavia, la stessa Relazione Tecnica evidenzia che i risparmi nel breve termine sarebbero più che compensati da maggiori oneri ASOS nel periodo successivo (generati appunto dall'allungamento temporale del beneficio), con un incremento cumulato stimato in circa 485 milioni di euro sul periodo 2029-2038, corrispondente a un incremento netto di circa 48 milioni. In maniera non dissimile dall'ipotesi di cartolarizzazione inizialmente valutata, il meccanismo si configura quindi come un differimento dei costi nel medio termine, con un conseguente incremento non trascurabile.

---

<sup>10</sup> Tali oneri sono destinati al finanziamento delle attività nucleari residue, principalmente per lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, la chiusura del ciclo del combustibile nucleare e le attività connesse, nonché al finanziamento delle misure di compensazione territoriale. Si veda Servizio Studi Senato della Repubblica e Servizio Studi Camera dei Deputati (2022), [Legge di Bilancio 2023. A.C. 643-bis. Volume I Articoli 1-92](#), Articolo 6, 1° dicembre.

<sup>11</sup> Secondo notizie riportate dalla stampa il governo italiano aveva ipotizzato di emettere debito per 5 miliardi di euro l'anno per cinque (o tre) anni e collocarlo nel portafoglio di Cassa Depositi e Prestiti (CDP). L'idea dell'operazione sarebbe stata quella di spalmare su un periodo di tempo più lungo (altri 20 anni) gli oneri del prossimo lustro, tagliando così il loro impatto in bolletta fino a 20 €/MWh in tale periodo, sulla base di stime riportate da Milano Finanza. Due problemi hanno, opportunamente, reso non praticabile questa soluzione: gli interessi da riconoscere sul debito e una possibile infrazione alla disciplina euro-unitaria sugli aiuti di Stato. Si veda ad es. Staffetta Quotidiana (2025), [DL Bollette, bozza allo studio per gennaio](#), 10 dicembre. Si veda inoltre Milano Finanza (2025), [Il decreto Energia piace al mercato. Risparmi per quasi 30 miliardi per famiglie e imprese](#), 11 dicembre.

<sup>12</sup> La componente ASOS è la componente tariffaria a copertura degli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione CIP 6/92.

#### 4. Il prezzo della CO<sub>2</sub>

Sulla base del meccanismo dell'EU *Emissions Trading System* (ETS), uno degli strumenti principe della politica ambientale europea, ogni MWh prodotto da un impianto a gas incorpora, oltre al costo della materia prima gas utilizzata per la produzione di energia elettrica, anche un costo legato alle emissioni di CO<sub>2</sub>. L'ETS europeo è stato varato nel 2005 come il primo sistema internazionale di scambio di quote di emissione al mondo e rimane tutt'oggi uno dei più ampi e articolati. La fase pilota di applicazione, dal 2005 al 2007, mirata principalmente a testare il sistema, è stata caratterizzata da limiti di emissione generosi e distribuzione gratuita di gran parte dei permessi all'interno dei *cap* fissati per ogni Paese; oggi invece i permessi di emissione devono essere prevalentemente acquistati attraverso delle aste, sebbene l'allocazione gratuita permanga per alcuni settori ed entità soggetti al meccanismo ETS.

Il sistema ha avuto una lunga gestazione e un avvio incerto, con prezzi dei permessi assai bassi per via del *surplus* di quote concesso, tali da non approssimare i costi prodotti sulla collettività dall'emissione di CO<sub>2</sub>. Nelle fasi successive sono stati resi più stringenti i *cap* emissivi, riducendo le quote allocabili in coerenza con l'irrigidimento dei *target* di emissioni definiti a livello europeo, e sono state ridotte le quote allocate gratuitamente.

Nel 2019 la Commissione europea ha introdotto un meccanismo di stabilizzazione del valore delle quote – la cosiddetta *Market Stability Reserve* (MSR) – che entra in azione in presenza di un *surplus* eccessivo di quote in circolazione, al fine di evitare un crollo dei prezzi a livelli tali da rendere sostanzialmente irrilevante il meccanismo di *pricing* della CO<sub>2</sub>. La MSR mira a risolvere il problema della strutturale sovra-allocazione di quote di emissione, generata dall'eccesso di allocazioni gratuite e amplificata dagli effetti della crisi economica del 2008. Il meccanismo prevede al contempo la possibilità di reimmettere quote nel mercato qualora il numero totale di quote di emissione in circolazione scenda al di sotto di una soglia minima, sebbene tale funzione di rilascio operi in modo più limitato. La MSR è stata quindi concepita a posteriori per intervenire dinamicamente: assorbe le quote in eccesso quando il *surplus* supera una determinata soglia e le rilascia in caso di *shock* economici, contribuendo così a stabilizzare i prezzi delle emissioni e a contenere la volatilità dei prezzi di mercato.

Nel corso del 2023 sono state realizzate altre modifiche, quali la riduzione del tetto alle quote disponibili, la revisione del meccanismo di allocazione gratuita delle quote di emissione e l'aumento del *target* di riduzione delle emissioni per i settori coperti dall'ETS, fissandolo al -62% rispetto ai livelli del 2005 entro il 2030. Più di recente, a seguito dell'inizio della crisi iraniana, la Commissione si è impegnata a una revisione

del meccanismo dell'ETS: una prima proposta di modifica, volta a ridurre l'eccessiva volatilità dei prezzi dei certificati di emissione attraverso la sospensione della cancellazione delle quote eccedenti detenute nella *Market Stability Reserve*, è arrivata il 1° aprile scorso,<sup>13</sup> mentre una revisione complessiva del sistema è attesa per luglio 2026.<sup>14</sup>

Gli effetti delle diverse misure sul prezzo delle quote ETS non sono tuttavia immediati né meccanici. L'evoluzione del prezzo mostra infatti che altri fattori hanno avuto un impatto almeno altrettanto rilevante.<sup>15</sup>

La Figura 6 riporta l'andamento del costo dell'ETS per ogni MWh prodotto da impianti termoelettrici a gas. Nel 2025, il prezzo medio dell'ETS, pari a 81,6 €/tCO<sub>2</sub>, si è tradotto in un costo aggiuntivo medio di circa 30,2 €/MWh per gli impianti termoelettrici a gas,<sup>16</sup> con uno “scalino” dal 2022 che ha comportato un incremento del costo di più del doppio in valore assoluto.

---

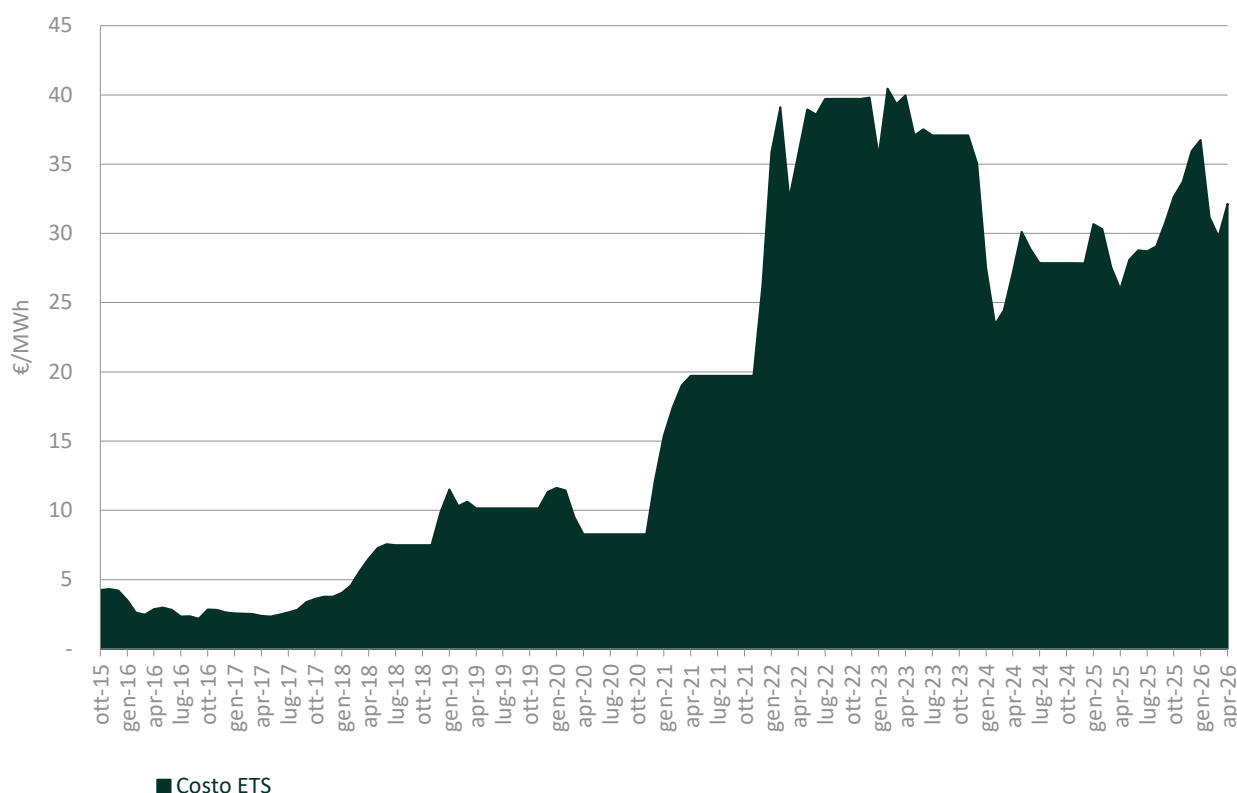
<sup>13</sup> Proposal for a Decision of the European Parliament and of the Council amending Decision (EU) 2015/1814 as regards ceasing the invalidation of allowances in the market stability reserve, COM(2026) 153 final.

<sup>14</sup> Si veda Consiglio europeo (2026), [Riunione del Consiglio europeo \(19 marzo 2026\) – Conclusioni](#), 19 marzo, pag. 12. Si veda anche Commissione europea (2026), [EU reinforces the stability and predictability of its carbon market](#), press release, 1° aprile.

<sup>15</sup> All'inizio della Fase 3, nel 2013, ad esempio, nonostante l'introduzione di limiti più stringenti al *cap* sul numero totale di certificati, diventato unico a livello UE, e il cambio nelle modalità di allocazione delle quote con un passaggio ai meccanismi d'asta come strumento di *default*, i prezzi sono diminuiti, per poi risalire solo a partire da fine 2017 e con maggiore intensità tra il 2021 e il 2023. Questo rialzo è stato determinato non solo da riforme del sistema, ma anche dalla convergenza di fattori diversi: ritardi nell'avvio delle aste del 2021 (e quindi un maggior tempo intercorso tra due aste consecutive), un inverno più rigido che aveva richiesto il ricorso a tecnologie più inquinanti per la produzione elettrica (e quindi aumentato la domanda di permessi) e le aspettative di mercato circa le proposte di riforma del meccanismo ETS stesso. Allo stesso modo, nel 2024, nonostante il *cap* sul volume massimo di emissioni sia diventato ancora più stringente, i prezzi sono scesi rispetto ai picchi degli anni precedenti, anche per effetto della minore domanda di quote da parte del settore elettrico grazie alla crescente penetrazione di rinnovabili. Il prezzo dei certificati ETS è dunque sensibile all'interazione di molteplici variabili, oltre che alle modifiche regolatorie del meccanismo. Si veda ad es. Commissione europea (2021), [Quarterly Report on European Electricity Markets. Market Observatory for Energy. DG Energy, Volume 14, first quarter of 2021](#). Si veda inoltre ESMA (2025), [ESMA Market Report. EU carbon markets 2025](#), 22 ottobre, pag. 4.

<sup>16</sup> Assumendo una *emissions intensity* pari a 0,37 tCO<sub>2</sub>eq/MWh e *gas plants efficiency rate* pari a 55%.

**Figura 6** Il costo legato all'EU ETS per un impianto termoelettrico a gas (€/MWh)



Note: Valori espressi a moneta 2025. Assumendo una *emissions intensity* pari a 0,37 tCO<sub>2</sub>eq/MWh. Fonte: Elaborazione Oxera basata su dati Bloomberg fino al 17 aprile 2026 per l'ETS (*front-year*) e su dati Eurostat per l'inflazione sulla base dell'indice dei prezzi al consumo armonizzato per i Paesi dell'Unione Europea (indice HICP – EU27; per i quattro mesi del 2026 sono stati considerati i dati di gennaio, febbraio e marzo attualmente disponibili).

In questo contesto si inserisce una delle misure principali del DL Bollette: il rimborso alle centrali termoelettriche di (almeno) una parte del costo sostenuto per l'acquisto dei certificati ETS. L'idea alla base della misura è concettualmente semplice: eliminando (o riducendo) il costo associato ai certificati per le emissioni di CO<sub>2</sub> per gli impianti termoelettrici, si riduce il costo marginale della tecnologia che più spesso determina il prezzo *wholesale*, con l'effetto atteso di ridurre il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica pagato dagli utenti. La Relazione Tecnica al decreto stima un beneficio netto per il sistema pari a circa 3 miliardi di euro annui (circa 9,3 €/MWh). Tuttavia, il beneficio effettivo per i consumatori non sarebbe automatico e dipenderebbe da una serie di fattori e meccanismi di trasmissione.<sup>17</sup>

Il punto più critico per l'effettiva implementazione della misura risiede nel fatto che essa è condizionata all'autorizzazione preventiva della Commissione europea ai sensi

<sup>17</sup> Per una trattazione più approfondita dei possibili meccanismi di trasmissione del rimborso previsto dalla misura si veda Macchiati, A., Belforti, C., Vitelli, R. (2026), *Il rimborso della CO<sub>2</sub> previsto dal "DL Bollette": quale impatto?*, 18 marzo, pubblicato su Staffetta Quotidiana.

della disciplina in materia di aiuti di Stato, come previsto espressamente dalla norma. Il nuovo Quadro temporaneo per gli aiuti di Stato in risposta alla crisi in Medio Oriente (METSAF), approvato a fine aprile 2026 dalla Commissione europea, interviene sulla materia e richiederà verosimilmente una riformulazione della norma: si prevede infatti la possibilità di rimborsi ai produttori termoelettrici per i costi di acquisto del gas (da valutare comunque caso per caso), ma non includendo tra le misure ammissibili la copertura dei costi legati ai permessi di emissione ETS, nemmeno quando questi vengono utilizzati come riferimento per stabilire l'entità del rimborso. In secondo luogo, simili misure devono essere strutturate in modo da non alterare l'ordine di merito degli impianti né introdurre restrizioni agli scambi transfrontalieri o ai flussi di energia elettrica,<sup>18</sup> ovvero i rimborsi non devono ridurre artificialmente il prezzo in un modo che introdurrebbe distorsioni sul mercato interno. Inoltre, il meccanismo dovrà essere temporaneo.<sup>19</sup>

## 5. Lo sviluppo delle reti

La componente del prezzo dell'elettricità pagata dagli utenti legata alle reti è rilevante: i costi di rete rappresentano circa il 25-29% delle tariffe elettriche complessive per i consumatori domestici nell'UE-27, percentuali rimaste stabili tra 2019 e 2025, come illustrato dalla Figura 2. Un confronto tra i singoli Paesi rivela però dinamiche eterogenee, come illustrato dalla Figura 7. I costi delle reti per gli utenti domestici sono significativamente più elevati e sono cresciuti in modo più marcato in Germania rispetto agli altri grandi Paesi europei: dai circa 75 €/MWh del 2017 ai circa 121 €/MWh del 2025, una crescita di oltre il 60%. Al contrario, in Italia, dopo una crescita fino al 2022, quando i costi di rete hanno raggiunto circa 72 €/MWh, negli anni successivi si è registrata una flessione, con costi di rete scesi a circa 59 €/MWh nel 2025, i più bassi tra i Paesi considerati. Questi differenziali possono trovare spiegazione in diversi fattori – quali ad esempio differenze nella struttura fisica della rete, fattori geografici, la diversa vetustà della rete, il diverso ritmo degli investimenti, un diverso ricorso ai contributi pubblici, diversi *framework* regolatori, nonché una

---

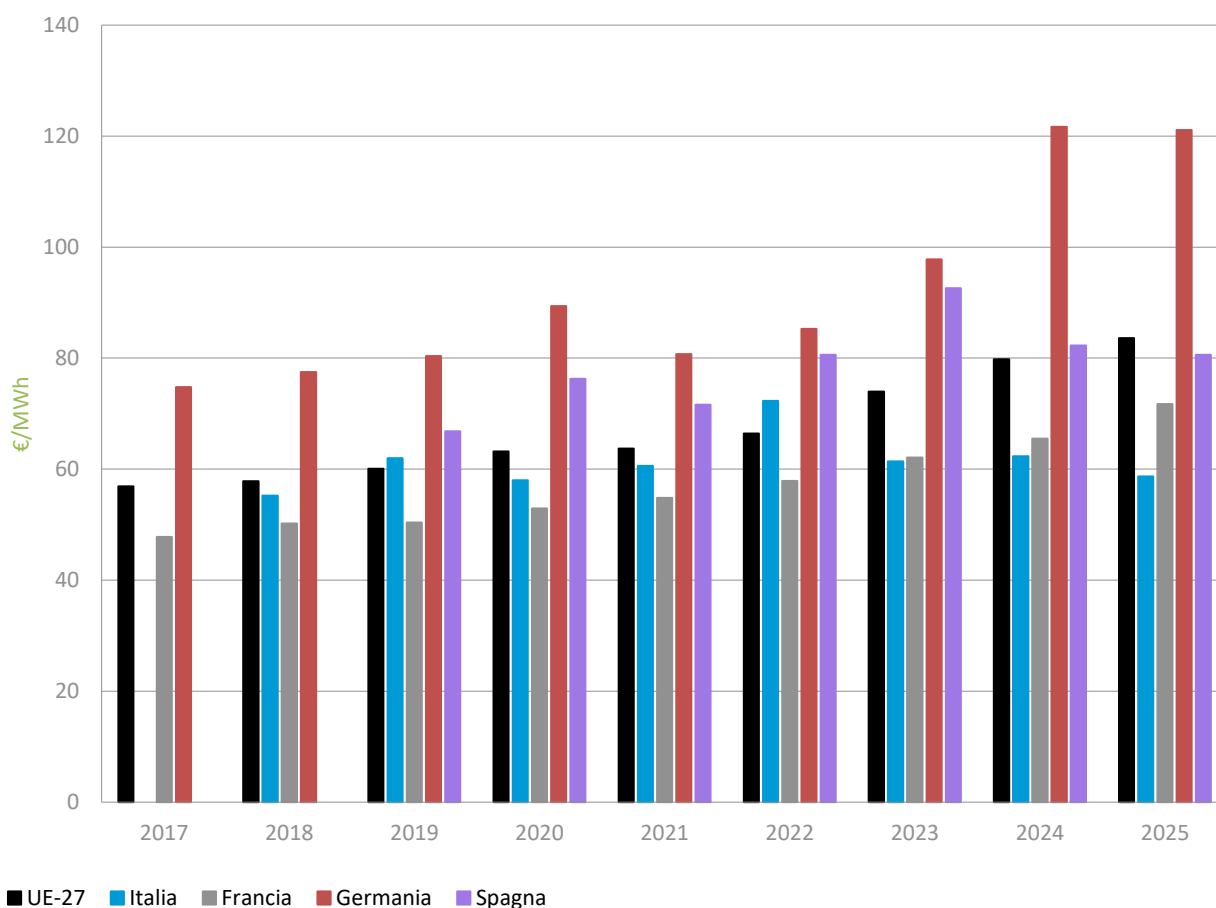
<sup>18</sup> Commissione europea (2026), [Comunicazione della Commissione. Quadro temporaneo per gli aiuti di Stato in risposta alla crisi in Medio Oriente](#), 29 aprile 2026, punto 45. Per una trattazione più approfondita e alcuni spunti su potenziali opzioni di intervento si veda ad es. Branzi, G., Conte, V., Vitelli, R. (2026), [Il DL Bollette dopo il nuovo quadro UE sugli aiuti di Stato](#), 18 maggio, pubblicato su Staffetta Quotidiana.

<sup>19</sup> Alcune stime indicano che le modifiche che potrebbero essere introdotte alla luce della pubblicazione del METSAF avranno l'effetto di ridurre il beneficio inizialmente stimato nella Relazione Tecnica per la misura del DL Bollette. Si veda ad es. Lo Schiavo, L., Stagnaro, C. (2026), [L'Ue non boccia il decreto Bollette ma lo condiziona: sì possibile, ma con modifiche](#), il Foglio, 6 maggio.

diversa ripartizione dei costi sulle differenti tipologie di utenti – il cui approfondimento non rientra negli scopi di questo lavoro.

Le reti elettriche europee mostrano già oggi segnali evidenti di stress rispetto alle sfide poste dalla transizione. Un indicatore significativo è il costo delle azioni correttive adottate dai *Transmission System Operator* (TSO), o dai *System Operator* (se diversi), per preservare la sicurezza e la stabilità del sistema (principalmente il ridispatching, ma anche *countertrading*). Tale costo nell'UE e in Norvegia è aumentato significativamente tra il 2021 e il 2024, passando da circa 3,5 miliardi a oltre 4,3 miliardi di euro annui.<sup>20</sup> Contestualmente, a livello UE, nel 2024 oltre 10 TWh di produzione rinnovabile sono stati oggetto di *curtailment* – ossia la riduzione forzata della generazione da impianti rinnovabili quando la rete non è in grado di assorbirla – a causa di congestioni di rete, segnale di come i colli di bottiglia infrastrutturali possano già oggi limitare il contributo delle rinnovabili al sistema.<sup>21</sup>

**Figura 7** Il costo delle reti pagato dagli utenti domestici nel periodo 2017-2025 (€/MWh)



<sup>20</sup> Elaborazione Oxera su dati [ACER](#) (ultimo accesso 4 maggio 2026).

<sup>21</sup> ACER (2025), *Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU. 2025 Monitoring Report*, 5 settembre, pag. 58.

Nota: I dati sono relativi alla fascia "all bands", disponibili sul sito di Eurostat, che rappresenta i prezzi unitari dell'energia elettrica, calcolati come media ponderata di tutte le fasce di consumo di utenti domestici.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati Eurostat ([nrg\\_pc\\_204\\_c](#)) (ultimo accesso 28 aprile 2026).

Secondo le previsioni dell'ACER, il costo delle reti in Europa è destinato ad aumentare significativamente nei prossimi decenni: gli investimenti annui nelle reti europee potrebbero raddoppiare entro il 2050 rispetto al 2022, raggiungendo tra i 75 e i 100 miliardi di euro.<sup>22</sup> In questo scenario, i costi totali delle reti a carico dei consumatori potrebbero superare del 50% i livelli attuali nello scenario di investimento più contenuto, o addirittura quasi raddoppiare nello scenario più elevato.<sup>23</sup> Tuttavia, questi investimenti non rappresentano necessariamente un puro costo: nel caso di investimenti ben pianificati, lo sviluppo delle reti è anche un fattore abilitante della transizione, in quanto consente una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili, riduce i costi di congestione e favorisce una più efficace integrazione dei mercati, con benefici potenzialmente significativi per i consumatori, ancorché di difficile quantificazione.

## 6. Il disegno del mercato

Più volte è stato chiamato in causa, come causa dei prezzi elevati, il disegno di mercato. Il *market design* del mercato elettrico alla base del funzionamento della borsa elettrica e fondato sulla regola del prezzo marginale, consente, in presenza di tecnologie con costi strutturalmente diversi, la formazione di cospicue rendite inframarginali. Per valori relativamente contenuti della quota di energia prodotta con fonti rinnovabili, le rendite inframarginali tendono a crescere, sebbene non in modo illimitato: quando l'energia rinnovabile diventa prevalente, i prezzi di mercato iniziano a decrescere e, specie in alcune fasce orarie e in assenza di adeguata capacità di accumulo, possono diventare negativi.

I dati sulle tecnologie marginali<sup>24</sup> nel 2024 forniscono un esempio concreto di questa dinamica. In Italia, il gas ha determinato il prezzo in circa il 61-67% delle ore in tutte le *bidding zone*; le rinnovabili invece sono state marginali in meno del 5% dei casi, mentre l'idroelettrico, escludendo i pompaggi, in circa il 12-14% delle ore, a seconda delle zone di mercato.<sup>25</sup> In Spagna e Portogallo il quadro è diverso: il gas determina il

---

<sup>22</sup> Si veda, per esempio, ACER (2024), *Electricity infrastructure development to support a competitive and sustainable energy system. 2024 Monitoring Report*, 16 dicembre.

<sup>23</sup> *Ivi*.

<sup>24</sup> Ovvero quelle che determinano il prezzo di equilibrio del mercato.

<sup>25</sup> Elaborazione Oxera su dati [GME](#) (ultimo accesso 30 aprile 2026). Sulla base della legenda GME, tra le fonti rinnovabili sono inclusi solare, eolico, geotermia e altre rinnovabili.

prezzo in circa il 6% delle ore,<sup>26</sup> con un ruolo molto marcato delle fonti rinnovabili, sebbene non sia possibile individuare un valore univoco, in quanto diverse tecnologie possono essere marginali simultaneamente nella stessa ora (quindi le percentuali sommano a più del 100%).<sup>27</sup> In questi mercati i prezzi *wholesale* sono mediamente più bassi: circa 63 €/MWh in Spagna e Portogallo, contro 106-112 €/MWh nelle zone italiane.<sup>28</sup>

In alcuni casi, al crescere della penetrazione delle fonti rinnovabili, specie in assenza di sufficiente capacità di accumulo e/o di interconnessione e in momenti di bassa domanda o elevata produzione rinnovabile intermittente, i prezzi *wholesale* possono scendere a livelli molto bassi, raggiungendo anche valori negativi.<sup>29</sup> Si tratta di un fenomeno in crescita a livello europeo, sebbene questa dinamica differisca in maniera marcata tra Paesi.<sup>30</sup> Mentre in alcuni Paesi le ore con prezzi negativi sul mercato del giorno prima stanno diventando sempre più frequenti – ad es. hanno interessato circa il 6,6% delle fasce quartorarie del 2025 in Germania, circa il 6,3% in Spagna e circa il 5,8% Francia – un simile fenomeno, ad oggi, non è ancora stato registrato nelle zone di mercato italiane, anche se il numero di ore con prezzi pari a zero è cresciuto negli anni, soprattutto al sud e nelle isole.<sup>31</sup> Per quanto riguarda l'Italia, sebbene offerte a

---

<sup>26</sup> Come richiamato anche all'interno della decisione della Commissione europea relativa al meccanismo di *price cap* sul gas introdotto in Spagna e Portogallo, gli impianti idroelettrici definiscono le proprie strategie di offerta anche in base al costo opportunità, quindi il gas può avere un'influenza maggiore di quella che si ottiene guardando unicamente al numero di ore in cui un impianto a gas fissa "direttamente" il prezzo. Si veda ad es. Commissione europea (2022), [State Aid SA. 102454 \(2022/N\) – Spain and SA.102569 \(2022/N\) - Portugal – Production cost adjustment mechanism for the reduction of the electricity wholesale price in the Iberian market. C\(2022\) 3942 final](#), 8 giugno, parr. 21-22

<sup>27</sup> Elaborazione Oxera su dati OMIE (2025), [Evolución del mercado de electricidad. Informe anual 2024](#), pag. 17. Più tecnologie possono risultare marginali nella stessa ora perché le offerte al prezzo di *clearing* possono provenire da più unità/tecnologie: le quantità offerte allo stesso prezzo sono aggregate e gli ordini al prezzo marginale possono essere accettati anche solo parzialmente. Si veda ad es. OMIE (2025), [Day-ahead and intraday electricity market rules. Non-binding translation of the electricity market rules](#) (ultimo accesso 13 maggio 2026).

<sup>28</sup> Elaborazione Oxera su dati [GME](#) e [ENTSO-E](#) (ultimo accesso 30 aprile 2026).

<sup>29</sup> La relazione tra ore con prezzi negativi sul mercato del giorno prima e la penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti è complessa, in quanto influenzata da numerosi fattori. Si veda ad es. Oxera (2025), [Investments in European electricity infrastructure](#), in FortyEight Brussels, Oxera, AFRY (2025), [European electricity infrastructure in the energy transition age](#), dicembre, sezione 2.2.2.

<sup>30</sup> Si veda ad es. ACER (2026), [Key developments in EU electricity and gas markets. 2026 Monitoring Report](#), 16 marzo, pagg. 42-44. Si veda inoltre ACER (2025), [Key developments in European electricity and gas markets. 2025 Monitoring Report](#), 17 marzo, pagg. 4, 31-32.

<sup>31</sup> Elaborazione Oxera su dati [GME](#) e [ENTSO-E](#) (ultimo accesso 30 aprile 2026).

prezzi negativi sul mercato del giorno prima (MGP) siano tecnicamente possibili,<sup>32</sup> in quanto il precedente *floor* a 0 €/MWh è stato rimosso, come anche approfondito in altri contributi sul tema, ulteriori vincoli come la permanenza di un simile *floor* sul mercato del dispacciamento (MSD) e quindi gli impatti su prezzi di sbilanciamento potrebbero scoraggiare offerte negative su MGP.<sup>33</sup>

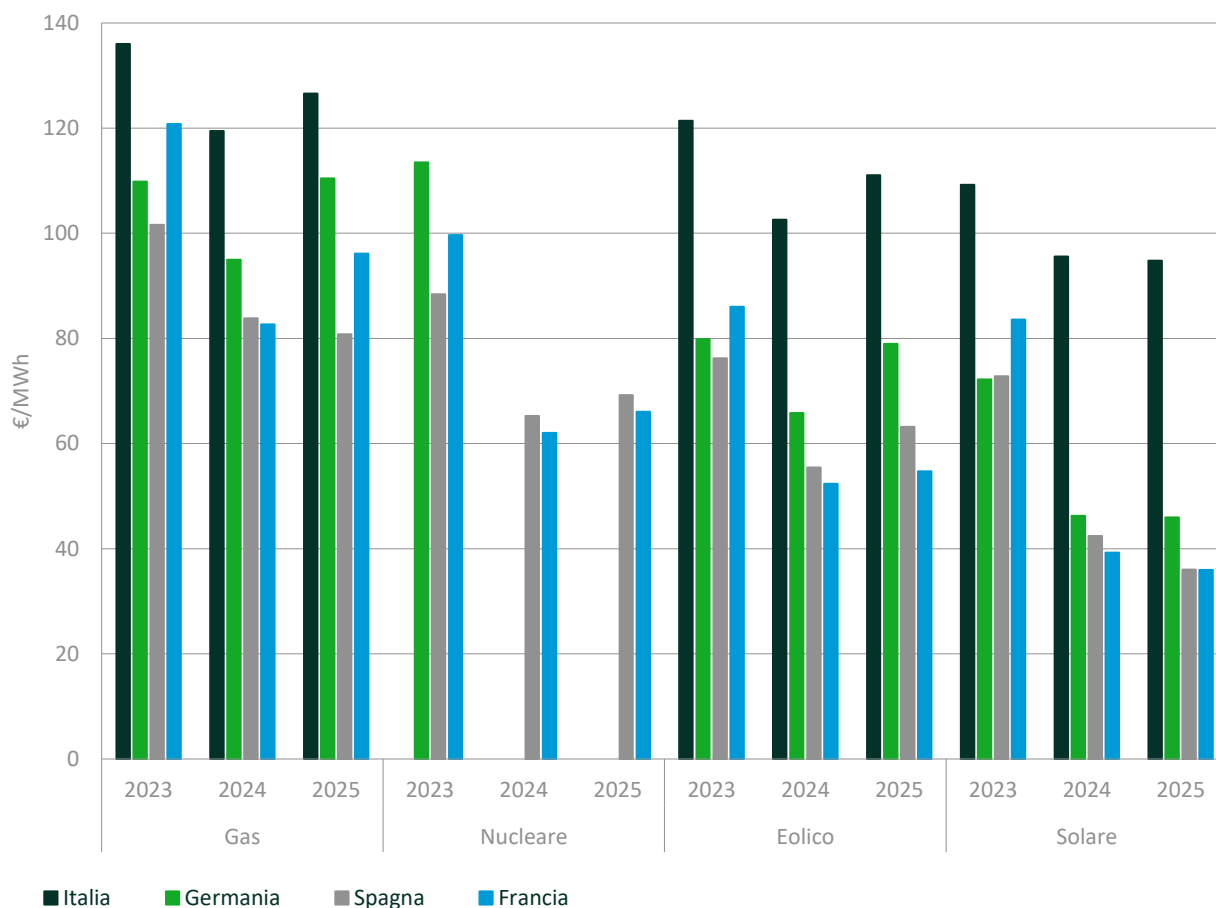
Il confronto tra ricavi medi per tecnologia, espressi in €/MWh, nei principali mercati europei (sulla base dei mercati del giorno prima), come mostrato nella Figura 8, offre un'ulteriore rappresentazione di queste dinamiche. In Italia, solare ed eolico hanno beneficiato di rendite inframarginali maggiori rispetto alle stesse tecnologie in altri Paesi europei, grazie alla più elevata frequenza con cui il gas è marginale e fissa il prezzo *wholesale*. Al tempo stesso, anche i ricavi unitari medi degli impianti a gas italiani risultano sistematicamente più elevati rispetto ai loro omologhi negli altri mercati, segnalando che la specificità italiana non riguarda quindi solo la frequenza con cui il gas determina il prezzo, ma anche il livello dei prezzi “catturati” dagli impianti termoelettrici. Oltre che dal diverso ruolo del gas come tecnologia marginale, questo risultato potrebbe dipendere da diversi fattori, quali la specifica funzione di costo e il livello di efficienza del parco termoelettrico nei diversi Paesi e/o un peso maggiore delle ore con prezzi *wholesale* elevati (ad es. rampa serale) all'interno della media; oltre che potenzialmente da un esercizio del potere di mercato dei produttori.

---

<sup>32</sup> Si veda ad es. GME (2024), [Disposizione tecnica di funzionamento n. 20 rev. 03 MPE](#), 31 dicembre. Si veda inoltre GME (2021), [Disposizione tecnica di funzionamento n. 20 MPE](#), 21 settembre.

<sup>33</sup> Si veda ad es. Stagnaro, C., Lo Schiavo, L. (2025), [Come tagliare la bolletta energetica. Cinque riforme nazionali e una europea](#), 24 novembre. Si veda inoltre ICIS (2025), [Italy's re-entry into PICASSO unlikely to cause proliferation of negative prices – experts](#), 22 settembre. Si veda inoltre ARERA (2025), [Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico. TIDE. Accesso ed erogazione del servizio di dispacciamento, organizzazione dei mercati](#), Revisione 4, 5 giugno, articoli 4-14.4 e 4-22.4.

**Figura 8 Ricavo medio sul mercato del giorno prima per diverse tecnologie di generazione (€/MWh) nel periodo 2023-2025**



Nota: Gas comprende “Fossil Gas” e “Fossil Coal-derived gas”. Eolico comprende eolico *onshore* ed eolico *offshore*. Nel caso dell’Italia sono stati considerati i volumi prodotti e i ricavi maturati dalla specifica tecnologia nel complesso nelle sette zone di mercato.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati [ENTSO-E](#) (ultimo accesso 5 maggio 2026).

In particolare, secondo alcuni contributi di analisi, la regola del prezzo marginale si presta maggiormente all’esercizio del potere di mercato sulle quantità di energia offerta piuttosto che sul prezzo.<sup>34</sup> In particolare, i produttori con un *mix* di generazione diversificato potrebbero avere interesse a limitare i volumi offerti al fine di spostare artificialmente la curva di offerta verso sinistra, aumentando così il prezzo di equilibrio. La maggiore diversificazione dei portafogli di impianti (gas e rinnovabili) che si è realizzata nell’ultimo decennio per alcuni operatori rende, a parità di condizioni, più probabile l’esercizio di questo potere di mercato.

<sup>34</sup> Per una rassegna introduttiva su esercizio del potere di mercato e *System Marginal Price* si veda Cambini, C., Lo Schiavo, L. (2025), *Un’indagine complicata, da spiegare bene. La storia, i presupposti e alcune proposte per i seguiti dell’indagine conoscitiva di AREGA sul trattenimento di capacità nel mercato elettrico del giorno prima nel biennio 2023-2024*, Mercato Concorrenza Regole, 3/2025, pp. 475-527.

Se la concorrenza nel mercato in Italia possa essere affetta anche da condotte opportunistiche degli operatori attraverso il trattenimento economico di capacità è questione aperta. L'indagine ARERA della scorsa estate ha documentato un comportamento diffuso di trattenimento di capacità che avrebbe determinato un aumento dei prezzi zonali compreso tra circa 4 e 12 €/MWh in media annua nel 2023 e 2024, con variazioni significative in relazione alle ipotesi sul valore per il costo marginale degli impianti a gas.<sup>35</sup>

Un'analisi della profittabilità dei produttori di energia negli ultimi anni, che rappresenterebbe una conferma indiretta dello spostamento del *surplus* a vantaggio dei produttori, non rientra nel perimetro di questo contributo. Si può tuttavia osservare che i prezzi di borsa delle *utilities* elettriche europee, nella misura in cui riflettono anche gli utili della generazione, rivelano un incremento notevole soprattutto quando i prezzi del gas rientrano: dopo i ribassi del 2022, l'indice MSCI del settore *utilities* è tornato a crescere, registrando nel 2025 una variazione annua di circa il 26%, sensibilmente superiore al +17% dell'indice generale di borsa europeo. Si tratta di una misura grossolana dell'andamento ciclico della profittabilità (che aumenterebbe quando i prezzi del gas scendono), considerando anche che l'indice *MSCI Europe Utilities* include operatori diversi, tra cui operatori di infrastrutture di rete regolate, meno esposti alle variazioni dei prezzi energetici.

**Tabella 2** *Variazione percentuale annua dell'MSCI Europe Utilities Index e dell'MSCI Europe Index (2017-2025)*

	<b>MSCI Europe Utilities</b>	<b>MSCI Europe</b>
<b>2017</b>	9%	19%
<b>2018</b>	4%	5%
<b>2019</b>	14%	0%
<b>2020</b>	15%	-2%
<b>2021</b>	15%	28%
<b>2022</b>	-10%	-11%
<b>2023</b>	9%	12%
<b>2024</b>	5%	14%
<b>2025</b>	26%	17%

Nota: I valori rappresentano la variazione del valore medio dell'indice di ciascun anno rispetto al valore medio dell'anno precedente, calcolata sulla base di dati mensili.

Fonte: Elaborazione Oxera su dati [MSCI](#) (ultimo accesso 4 maggio 2026).

<sup>35</sup> Si veda ARERA (2025), [Delibera 302/2025. Allegato A](#), 1° luglio.

Casi di esercizio del potere di mercato sono stati documentati anche in altri mercati europei.<sup>36</sup> Le difficoltà strutturali nell'identificare e nel provare tali condotte sono peraltro note e riconosciute in letteratura,<sup>37</sup> e le decisioni sanzionatorie contro prezzi eccessivi nel settore dell'energia rimangono relativamente rare, a conferma della difficoltà di arrivare a decisioni robuste, “oltre ogni ragionevole dubbio” sulla effettiva sussistenza di comportamenti anticoncorrenziali.

## 7. Prime correzioni al disegno di mercato

Alcuni dubbi sulla possibilità che il disegno di mercato sia in grado di non amplificare le spinte al rialzo generate dagli altri fattori, in particolare dal prezzo del gas, sono state sollevate da più parti. La Presidente della Commissione, Ursula Von der Leyen, nel suo *State of the Union Address* del 2022 aveva affermato che “*The current electricity*

---

<sup>36</sup> In Germania, la Commissione europea ha indagato E.ON per ritiro strategico di capacità; il caso si è concluso con un accordo in base al quale E.ON si è impegnata a cedere 5 GW di capacità di generazione (si veda Official Journal of the European Union (2009), [Commission Decision of 26 November 2008 relating to a proceeding under Article 82 of the EC Treaty and Article 54 of the EEA Agreement \(Cases COMP/39.388 - German Electricity Wholesale Market and COMP/39.389 – German Electricity Balancing Market\)](#), febbraio. Si veda inoltre Commissione europea (2008), [Antitrust: Commission opens German electricity market to competition](#), 26 novembre). In Grecia, la Commissione ha raggiunto conclusioni preliminari di violazione dell'art. 102 TFUE da parte di Public Power Corporation (PPC), il principale operatore nei mercati *retail* e *wholesale* elettrici nel Paese, per prezzi predatori nel mercato all'ingrosso (si veda Commissione europea (2024), [Commission sends Statement of Objections to PPC over predatory pricing in the Greek wholesale electricity market](#), 7 febbraio, *press release*). In Spagna, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha irrogato sanzioni ai sensi del Regolamento REMIT di 6 milioni di euro ciascuna a GASELA GmbH e SOLSTAR Limited per aver cercato di manipolare il mercato all'ingrosso del gas attraverso transazioni pre-concordate (si veda CNMC (2022), [SNC/DE/082/19 - SOLSTAR S.L Y GASELA GMBH](#)), e una sanzione di circa 1,1 milioni di euro (ridotta a circa € 865.200) a Neuro Energía y Gestión per manipolazione del mercato dell'elettricità, avendo emesso e ritirato ordini non genuini in 125 sessioni di negoziazione per ottenere un vantaggio nelle vendite transfrontaliere con la Francia (si veda CNMC (2024), [SNC/DE/017/23 - PROCEDIMIENTO SANCIONADOR REMIT](#)). La stessa CNMC, nel 2015 ha anche sanzionato Iberdrola Generación per il trattenimento economico di capacità idroelettrica nel periodo dal 30 novembre 2013 al 23 dicembre 2013, irrogando una sanzione di 25 milioni di euro (si veda CNMC (2015), [La CNMC sanciona a Iberdrola Generación con 25 millones de euros por manipulación en el precio de la energía eléctrica](#), 30 novembre), con il ricorso amministrativo che parrebbe tuttora pendente. In Italia, nel 2016, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) aveva avviato un procedimento per presunto abuso di posizione dominante nel mercato dei servizi di dispacciamento nella zona di Brindisi nei confronti di Enel Produzione e Sorgenia. Il procedimento si è poi concluso con l'accettazione degli impegni di Enel, senza accertamento di infrazione, mentre nel caso di Sorgenia, data l'insussistenza della posizione dominante, il procedimento è stato chiuso per assenza dei presupposti di legge per intervenire nei suoi confronti (si veda AGCM (2017), [A498A. Enel, Prezzi servizi di dispacciamento area Brindisi](#). AGCM (2017), [A498B – Sorgenia, Prezzi servizi di dispacciamento area Brindisi](#)).

<sup>37</sup> Si veda ad es. Lévêque, F. (2006), *Antitrust Enforcement in the Electricity and Gas Industries: Problems and Solutions for the EU*, The Electricity Journal, Vol 19 (5), pagg. 27-34.

*market design – based on merit order – is not doing justice to consumers anymore. They should reap the benefits of low-cost renewables. So, we have to decouple the dominant influence of gas on the price of electricity*".<sup>38</sup> La riforma del *market design* elettrico ha poi confermato il meccanismo di *system marginal price*, focalizzandosi su cambi incrementali al disegno di mercato europeo.

La questione non poteva non riguardare il nostro Paese. Nella prospettiva di controllare l'esercizio del potere di mercato e l'eventuale profittabilità "in eccesso" è intervenuta una delle misure del DL Bollette. Viene demandato ad ARERA il compito di adottare, entro tre mesi dall'entrata in vigore del decreto, uno o più provvedimenti per la valutazione delle condotte di trattenimento economico di capacità degli operatori di mercato all'ingrosso, specificando inoltre che "i costi opportunità stimabili al momento della negoziazione sono gli unici legittimi motivi economici per offrire ad un prezzo superiore al costo marginale della capacità di generazione".<sup>39</sup> Va tuttavia osservato che l'identificazione del costo opportunità non è operazione semplice nella pratica (in quanto varia a seconda delle tecnologie e delle loro caratteristiche, nonché a seconda delle circostanze in cui la condotta è maturata) e non è necessariamente l'unico elemento dirimente nelle analisi di casi di trattenimento di capacità sulla base della disciplina REMIT (*Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*). Quanto a quest'ultimo aspetto, come specificato nelle linee guida dell'ACER, il trattenimento di capacità non costituisce automaticamente una violazione ai sensi del REMIT, essendo necessaria un'analisi caso per caso.<sup>40</sup> Sarà interessante vedere se e come i provvedimenti di ARERA affronteranno questi nodi. Tra i possibili interventi sul disegno del mercato viene di frequente evocato il cosiddetto *decoupling*, ossia il processo che mira a spezzare il legame fra i prezzi dell'energia elettrica e quelli del gas.

L'enfasi attribuita a questa misura va tuttavia in parte ridimensionata: il disegno di mercato basato sul *system marginal price* è comune al resto d'Europa e quindi non può spiegare il differenziale tra Paesi, a meno che – ma andrebbe dimostrato – il maggior peso del gas nel *mix* energetico e la struttura dell'offerta non costituiscano un habitat più favorevole a equilibri non concorrenziali. A nostro avviso, il tema meriterebbe di essere approfondito tanto sul piano analitico quanto su quello empirico.

---

<sup>38</sup> Commissione europea (2022), [2022 State of the Union Address by President von der Leyen, speech](#), 14 settembre.

<sup>39</sup> Decreto Legge 21/2026, convertito con modificazioni dalla Legge 10 aprile 2026, n. 49, articolo 6.

<sup>40</sup> ACER (2024), [ACER Guidance on the application of Regulation \(EU\) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency. 6.1st Edition](#), 18 dicembre, para 315.

In secondo luogo, il *decoupling* è tutt'altro che una novità, dal momento che, in diversa misura, trova da tempo applicazione, ad esempio per una quota significativa delle fonti rinnovabili attraverso aste competitive, specie nel caso di impianti eolici e solari. Nel 2024, sulla base dei dati ARERA, del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e di Terna, più della metà dell'energia elettrica prodotta da fotovoltaico beneficiava di incentivi (56%), percentuale che sale al 64% per l'eolico: con limitate eccezioni (per meccanismi meno recenti e impianti di piccola taglia) questi impianti vendono l'energia elettrica sul mercato, ma una porzione di essi riceve un prezzo che è in parte indipendente dal prezzo *wholesale*, essendo determinato da uno *strike price* o tariffa contrattuale, come nel caso di meccanismi di tipo *contract-for-difference* (CfD) o *feed-in tariff*; di conseguenza, anche il prezzo pagato dall'utente finale è influenzato da questi prezzi/tariffe.<sup>41</sup> Inoltre, una quota degli impianti opera sulla base di contratti commerciali di medio e lungo termine nella forma di *power purchase agreement* (PPA, circa 2,7 GW di capacità installata nel 2025 secondo i dati di RE-Source). Più in generale, quote rilevanti degli investimenti in nuova capacità rinnovabile sono già oggetto di contrattualizzazione di più lungo termine (è questo ad esempio il caso di circa 8,6 GW aggiudicati nella prima asta del FER-X tenutasi a dicembre 2025, di cui circa 7,7 GW fotovoltaici e circa 940 MW eolici),<sup>42</sup> così come una parte delle risorse di stoccaggio elettrico (tramite il c.d. mercato a termine degli stoccaggi o MACSE) e una quota non marginale della produzione convenzionale termoelettrica, beneficiaria in gran parte dei Paesi europei dei contratti degli schemi dei *capacity markets* o di riserva strategica.<sup>43</sup>

I meccanismi di supporto alle rinnovabili contribuiscono a stabilizzare i prezzi dell'energia elettrica e, specie nel caso di quelli più recenti, a ridurli visti i livelli più competitivi degli *strike price* e dei prezzi contrattualizzati. I benefici per gli utenti sono rappresentati da minori oneri di sistema, ma i livelli degli *strike price* non si trasferiscono interamente sul prezzo del mercato *wholesale*, in quanto incidono unicamente sulla quota di generazione rinnovabile sussidiata, riducendo la rendita

---

<sup>41</sup> Nel caso dei CfD a due vie, che rientrano nella più ampia categoria dei *feed-in premium* con incentivo variabile, quando il prezzo *wholesale* supera lo *strike price* il produttore restituisce la differenza, che viene portata a riduzione degli oneri di sistema, con un beneficio per i consumatori finali. Il meccanismo è simmetrico: quando il prezzo *wholesale* è inferiore allo *strike price*, viene corrisposta la differenza al produttore, finanziata attraverso gli oneri di sistema. Vi sono però anche altre tipologie di incentivi che garantiscono un premio fisso, indipendente dal prezzo di mercato (ad es. *feed-in premium* con incentivo fisso).

<sup>42</sup> GSE (2025), [Riepilogo Graduatorie Bandi D.M. 30/12/2024](#), 1° dicembre.

<sup>43</sup> Nel caso della capacità contrattualizzata tramite i meccanismi di *capacity market* o di riserva strategica, la durata dei contratti varia a seconda degli schemi e dei Paesi, ad es. in Italia per la capacità esistente sono previsti contratti di durata annuale, ma lo stesso impianto può partecipare anche alle aste per la consegna negli anni successivi.

inframarginale di questi impianti, ma non quella del resto della generazione rinnovabile.<sup>44</sup> Gran parte dei meccanismi di supporto alle rinnovabili prevede infatti che l'energia elettrica resti nella disponibilità del produttore (con eccezioni per schemi meno recenti e impianti di piccola taglia) e non venga messa "direttamente" a disposizione degli utenti energetici. Proprio con il fine di trasferire più direttamente il minore costo dell'energia rinnovabile agli utenti (o almeno a un loro sottoinsieme) – nonché di favorire l'installazione di nuova capacità rinnovabile da parte di clienti energivori – è stata pensata la misura italiana dell'*Energy release*, in cui l'effetto prezzo viene trasferito direttamente e interamente a un sottoinsieme di utenti.<sup>45</sup> Rimane tuttavia aperto il problema che queste soluzioni interessano tipicamente i grandi consumatori, ma non le famiglie.

Un discorso a parte meritano i contratti bilaterali a lungo termine stipulati su base privata. Lo sviluppo del mercato dei contratti bilaterali, inclusi i PPA, può contribuire a ridurre la volatilità dei prezzi, risultato già di per sé significativo, ma poco può fare per il livello, visto che i contratti difficilmente possono ignorare il livello medio del mercato *spot*. In Italia il mercato dei contratti bilaterali si è certamente sviluppato, ma siamo ancora lontani da un punto di equilibrio tra mercati a pronti e mercati a termine. Considerando, ad esempio, i dati a partire dal 2019, la quota di volumi oggetto di contrattazione bilaterale scambiati fuori borsa rispetto alla domanda totale si è progressivamente ridotta, passando dal 28% nel 2019 al 20% nel 2024 fino al 18% nel 2025, come illustrato nella Tabella 3.

---

<sup>44</sup> Nel caso ad es. di contratti di tipo CfD a due vie, ipotizzando uno *strike price* di 80 €/MWh, l'impianto rinnovabile riceverà questo prezzo per ciascun MWh prodotto. Qualora il prezzo di mercato fosse superiore (ad es. 100 €/MWh), l'impianto sarebbe tenuto a restituire la differenza (in questo caso 20 €/MWh), che contribuirebbe alla riduzione degli oneri di sistema, quindi con un beneficio per gli utenti. La presenza dell'impianto rinnovabile contrattualizzato con uno *strike price* di 80 €/MWh, a parità di condizioni, contribuirebbe a ridurre il prezzo sul mercato *wholesale*, ma l'entità della riduzione dipende dal peso dell'impianto (o più in generale della generazione soggetta a simili contratti) rispetto alla domanda in una certa ora. Il CfD a due vie rimuove infatti la rendita marginale di 20 €/MWh per l'impianto rinnovabile in questione, ma il resto degli impianti rinnovabili non incentivati con simili meccanismi continuerebbero a beneficiarne.

<sup>45</sup> Nello specifico, questo nuovo meccanismo prevede la possibilità che, nella fase di anticipazione, della durata di 36 mesi, il GSE ceda l'energia nella propria disponibilità alle imprese energivore selezionate, in cambio dell'impegno di queste ultime a realizzare nuova capacità rinnovabile dimensionata per produrre almeno il doppio dell'energia elettrica rinnovabile anticipata. La restituzione dell'energia elettrica anticipata avverrà nei 20 anni successivi tramite questa nuova capacità rinnovabile. Si veda ad es. GSE, [Energy Release 2.0](#) (ultimo accesso 4 maggio 2026). Si veda inoltre [Decreto del Ministro n. 204 del 29 luglio 2025](#).

**Tabella 3 Volumi di elettricità scambiati fuori borsa rispetto ai volumi totali in Italia nel periodo 2019-2025**

	<b>Volumi totali (TWh)</b>	<b>Volumi fuori borsa (TWh)</b>	<b>Volumi fuori borsa (%)</b>
<b>2019</b>	295,8	82,4	28%
<b>2020</b>	280,2	70,3	25%
<b>2021</b>	290,4	69,1	24%
<b>2022</b>	289,5	78,4	27%
<b>2023</b>	278	68,1	24%
<b>2024</b>	283,8	57	20%
<b>2025</b>	286,3	51,7	18%

Fonte: Elaborazione Oxera su dati GME ([2019](#), [2020](#), [2021](#), [2022](#), [2023](#), [2024](#), [2025](#)).

Nel complesso, anche se questo è raramente dichiarato, nei fatti si sta realizzando il passaggio dalla concorrenza nel mercato, che ha dimostrato di non funzionare adeguatamente, a una concorrenza che sia anche “per il mercato”.

Dall’insoddisfazione per il funzionamento della concorrenza nel mercato discende la discussione sull’opportunità di interventi regolatori più intrusivi, che sono stati ipotizzati nel dibattito corrente. Tra questi: il vincolo per i generatori di offrire al costo, opportunamente livellato per tener conto delle ore di funzionamento e inclusivo di un ragionevole margine di profitto; ovvero l’introduzione di un prezzo massimo per i produttori inframarginali (tipicamente idroelettrico e rinnovabili), sebbene in questi casi sarebbe opportuno anche un prezzo minimo, ad es. calibrato sulla base del livello di esposizione al rischio lasciato all’operatore. Un precedente rilevante in questa direzione è il *revenue cap* per i produttori inframarginali, introdotto come misura d'emergenza temporanea durante la crisi energetica del 2022.<sup>46</sup> A livello europeo era stata infatti prevista la possibilità di introdurre un tetto ai ricavi di mercato fino a “un massimo” di 180 €/MWh per i produttori inframarginali.<sup>47</sup> L'Italia fu tra i primi Paesi a muoversi: una prima misura fu introdotta già nel gennaio 2022, tramite un meccanismo CfD a due vie per alcuni impianti rinnovabili, fissato a una soglia significativamente più bassa di quella poi prevista a livello UE e pari a circa 56-75

<sup>46</sup> Per un confronto si veda ad es. Macchiati, A., Vitelli, R. (2022), [Un confronto tra le misure italiane e europee con impatti sul mercato elettrico](#), 23 dicembre, pubblicato su Staffetta Quotidiana. Si veda inoltre Branzi, G., Conte, V., Vitelli, R. (2026), [Il DL Bollette dopo il nuovo quadro UE sugli aiuti di Stato](#), 18 maggio, pubblicato su Staffetta Quotidiana

<sup>47</sup> Gazzetta Ufficiale dell’Unione europea (2022), Regolamento (UE) 2022/1854 del Consiglio del 6 ottobre 2022 relativo a un intervento di emergenza per far fronte ai prezzi elevati dell’energia, art. 6.

€/MWh, a seconda delle zone di mercato.<sup>48</sup> Una seconda misura, allineata alla soglia europea di 180 €/MWh, fu poi introdotta per il periodo da dicembre 2022 a giugno 2023, coprendo gli impianti rinnovabili non soggetti al primo meccanismo e gli altri produttori inframarginali non rinnovabili.<sup>49</sup>

Un altro esempio è rappresentato dal nuovo meccanismo francese del *Versement Nucléaire Universel* (VNU) per la produzione nucleare di EDF, che dal 2026 ha superato il precedente meccanismo dell'*Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique* (ARENH). Il VNU prevede che nei periodi di prezzi *wholesale* elevati (al superamento di due diverse soglie rispetto al costo per la capacità di generazione nucleare esistente, definito dal regolatore) una parte dei ricavi dalla vendita di energia elettrica sia redistribuita agli utenti. In particolare, se i ricavi annui effettivi dall'attuale parco nucleare superano quelli corrispondenti a una prima soglia (attualmente 78 €/MWh), i ricavi eccedenti sono tassati al 50%, mentre se superano quelli pari a una seconda soglia (attualmente 110 €/MWh) l'aliquota sale al 90%. Gli importi così recuperati sono redistribuiti agli utenti tramite una riduzione delle bollette elettriche.<sup>50</sup> Inoltre, negli ultimi anni, sono state proposte anche soluzioni alternative per attuare il *decoupling*, come ad es. varie forme di *split wholesale market* (proposte dal governo greco nel 2022 o approfondite nel Regno Unito nel corso della *Review of Electricity Market Arrangements*),<sup>51</sup> non portate poi avanti. Più di recente, sebbene il principio del *system marginal price* alla base dei mercati *wholesale* dell'energia elettrica sia stato confermato a livello UE, sono riemerse discussioni e proposte relative al *decoupling* nel Regno Unito, ad es. ipotizzando il ricorso a un meccanismo di tipo *pay-as-bid* o assoggettando a regolazione gli impianti termoelettrici – tramite il modello c.d. RAB-WACC tipicamente utilizzato per le infrastrutture di rete.<sup>52</sup>

Dalla rassegna di questi interventi, per la maggior parte ancora allo stato sperimentale, si può concludere che il sistema del prezzo marginale come unico principio guida di determinazione del prezzo dell'energia si sta progressivamente incrinando ed è sempre

<sup>48</sup> Decreto Legge 4/2022, art. 15 bis.

<sup>49</sup> Legge n. 197 del 29 dicembre 2022, commi 30-38.

<sup>50</sup> Loi de Finances 2025 du 14 février 2025, art. 17. Si veda inoltre CRE (2026), [Délibération n°2026-03](#), 8 gennaio. Si veda inoltre Legifrance.gouv.fr (2026), [Arrêté du 27 mars 2026 fixant le tarif unitaire de minoration applicable au titre du dispositif de versement nucléaire universel pour l'année 2026](#), marzo.

<sup>51</sup> Si veda ad es. Oxera (2023), [Decoupling electricity and fossil fuel prices: bright idea or lights out?](#), 28 aprile.

<sup>52</sup> Si veda ad es. The Guardian (2026), [Reeves looking to break link between gas cost and electricity prices](#), 16 aprile. Si veda inoltre Sky News (2026), [Government looking at decoupling electricity and gas prices to bring down bills](#), 25 marzo. GreenPeace, [POWER SHIFT. How the Labour government can bring down bills and bolster net zero by curtailing the power of gas](#). Si veda inoltre Bloomberg (2026), [UK Government Looks at Delinking Gas and Electricity Prices](#), 16 aprile.

più spesso accompagnato da misure e strumenti per smussare la volatilità dei prezzi sul mercato *spot*.

## 8. Conclusioni

Le tensioni internazionali (guerra in Ucraina, crisi iraniana) hanno fatto venire meno la disponibilità di fonti fossili a basso costo e con oscillazioni contenute di cui l'Europa aveva beneficiato per diversi decenni. Questa rottura di una tendenza di lungo periodo è intervenuta proprio nella fase di transizione verso le energie rinnovabili, mettendo alla prova il regime di liberalizzazione avviato nei primi anni del secolo.

La rassegna dei diversi *driver* che concorrono alla definizione del costo della bolletta elettrica mostra come l'elevato livello dei prezzi dell'energia elettrica in Italia e in Europa sia il risultato di una sovrapposizione di fattori strutturali (ad es. i mutati equilibri geopolitici) e congiunturali (tensioni nei mercati delle *commodity*, comportamenti delle imprese), nonché delle scelte di *policy* (la transizione energetica e le modalità del suo finanziamento, l'organizzazione dei mercati).

L'entità dell'impatto del prezzo del gas dipende dal ruolo che questa fonte tuttora svolge nella produzione elettrica. Inoltre, per via del meccanismo del *system marginal price*, quando gli impianti a gas rappresentano la tecnologia marginale, il loro *bid*, influenzato dai costi della *commodity* gas (nonché dai costi della CO<sub>2</sub>) determina il prezzo di chiusura per l'intero mercato. Il peso del gas nel *mix* di generazione contribuisce quindi alle differenze di prezzo all'interno dell'UE. Ciò è particolarmente rilevante per l'Italia, dove il gas ha rappresentato la tecnologia marginale in circa il 61-67% delle ore nel 2024 (circa il 60-66% nel 2025), contro circa il 6% delle ore in Spagna e Portogallo. La correzione di questa dipendenza assume quindi una valenza fondamentale per contenere gli effetti degli *spike* dei prezzi del gas; la velocità di reazione mostra significative differenze e il nostro Paese sembra aver mostrato una capacità di risposta più debole di Germania, Spagna e Polonia nell'aumentare la quota della domanda elettrica coperta da generazione rinnovabile.

Quanto al costo della CO<sub>2</sub>, il meccanismo dell'EU ETS è tornato al centro del dibattito, con richieste di revisione sollevate da più parti. Le principali ipotesi discusse a livello europeo hanno riguardato, tra le altre: la revisione della *Market Stability Reserve*, la revisione dei criteri di allocazione gratuita delle quote e l'aggiornamento dei relativi *benchmark*. Se da un lato il ruolo del meccanismo di *pricing* della CO<sub>2</sub> come strumento chiave delle politiche UE in materia di energia e clima è stato di recente ribadito, dall'altro alcune di queste istanze hanno già trovato risposta: una proposta di modifica della MSR, volta a ridurre l'eccessiva volatilità dei prezzi dei certificati di emissione attraverso la sospensione della cancellazione delle quote eccedenti, è stata avanzata in

aprile,<sup>53</sup> mentre l'11 maggio scorso la Commissione ha avviato una consultazione sui nuovi *benchmark* per il periodo 2026-2030, in base ai quali l'industria continuerebbe a ricevere quote gratuite pari in media al 75% delle proprie emissioni.<sup>54</sup> Inoltre, una revisione complessiva del sistema è attesa per luglio 2026.<sup>55</sup>

Un ulteriore elemento che contribuisce a spiegare le differenze di prezzo all'interno dell'UE è rappresentato dagli oneri generali di sistema, che includono, tra gli altri, i sussidi riconosciuti ai produttori di energia rinnovabile. Guardando al futuro, resta aperta la questione di come questa componente evolverà: i consumatori stanno pagando (e continueranno a farlo per diversi anni) i meccanismi di supporto istituiti negli scorsi anni, il cui profilo di costo è in larga misura già determinato. Se gli Stati membri continueranno ad attivare nuovi meccanismi di supporto, questa voce potrà continuare a crescere; in caso contrario, la fisiologica scadenza degli incentivi esistenti potrebbe portare a un graduale alleggerimento di questa componente. In ogni caso, in uno scenario di crescente penetrazione delle rinnovabili nei sistemi elettrici europei, le maggiori complessità operative e gestionali che ne derivano richiedono tipicamente anche ulteriori strumenti a supporto della sicurezza e dell'adeguatezza del sistema. Già oggi, ad esempio, i meccanismi a supporto delle rinnovabili stesse sono stati spesso "accompagnati" da altri meccanismi per assicurare la sicurezza e adeguatezza del sistema, ad es. schemi di *capacity market* e/o meccanismi per lo sviluppo di capacità di accumulo o *low-carbon flexibility* (come anche mostrato dalla crescita della componente relativa a *capacity taxes* della bolletta elettrica). Meccanismi tutti destinati a incidere sul prezzo finale. Difficile quindi attendersi riduzioni significative da questa componente.

I ricavi unitari medi conseguiti sul mercato del giorno prima da diverse tecnologie di generazione in quattro dei principali Paesi europei mostrano significative differenze: negli ultimi tre anni, in Italia, solare ed eolico hanno beneficiato di rendite inframarginali sistematicamente più elevate rispetto alle stesse tecnologie in Germania, Spagna e Francia, anche grazie alla più elevata frequenza con cui il gas fissa il prezzo *wholesale*. Al tempo stesso, anche gli impianti termoelettrici a gas italiani hanno conseguito ricavi unitari medi superiori ai loro omologhi europei. Vista da questa prospettiva, la spinta al rialzo dei prezzi potrebbe trovare un ulteriore motivo, non

---

<sup>53</sup> Proposal for a Decision of the European Parliament and of the Council amending Decision (EU) 2015/1814 as regards ceasing the invalidation of allowances in the market stability reserve, COM(2026) 153 final.

<sup>54</sup> Commissione europea (2026), [Commission presents updated EU Emissions Trading System benchmarks for consultation](#), press release, 11 maggio.

<sup>55</sup> Si veda Consiglio europeo (2026), [Riunione del Consiglio europeo \(19 marzo 2026\) – Conclusioni](#), 19 marzo, pag. 12. Si veda anche Commissione europea (2026), [EU reinforces the stability and predictability of its carbon market](#), press release, 1° aprile.

l'unico, anche in una più debole concorrenza sul mercato italiano. Le differenze nei ricavi medi unitari potrebbero peraltro dipendere da altri fattori che meriterebbero ulteriore approfondimento, come il diverso ruolo degli impianti a gas nei mercati dei diversi Paesi, la loro specifica funzione di costo e il livello di efficienza del parco termoelettrico.

Non rientrava nello scopo di questo lavoro identificare le misure per contenere il costo dell'energia, anche se da questa rassegna – che ha incluso anche più di un accenno alle misure introdotte – emergono le aree dove gli interventi potrebbero risultare più efficaci. Tuttavia, la loro individuazione puntuale richiede ancora un lavoro di approfondimento e di verifica empirica.