

10. La riforma dei prezzi zionali dell'energia e il rilancio della competitività del Sud

10.1 Competitività industriale: l'impatto dei costi energetici

Negli ultimi anni, il tema della competitività industriale è tornato al centro del dibattito economico europeo. Dopo un lungo ciclo di globalizzazione fondato su efficienza e riduzione dei costi di produzione, la crisi energetica del biennio 2021-2022 ha rivelato la fragilità di un modello di crescita e di scambio basato su energia abbondante, mercati aperti e interconnessi e catene globali del valore iper-specializzate¹. Le oscillazioni dei prezzi di gas ed elettricità hanno agito come amplificatore di vulnerabilità latenti, ridefinendo la geografia degli scambi commerciali internazionali e riportando la variabile energetica al cuore della politica economica.

Forti di abbondanti risorse interne, gli Stati Uniti hanno consolidato un vantaggio strutturale, mentre le economie asiatiche, caratterizzate da domanda in forte crescita, hanno reagito diversificando gli approvvigionamenti e investendo in tecnologie di stoccaggio, nucleare e fonti rinnovabili. L'Europa, invece, si trova oggi di fronte alla sfida più complessa: conciliare la transizione verde con la sostenibilità dei costi, la sicurezza delle forniture e la transizione digitale, che preme sulla domanda e sui prezzi dell'energia.

L'Unione Europea è stata la prima grande economia a vincolare la propria politica economica a obiettivi climatici di lungo periodo, riducendo la produzione da fonti fossili e anticipando la transizione verso le fonti ad impatto ambientale nullo. Tuttavia, tale scelta è stata perseguita prevalentemente attraverso la leva regolatoria, piuttosto che attraverso una politica industriale adeguatamente finanziata a livello comunitario. Questo approccio, pur rafforzando la leadership normativa europea, ha progressivamente indebolito la capacità di adattamento tecnologico e produttivo delle imprese, ampliando la dipendenza da forniture esterne di energia, materie prime e componenti strategiche. Se per anni si è confidato nella capacità dei mercati globali di garantire stabilità e convenienza, la crisi del gas del 2021-2022 ha mostrato i limiti di un sistema frammentato, in cui le politiche energetiche restano largamente nazionali e le risposte comuni emergenziali.

L'incremento dei prezzi di gas ed elettricità ha trasformato la questione energetica da tema ambientale a determinante strutturale della competitività industriale. Nei settori ad alta intensità energetica – metallurgia, chimica di base, carta, vetro, ceramica – l'incidenza dei costi dell'energia sui margini di profitto è divenuta tale da condizionare le scelte di investimento, la localizzazione delle produzioni e, in alcuni casi, la continuità stessa delle attività². L'energia, da mero fattore di produzione, è divenuta un

¹ Vedi Guarascio, D., Holzner, M., Iacobucci, D. et al. European competitiveness in the new global context: structural constraints, strategic dependencies and the role of the new industrial policy. *J. Ind. Bus. Econ.* 52, 525–533 (2025).

² Secondo la Commissione Europea, nei settori europei più energivori l'energia è ormai una voce di costo dominante: nel 2023 l'elettricità e il gas rappresentavano circa il 38% dei costi di produzione nell'alluminio primario, il 29% nelle ferroleghie e silicio, il 25% nel vetro piano e intorno al 20% nell'estrazione mineraria, mentre nei grandi comparti ad alta intensità energetica come acciaio, cemento, vetro e chimica di base la quota dell'energia è tipicamente compresa tra il 5% e il 10% dei costi totali, contro appena l'1-3% per l'impresa manifatturiera media.

elemento imprescindibile rispetto all'obiettivo dell'autonomia strategica europea.

Dal punto di vista teorico, questa interdipendenza riflette due dimensioni complementari. La prima riguarda il legame tra costo dell'energia, produttività e comportamenti d'impresa. La volatilità dei prezzi porta ad acuire l'incertezza, riducendo quindi la propensione all'investimento. La seconda, di economia internazionale, concerne la ridefinizione dei vantaggi comparati in base alla dotazione di fattori e alla struttura dei costi energetici³. Differenziali persistenti nei prezzi dell'energia determinano spostamenti delle catene globali del valore verso aree a minor costo e sistemi regolatori più stabili⁴.

In questa prospettiva, la competitività industriale europea dipende sempre più dalla capacità di garantire un'energia accessibile, stabile e coerente con gli obiettivi di sostenibilità. Il nodo centrale non è la transizione verde in sé, ma la sua implementazione. Ridurre la volatilità, rafforzare le interconnessioni, promuovere contratti di lungo periodo e favorire la convergenza dei costi fiscali e regolatori sono oggi condizioni necessarie per restituire all'industria europea un vantaggio competitivo stabile.

Nel contesto italiano, lo svantaggio competitivo deriva dall'incrocio tra un differenziale di prezzo dell'energia sfavorevole e una minore capacità di assorbire la volatilità dei mercati. La struttura produttiva nazionale, fortemente manifatturiera e caratterizzata da un tessuto di piccole e medie imprese, risente in modo accentuato dei differenziali di costo rispetto ai principali partner europei. L'elevata dipendenza dalle importazioni di gas e la limitata flessibilità infrastrutturale amplificano la trasmissione degli shock internazionali sui prezzi interni. La capacità di integrare politiche industriali ed energetiche diventa, quindi, un fattore decisivo per la tenuta dell'apparato produttivo e per la coesione territoriale del Paese.

238

Il capitolo introduce la questione della competitività energetica europea, analizzando le differenze strutturali nei mercati del gas e dell'elettricità rispetto a Stati Uniti e Cina e il diverso grado di autonomia energetica. Segue un esame del posizionamento dell'Italia nel contesto europeo, con particolare attenzione agli effetti che i differenziali di prezzo e struttura dei consumi hanno sulle imprese manifatturiere e nella ripartizione regionale. La terza sezione approfondisce le determinanti dei costi elettrici anche attraverso un approccio econometrico, volto a misurare la relazione tra variabili di mercato, regolazione e dinamica dei prezzi. Il capitolo si conclude con l'analisi del superamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN) e della transizione verso i prezzi zonal, valutandone le implicazioni economiche e territoriali per il Mezzogiorno.

10.2 L'Unione europea tra Stati Uniti e Cina

Il costo dell'energia all'ingrosso varia sensibilmente in base all'area geografica di riferimento, riflettendo la diversa disponibilità di risorse energetiche e la capacità di produzione interna. Negli ultimi anni, il divario tra Europa, Nord America e Asia si è ampliato, con l'Europa stabilmente su livelli di prezzo più

europea. Queste dinamiche sono alla base della perdita di competitività delle industrie energivore europee rispetto ai concorrenti localizzati in regioni del mondo dove il costo dell'energia è notevolmente più basso.

³ L'incertezza sui prezzi energetici tende a ridurre gli investimenti e a rallentare la modernizzazione del capitale, come mostrano le più recenti analisi sull'elasticità degli investimenti ai costi energetici (Saussay, "The impact of energy prices on industrial investment location: evidence from global firm level data", *Journal of Environmental Economics and Management*, 2024). Allo stesso tempo, i differenziali strutturali nei costi dell'energia influenzano la localizzazione delle attività manifatturiere e la distribuzione geografica della produzione (Elliott, R.J.R., Sun, P. & Zhu, T. Energy abundance, the geographical distribution of manufacturing, and international trade. *Rev World Econ* 160, 1361-1391, 2024).

⁴ Verpoort, P.C., Gast, L., Hofmann, A. et al. (2024), "Impact of global heterogeneity of renewable energy supply on heavy industrial production and green value chains". *Nat Energy* 9, 491-503.

elevati e caratterizzata da una maggiore volatilità. Tale differenza risulta particolarmente evidente osservando l'andamento del prezzo del gas naturale (Fig. 1).

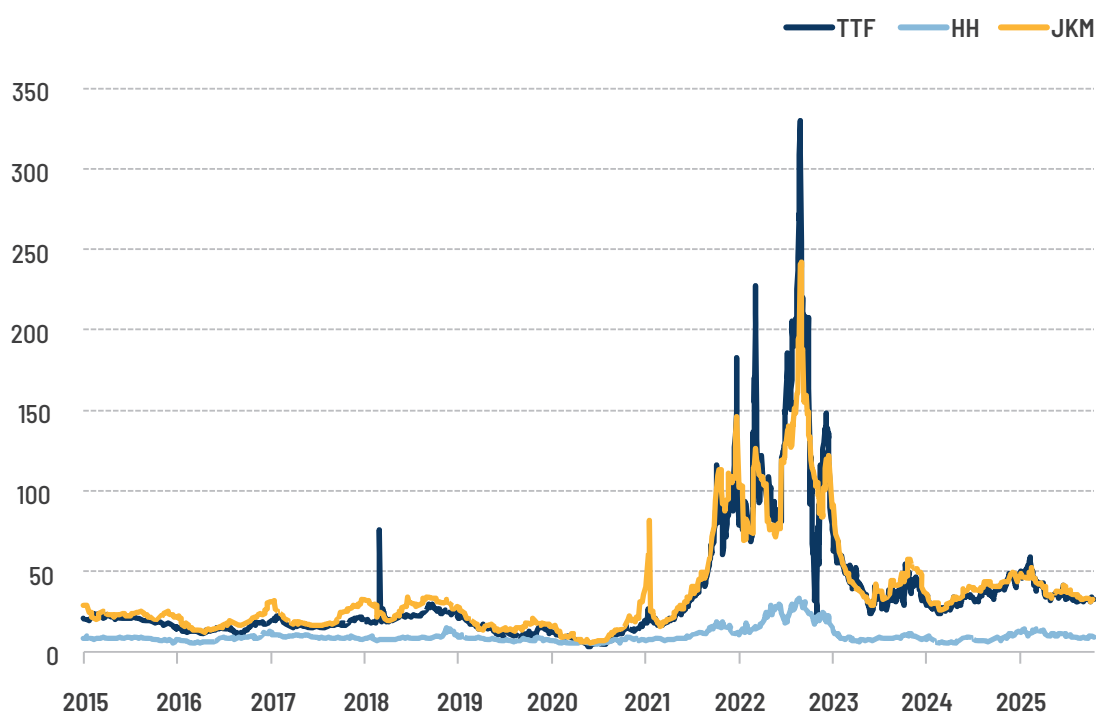
Nel periodo pre-Covid (2015-2019), i corsi del gas naturale sul mercato europeo TTF (Title Transfer Facility) e su quello asiatico JKM (Japan Korea Marker) si attestavano in media rispettivamente tra i 17,5 e i 21,5 €/MWh, un ordine di grandezza oltre due volte superiore rispetto alle quotazioni sull'Henry Hub statunitense (8,3 €/MWh). Le tensioni sui mercati internazionali dell'energia e la riduzione dei flussi di gas verso l'Europa del 2022 hanno spinto le quotazioni del gas naturale su livelli mai registrati in passato, con il TTF che ha raggiunto nell'agosto 2022 picchi giornalieri superiori ai 330 €/MWh, una media annuale di 123,5 €/MWh, contro i 113 €/MWh del JKM asiatico e gli appena 21,4 €/MWh dell'Henry Hub. Nei due anni successivi, i prezzi sono progressivamente diminuiti, stabilizzandosi tuttavia su livelli superiori rispetto al periodo pre-Covid.

La crisi energetica del 2021-2022 ha accentuato bruscamente le differenze tra le aree geografiche di riferimento, segnando una rottura rispetto al periodo precedente. Nella media dei primi 9 mesi del 2025, infatti, il prezzo medio del gas naturale sul mercato europeo (37,9 €/MWh) risulta superiore alle quotazioni americane di quasi quattro volte (10,6 €/MWh). Simile il divario con le quotazioni del gas sul mercato asiatico JKM che si colloca attualmente intorno ai 38,6 €/MWh. Ciò si traduce in un differenziale di prezzo tra Europa e Stati Uniti di oltre 25 €/MWh (Fig. 2). Al contrario, la differenza di prezzo tra Europa e Asia (TTF-JKM) è andata progressivamente a ridursi e nei primi nove mesi del 2025 risulta inferiore ad un euro per megawattora.

Il divario di costo osservato riflette il diverso grado di autonomia energetica delle tre economie (Fig.

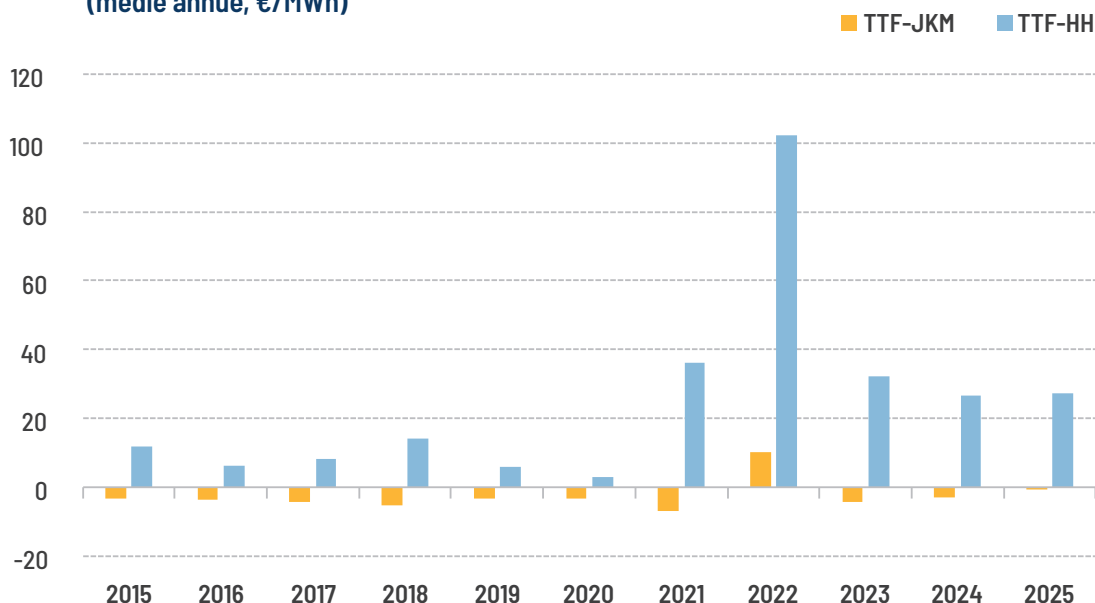
239

Figura 1 Prezzo del gas in Europa (TTF), Stati Uniti (HH) e Asia (JKM) (dati giornalieri, €/MWh)



Fonte: elaborazioni Svimez su dati LSEG.

Figura 2 Differenziale di prezzo del gas naturale in Europa (TTF), Stati Uniti (HH) e Asia (JKM)
(medie annue, €/MWh)



Fonte: elaborazioni Svimez su dati LSEG.

3). L'Unione europea ha mantenuto per tutto il periodo un saldo energetico fortemente negativo, superiore a 30 mila petajoule, a causa di una dipendenza strutturale dalle importazioni di combustibili fossili e di una produzione interna incapace di coprire il fabbisogno complessivo.

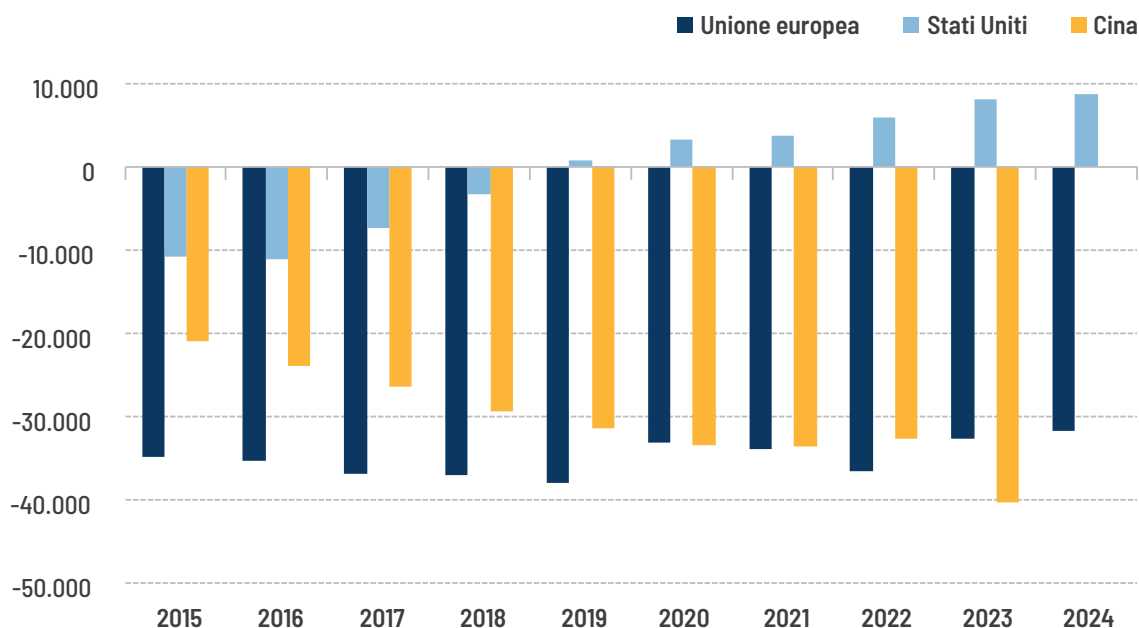
Gli Stati Uniti, al contrario, hanno progressivamente invertito la propria posizione: dalla dipendenza energetica dall'estero del 2015 (-10 mila petajoule) sono divenuti esportatori netti già nel 2019, fino a registrare un avanzo di oltre 8 mila petajoule nel 2024, in virtù di un incremento di produzione di gas e petrolio non convenzionali⁵. Lo stesso rallentamento dell'inflazione statunitense a metà del 2022 è stato l'esito della massiccia vendita di petrolio implementata da Washington ricorrendo alle Riserve Strategiche di Petrolio (RSP), che ha avuto un impatto significativo sul prezzo della benzina, con effetti benefici sul prezzo di tutti i prodotti energetici e sulla dinamica inflazionistica complessiva⁶.

La Cina, pur disponendo di una consistente capacità estrattiva, ha progressivamente ampliato il disavanzo con l'estero, superando i 40 mila petajoule nel 2023. Il rapido incremento della capacità installata da fonti rinnovabili – solo nel primo semestre 2025 si stima un aumento di 256 GW nel fotovoltaico, a fronte di una capacità installata europea complessiva di 338 GW⁷ – non è risultata finora sufficiente a soddisfare l'incremento della domanda interna. Allo stesso tempo, le politiche industriali cinesi destinate alle tecnologie rinnovabili hanno prodotto una capacità manifatturiera tale da rendere le forniture cinesi indispensabili alla transizione energetica globale.

⁵ Per "gas e petrolio non convenzionali" si intendono *shale gas* e *tight oil*, idrocarburi estratti da formazioni rocciose a bassa permeabilità attraverso tecniche di fratturazione idraulica (*fracking*) e perforazione orizzontale. Lo sviluppo di queste tecnologie, avviato su larga scala negli Stati Uniti a partire dalla metà degli anni 2000, ha consentito una rapida espansione della produzione domestica, riducendo la dipendenza dalle importazioni e trasformando il Paese in uno dei principali esportatori mondiali di gas naturale liquefatto (GNL).

⁶ US Treasury (2022). The Price Impact of the Strategic Petroleum Reserve Release. U.S. Department of the Treasury, Press Release, July 26.

⁷ Ember (2025), Global solar installations surge 64% in first half of 2025; SolarPower Europe (2024), European Market Outlook for Solar Power 2024-2028.

Figura 3 Saldo dei flussi fisici di energia primaria in Europa, Stati Uniti e Cina (Petajoule)

Fonte: elaborazioni Svimez su dati IEA.

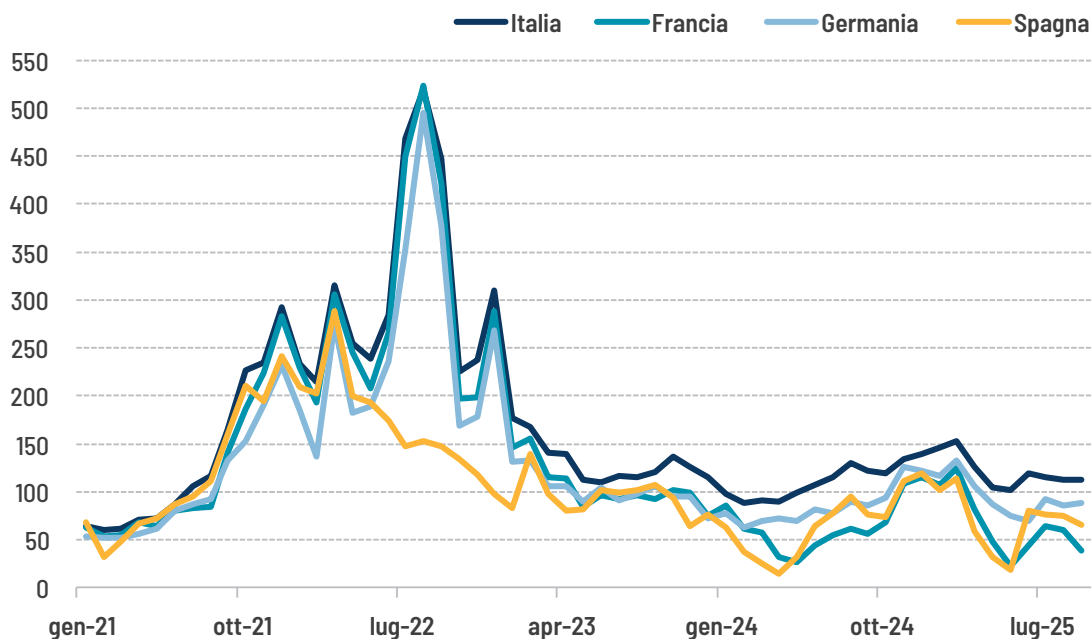
10.3 Lo svantaggio italiano nel contesto europeo

Le dinamiche osservate sui mercati del gas si sono riflesse direttamente sul costo dell'energia elettrica. L'elevata dipendenza della generazione elettrica dal gas naturale ha reso i mercati elettrici particolarmente vulnerabili alle tensioni internazionali. Con lo shock del 2021-2022, l'aumento dei prezzi dell'energia elettrica si è manifestato in misura ben più ampia rispetto a quello del gas naturale. La trasmissione dei rincari lungo la filiera energetica ha prodotto un effetto moltiplicativo sui mercati elettrici, con le quotazioni all'ingrosso che hanno superato i 500 €/MWh nei principali Paesi europei (Fig. 4).

In questo contesto, già prima della crisi l'Italia presentava valori medi dell'energia elettrica più elevati rispetto ai principali partner europei, mentre la Spagna si è distinta per l'introduzione del "Tope al gas"⁸, un meccanismo di contenimento del prezzo del combustibile destinato alla generazione elettrica, attivato a giugno 2022, che ha contribuito a mantenere quotazioni medie più stabili e inferiori rispetto al resto d'Europa.

Dal 2023 i prezzi sono progressivamente rientrati, pur mantenendosi su livelli più elevati rispetto al periodo pre-crisi, come nel caso del gas. Nel biennio 2024-2025 le quotazioni si sono stabilizzate tra 90 e 130 €/MWh, con una parziale convergenza tra i principali Paesi europei ma con differenze ancora evidenti. L'Italia continua a registrare quotazioni più elevate, seguita da Germania, Spagna e Francia. Nella media dei primi 9 mesi del 2025, il prezzo dell'energia elettrica in Italia è risultato pari a 121,1 €/MWh, in aumento rispetto al 2024 del 9,1%. La quotazione media in Germania è, invece, di poco infe-

⁸ Il Tope al gas, introdotto in Spagna e Portogallo nel giugno 2022 nell'ambito della cosiddetta eccezione iberica, ha fissato un tetto progressivamente decrescente al prezzo del gas utilizzato per la generazione elettrica (pari a 40 €/MWh). Il differenziale tra tale valore e il prezzo effettivo di mercato è stato compensato tramite un meccanismo di conguaglio, finanziato dai consumatori del mercato all'ingrosso, riducendo così l'impatto diretto dei rincari del gas sul prezzo finale dell'elettricità.

Figura 4 Prezzo dell'energia elettrica nei principali paesi europei (medie mensili, €/MWh)

Fonte: elaborazioni Svimez su dati LSEG.

riore ai 95 €/MWh, oltre 26 €/MWh in meno rispetto alla quotazione italiana. Francia e Spagna godono di un vantaggio di prezzo ancor più elevato, collocandosi su livelli tra 65 e 70 €/MWh.

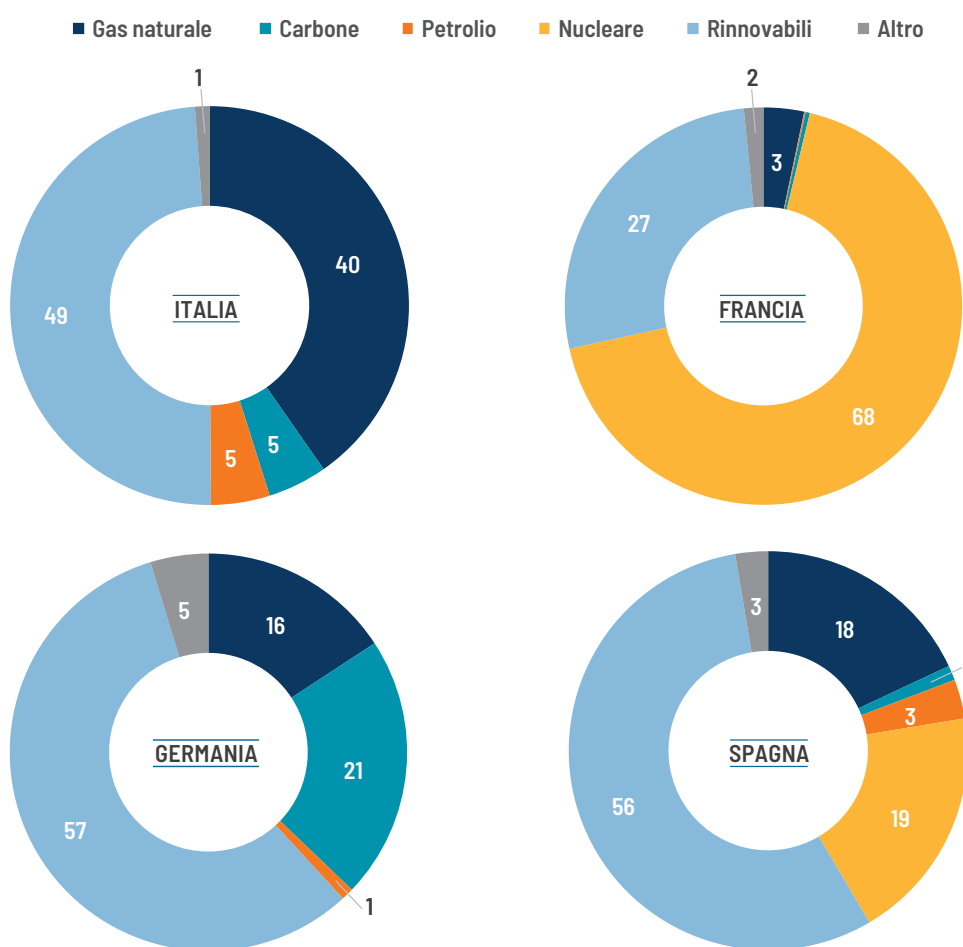
L'aumento generalizzato dei prezzi nel biennio 2021-2022 è riconducibile al sistema di tariffazione marginale che caratterizza il mercato elettrico europeo⁹. Nonostante una quota crescente di energia sia prodotta da fonti a basso costo come il fotovoltaico e l'eolico, il sistema di prezzo marginale vincola infatti il prezzo di mercato alla tecnologia più costosa - spesso una centrale termoelettrica a gas - necessaria per coprire i picchi di domanda residua. Di conseguenza, l'ultima unità di energia scambiata, anche se minima, determina il prezzo di tutto il sistema. Ciò comporta che la volatilità e l'elevato costo del gas registrato negli ultimi anni siano trasferiti all'intero mercato, portando a un segnale di prezzo che riflette la struttura dell'offerta marginale, piuttosto che il costo medio di tutte le tecnologie in uso. L'equilibrio tra domanda e offerta si realizza quindi attraverso un'asta uniforme (pay-as-clear), in cui tutti i produttori selezionati ricevono lo stesso prezzo, quello offerto dall'impianto marginale. La trasparenza del meccanismo consente un segnale di prezzo univoco, ma la sua efficacia dipende dalla struttura del sistema elettrico, dal grado di concorrenza e dalla flessibilità dell'offerta. Le tecnologie sono ordinate per costo crescente, da quelle a costo marginale nullo o prossimo allo zero - quali fotovoltaico ed eolico - fino a quelle più onerose, le fonti fossili.

Il differenziale nei prezzi finali dell'elettricità tra le principali economie europee riflette pertanto anche la composizione del mix di generazione nazionale (Fig. 5). In Italia, fino a pochi anni fa, il gas

⁹ In tutti i principali Paesi europei, il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso si forma secondo un sistema di tariffazione marginalista (System Marginal Price). Mediante aste, i produttori di energia presentano le offerte di vendita e i grossisti le domande di acquisto per ogni ora. Il gestore ordina le offerte di energia in ragione crescente rispetto ai costi marginali affrontati nella fase di produzione, delineando la cosiddetta curva di merito (offerta); simmetricamente, le proposte di acquisto vengono ordinate in senso decrescente in relazione all'utilità marginale (curva di domanda). L'ultima tecnologia attivata per soddisfare la domanda, nonché la più costosa, fissa il prezzo di equilibrio valido per tutte le unità attivate. In termini analitici, il meccanismo prevede che il prezzo $P(t) = C_j$ con $\sum_{i=1}^j Q_i \geq D(t)$, dove $D(t)$ è la domanda di energia nell'ora t in €/MWh, C_i è il costo marginale dell'impianto i , Q_i è la quantità offerta dall'impianto (con $i \in \{1, \dots, n\}$ ordinati per costo marginale crescente).

naturale rappresentava di gran lunga la principale fonte di produzione elettrica. Solo di recente, con l'espansione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico, il suo peso è stato superato da queste ultime, segnando un parziale riequilibrio del sistema. Ciononostante, il gas continua a coprire oltre il 40% della generazione, mentre le fonti rinnovabili incidono per poco meno del 50%. Risulta dunque evidente che la maggiore incidenza del gas naturale nel mix elettrico italiano rispetto alle altre economie sia una delle cause dello svantaggio competitivo italiano¹⁰.

Figura 5 Mix di generazione elettrica nei principali paesi europei nel 2024 (quote percentuali)



Fonte: elaborazioni Svimez su dati Energy Institute, 2025. Statistical Review of World Energy.

Il quadro risulta molto diverso in Francia, dove la produzione è dominata dal nucleare, che copre oltre i due terzi del totale e assicura maggiore stabilità ai prezzi, mentre le rinnovabili contribuiscono per il 26,9%. In Germania, la chiusura definitiva delle centrali nucleari nell'aprile 2023 ha accentuato la transizione verso un mix fondato sulle fonti rinnovabili, nel 2024 intorno al 57%, ma sostenuto ancora da quote significative di carbone e gas, rispettivamente 21,4 e 15,8%. Il quadro spagnolo mostra similarità con la Germania. Oltre il 55% della generazione elettrica proviene da fonti rinnovabili e il 18% dal gas naturale, ma al posto del carbone sfrutta energia nucleare domestica (19,1%).

¹⁰ Si consideri che il gas risulta più costoso rispetto alle altre tecnologie di generazione, non solo rispetto alle rinnovabili discontinue (fotovoltaico ed eolico), ma anche rispetto a idroelettrico, nucleare e carbone.

Le tensioni registrate sui mercati all'ingrosso si sono inevitabilmente riflesse sui prezzi finali pagati da famiglie e imprese europee. Nel 2024, il livello di prezzo dell'elettricità ha continuato a presentare forti differenze tra Paesi membri, sia per gli usi domestici sia per quelli non domestici, con implicazioni dirette sulla competitività dei sistemi produttivi nazionali (Fig. 6).

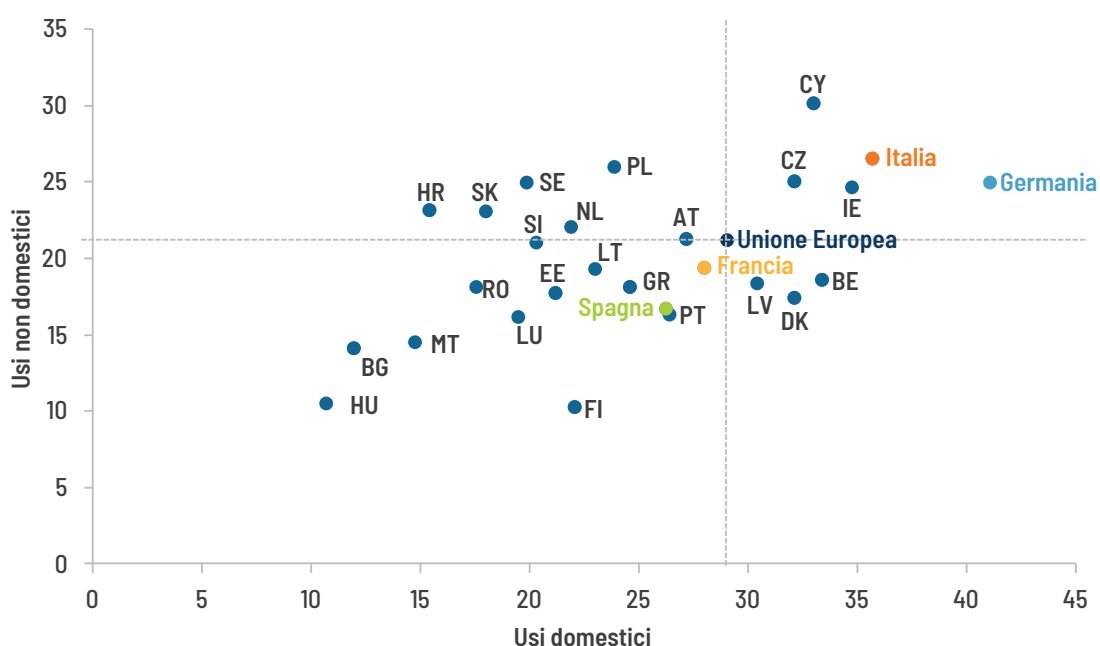
In Italia, i prezzi finali dell'elettricità per famiglie e imprese si sono collocati nella fascia alta della distribuzione europea nel 2024. Per le famiglie il costo finale è risultato in media pari a 35,7 c€/kWh, il 22% in più rispetto alla media UE (29,05 c€/kWh). Simile lo scenario dal lato delle imprese, con uno scostamento rispetto alla media UE di 5,4 c€/kWh (Italia 26,52 c€/kWh vs. UE 21,16 c€/kWh).

Nel confronto con i principali partner, la Francia presenta livelli di poco inferiori alla media UE in entrambi i segmenti (28,03 c€/kWh per gli usi domestici e 19,34 c€/kWh per quelli non domestici), mentre la Spagna si colloca su livelli ancora più contenuti (26,26 c€/kWh per i consumi domestici e 16,67 c€/kWh per quelli non domestici). La Germania, al contrario, registra il valore più elevato per i consumatori domestici (41,13 c€/kWh, +12,1 c€/kWh rispetto alla media UE), ma prezzi per le imprese (24,91 c€/kWh) più contenuti rispetto all'Italia.

Nel suo complesso, il quadro europeo mostra un discreto grado di eterogeneità tra Paesi membri. Per gli usi domestici, la forbice tra il Paese con il minor costo finale dell'energia elettrica (Ungheria 10,73 c€/kWh) e quello più costoso (Germania, 41,13 c€/kWh) supera i 30 c€/kWh. Minore risulta invece l'ampiezza di prezzo per gli usi non domestici, di poco inferiore ai 20 c€/kWh, tra Finlandia (10,25 c€/kWh) e Cipro (30,11 c€/kWh).

Le differenze tra i Paesi europei riflettono anche la diversa composizione delle componenti del prez-

Figura 6 Prezzo dell'energia elettrica per usi domestici e non domestici nei Paesi europei nel 2024 (in c€/kWh)



Fonte: elaborazioni Svimez su dati Eurostat.

zo finale dell'energia elettrica (Tabella 1). In Italia, in coerenza con un maggior prezzo all'ingrosso, la componente energia e vendita risulta più elevata rispetto a Francia, Germania, Spagna e alla media dell'UE. A fronte di ciò, i costi di rete italiani si collocano su livelli più contenuti rispetto alla media dell'Unione, rappresentando l'unico ambito di relativa competitività della struttura tariffaria nazionale. Nel dettaglio, per le famiglie, la componente relativa ai costi di trasporto e reti ammontava nel 2024 a 6,2 c€/kWh, pari al 17,5% del prezzo complessivo, contro valori sensibilmente più alti in Germania (12,2 c€/kWh, 29,6%), Spagna (8,2 c€/kWh, 31,3%) e nella media UE (7,9 c€/kWh, 27,2%).

Il vantaggio di costo relativo alla componente di rete e trasporto per le imprese operanti in Italia (3,0 c€/kWh, 11,2%) risulta meno significativo. Francia e Spagna nel 2024 hanno registrato costi simili a quello italiano in tale componente (rispettivamente 3,0 e 2,9 c€/kWh), mentre ben più elevato risulta il costo tariffario per la Germania (5,6 c€/kWh, 22,4% del prezzo finale)

Gli oneri di sistema, invece, mostrano una caratteristica peculiare: in Italia, a differenza di quanto avviene negli altri Paesi europei, il costo risulta identico per le famiglie e per le imprese (9,8 c€/kWh in entrambi i casi). Per le utenze domestiche, tali oneri risultano inferiori solo a quelli tedeschi (11,7 c€/kWh, 28,5% del totale), ma superiori a quelli di Francia (6,5 c€/kWh, 23,1%), Spagna (6,3 c€/kWh, 24,1%) e alla media UE (7,1 c€/kWh, 24,5%). Per le imprese, al contrario, rappresentano la voce più elevata nel confronto con i principali Paesi, superando nettamente i livelli di Francia (4,2 c€/kWh, 21,8%), Germania (7,3 c€/kWh, 29,3%), Spagna (4,2 c€/kWh, 25%) e della media UE (6,1 c€/kWh, 29%).

Le differenze nella struttura dei prezzi si accompagnano a una forte concentrazione territoriale dei consumi a livello nazionale. Nel 2024, su una fornitura complessiva di 252,3 GWh di energia elettrica

Tabella 1 Componenti del prezzo dell'energia elettrica nei principali paesi europei nel 2024 (€/MWh)

Settore	Usi domestici				Usi non domestici			
	Energia e vendita	Costi di rete	Oneri di sistema	Totale	Energia e vendita	Costi di rete	Oneri di sistema	Totale
Italia	19,7	6,2	9,8	35,7	13,7	3,0	9,8	26,5
Francia	15,0	6,6	6,5	28,0	12,1	3,1	4,2	19,3
Germania	17,2	12,2	11,7	41,1	12,0	5,6	7,3	24,9
Spagna	11,7	8,2	6,3	26,3	9,6	2,9	4,2	16,7
UE	14,0	7,9	7,1	29,1	11,3	3,7	6,1	21,2
Quote percentuali								
Italia	55,2	17,5	27,4	100,0	51,7	11,2	37,1	100,0
Francia	53,5	23,4	23,1	100,0	62,4	15,8	21,8	100,0
Germania	41,9	29,6	28,5	100,0	48,3	22,4	29,3	100,0
Spagna	44,6	31,3	24,1	100,0	57,4	17,6	25,0	100,0
UE	48,3	27,2	24,5	100,0	53,4	17,7	29,0	100,0

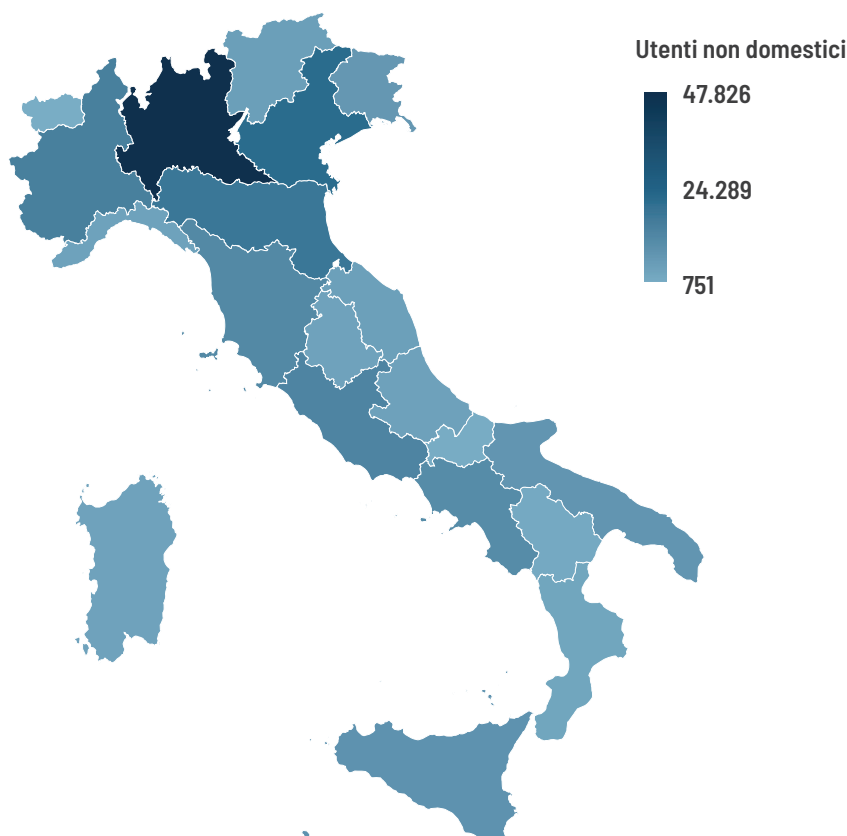
Fonte: elaborazioni Svimez su dati Eurostat.

(al netto dell'autoproduzione), oltre i tre quarti (76,8%) sono stati assorbiti dalle imprese. Focalizzandoci su quest'ultime, la Figura 7 mostra una distribuzione di energia elettrica fortemente polarizzata nelle regioni del Nord, dove si concentra la gran parte della base manifatturiera e dei distretti industriali italiani. La Lombardia emerge come il principale polo di consumo elettrico, con 47.826 GWh, quasi il 25% della distribuzione complessiva di energia elettrica per le imprese in Italia. Seguono il Veneto (21.305 GWh), l'Emilia-Romagna (17.659 GWh) ed il Piemonte (14.731 GWh). Insieme, queste quattro regioni formano un asse che da solo assorbe più della metà dell'energia elettrica complessivamente distribuita alle imprese, riflettendo la densità del tessuto industriale e la concentrazione di attività a elevato fabbisogno energetico.

Nel Centro Italia, l'utilizzo di energia elettrica risulta più contenuto e concentrato prevalentemente nel Lazio (13.284 GWh) e Toscana (11.821 GWh), con un'incidenza sul totale di oltre il 6% per entrambe le regioni.

Nel Mezzogiorno, la distribuzione di energia elettrica risulta nettamente inferiore, ma emergono poli produttivi con maggior utilizzo: la Campania (10.909 GWh), la Sicilia (8.849 GWh) e la Puglia (8.058 GWh). In questi territori, la domanda elettrica è trainata da settori energivori – siderurgia, chimica, agroalimentare e meccanica – e dalla presenza di importanti infrastrutture energetiche e portuali. Le altre regioni del Sud presentano invece livelli molto più contenuti, coerenti con una base produttiva più frammentata.

Figura 7 Distribuzione dei consumi di elettricità a livello regionale nel 2024 (GWh)



Fonte: elaborazioni Svimez su dati ARERA.

10.4 Le determinanti del costo dell'elettricità

Per approfondire i fattori che influenzano la formazione del prezzo dell'energia elettrica in Italia, Francia, Germania e Spagna, è stata condotta un'analisi econometrica basata su serie mensili relative all'ultimo quindicennio, utilizzando un modello di tipo ARDL¹¹.

L'obiettivo è stato quello di valutare il ruolo delle principali determinanti – il prezzo del gas naturale sul mercato TTF, la composizione del mix di generazione elettrica (carbone, petrolio, nucleare e rinnovabili) e le condizioni climatiche – nella dinamica dei prezzi nazionali.

Nel confronto tra Paesi, la formazione del prezzo dell'elettricità in Italia risulta fortemente condizionata dal prezzo del gas naturale, con effetti sia immediati che persistenti. L'elettricità italiana è ancora ampiamente prodotta da centrali termoelettriche a gas, che fungono da tecnologia marginale nella maggior parte delle ore del giorno: nel primo semestre 2025 le fonti fossili hanno determinato il prezzo dell'energia elettrica nel 64% delle ore, contro il 30% della Germania e il 19% della Spagna¹². Ciò implica che le oscillazioni del prezzo del gas si trasmettono quasi integralmente al prezzo elettrico, accentuandone la volatilità e rendendo il mercato nazionale più esposto agli shock esogeni. La produzione da carbone produce in Italia un effetto di contenimento dei prezzi, mentre le fonti rinnovabili esercitano un impatto calmierante più limitato, riflettendo il loro peso crescente ma non ancora dominante nel mix nazionale.

In Francia e Germania, il legame tra prezzo dell'elettricità e prezzo del gas è anch'esso presente ma più contenuto, mitigato in particolare dal peso della generazione nucleare e rinnovabile, che esercita un effetto calmierante sui prezzi. In entrambi i Paesi, una maggiore disponibilità di energia prodotta da fonti a basso costo marginale contribuisce a contenere le spinte inflazionistiche nel mercato elettrico. In Germania, inoltre, il carbone continua a svolgere una funzione di stabilizzazione, mentre la maggiore integrazione di eolico e fotovoltaico amplifica la sensibilità dei prezzi alle variazioni delle condizioni meteo. Nel caso della Spagna, la dipendenza diretta dal prezzo del gas risulta più attenuata, grazie alla più ampia penetrazione delle rinnovabili e a un mix di generazione diversificato. Tuttavia, l'effetto calmierante di queste fonti è meno stabile, anche per via della maggiore variabilità climatica (picchi di temperatura, divario giorno-notte) che caratterizza il paese¹³.

Nel complesso, le analisi condotte evidenziano che il legame tra prezzo dell'elettricità e prezzo del gas naturale rimane particolarmente forte in Italia, dove il gas continua a rappresentare la principale tecnologia marginale nella formazione dei prezzi all'ingrosso. Tale dipendenza spiega la maggiore volatilità e i livelli medi più elevati dei prezzi elettrici italiani rispetto ai Paesi con mix produttivi più bilanciati, come la Francia (grazie al nucleare) o la Germania e la Spagna (grazie alla maggiore incidenza delle rinnovabili).

Questi risultati forniscono una base empirica utile rispetto al dibattito sul potenziale "disaccoppia-

¹¹ Per un approfondimento sull'esercizio empirico svolto si veda: CER (2025), Rapporto CER N. 4. Le analisi condotte hanno confermato la presenza di un'elevata persistenza dei prezzi elettrici nel tempo, segnalata dalla significatività della componente autoregressiva. In tutti i Paesi considerati, il livello di prezzo corrente tende ad aggiustarsi progressivamente verso l'equilibrio dopo shock di mercato.

¹² Ember (2025). Decoupled: how Spain cut the link between gas and power prices using renewables.

¹³ Le variabili climatiche, rappresentate nel modello dai giorni di riscaldamento (HDD), non emergono come determinanti significative in Italia e Francia, mentre mostrano un'influenza marginale in Germania e Spagna, confermando che le dinamiche di prezzo restano prevalentemente guidate dal lato dell'offerta e dalle condizioni dei mercati energetici primari.

mento" fra i prezzi dell'elettricità e del gas, che avrebbe l'obiettivo di mitigare l'impatto delle fluttuazioni di prezzo sui consumatori finali.

Il dibattito in Italia si è polarizzato tra approcci interventisti – che sostengono il disaccoppiamento o misure simili – e visioni ortodosse, che difendono l'impianto attuale del mercato elettrico. Nel panorama europeo, si sono susseguite varie proposte per contenere i prezzi dell'elettricità. Tra queste, l'introduzione di un price cap sul gas utilizzato per generare elettricità – sul modello (Tope) applicato da Spagna e Portogallo; un disaccoppiamento strutturale tra prezzo del gas e prezzo dell'elettricità; e la formazione di prezzi nodali o zionali più efficienti, in grado di riflettere meglio le effettive condizioni locali.

Queste proposte rispondono anche a una distorsione più profonda. L'accresciuta presenza di rinnovabili non programmabili (eolico e solare) nel mix produttivo ha infatti reso più frequente la disconnessione tra prezzi spot e costi medi di sistema, determinando squilibri strutturali nella remunerazione della capacità produttiva. In questo contesto, emerge l'incapacità del prezzo marginale di garantire rendite infra-marginali sufficienti agli impianti flessibili o di riserva, essenziali per la stabilità della rete e per la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico (cd. "missing money problem")¹⁴.

Nonostante le tensioni osservate nei mercati negli ultimi anni abbiano sollevato critiche al modello marginalista, il sistema vigente garantisce la soluzione ottimale del problema di dispacciamento orario, poiché permette di massimizzare il surplus sociale e garantisce trasparenza nei segnali di prezzo. Anche in un contesto a forte penetrazione rinnovabile, il prezzo spot riflette l'equilibrio tra l'offerta disponibile e la domanda oraria, garantendo coerenza allocativa.

248

In risposta a queste sfide, la riforma del design del mercato elettrico europeo, approvata nel 2024 con il Regolamento (UE) 2024/1747 e la Direttiva (UE) 2024/1711, mantiene il principio del prezzo marginale come pilastro dei mercati a pronti, essenziale per l'efficienza allocativa e il corretto segnale di prezzo, ma rafforza gli strumenti di lungo periodo, come i contratti per differenza (CfD) e i Power Purchase Agreement (PPA). Questi meccanismi, insieme ai sistemi di remunerazione della capacità, puntano a stabilizzare i ricavi degli investitori, sostenere la sicurezza del sistema e trasferire ai consumatori i benefici della riduzione dei costi delle rinnovabili, senza compromettere la dinamica competitiva del mercato di breve termine.

10.5 Il superamento del PUN e i Prezzi Zionali

Il sistema di formazione del prezzo dell'energia elettrica in Italia segue il modello del mercato zonale, articolato in sette aree geografiche (Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna)¹⁵, ciascuna con un proprio prezzo determinato dall'equilibrio locale tra domanda e offerta. Tale configurazione consente di rappresentare al meglio le congestioni di rete e le asimmetrie territoriali nella generazione, particolarmente rilevanti in un Paese in cui la produzione è distribuita in misura disomogenea lungo la penisola.

¹⁴ Cfr. Joskow P. L. (2008), Capacity payments in imperfect electricity market: need end design, *Utilities policy*, 16(3).

¹⁵ Nord: Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna; Centro-Nord: Toscana, Marche; Centro-Sud: Lazio, Abruzzo, Campania, Umbria; Sud: Molise, Puglia, Basilicata.

Fino al 2024, gli acquirenti sul Mercato del Giorno Prima (MGP)¹⁶ pagavano l'energia a un prezzo medio nazionale, il Prezzo Unico Nazionale (PUN), calcolato come media ponderata dei prezzi zonal orari, con pesi corrispondenti ai volumi acquistati in ciascuna zona. Il PUN, introdotto per garantire omogeneità tariffaria ai consumatori finali, non rappresentava tuttavia un prezzo marginale effettivo, ma un valore medio delle condizioni zonal di equilibrio¹⁷.

Dal 1° gennaio 2025, in attuazione del Decreto MASE del 18 aprile 2024 e della deliberazione ARERA 194/2024/R/EEL, il PUN è stato superato¹⁸. Il mercato del giorno prima è ora pienamente zonale e le offerte di acquisto vengono valorizzate ai prezzi specifici di ciascuna zona. Per accompagnare la transizione, ARERA ha introdotto un meccanismo di perequazione transitoria, valido almeno fino al 31 dicembre 2025, volto a compensare le differenze tra prezzi zonal e PUN Index, in modo da evitare effetti redistributivi improvvisi tra aree e operatori.

Dal 1° ottobre 2025, inoltre, il mercato day-ahead europeo (SDAC) - a cui è connesso il MGP italiano - ha adottato una risoluzione temporale di 15 minuti, in coerenza con l'evoluzione del modello europeo gestito attraverso l'algoritmo Euphemia. Il nuovo formato consente una maggiore granularità nella definizione dei prezzi e una migliore rappresentazione dei profili di domanda e generazione, in particolare per le fonti rinnovabili non programmabili.

La Figura 8 mostra la dinamica del PUN e dei prezzi zonal a partire da gennaio 2024. Nel periodo, si osserva un elevato grado di omogeneità dei prezzi zonal dell'energia elettrica tra le diverse aree del Paese, con scarti generalmente contenuti. Alcune differenze, tuttavia, emergono in momenti specifici. La Sardegna presenta sistematicamente valori più bassi rispetto alla media nazionale nella prima parte del 2024 e nuovamente tra marzo e aprile 2025, oltre che nei mesi di agosto e settembre 2025. La Sicilia, al contrario, mostra prezzi più elevati in alcuni periodi, in particolare tra agosto e ottobre 2024, riflettendo la maggiore dipendenza dalla generazione termoelettrica locale e i limiti di interconnessione con la rete continentale.

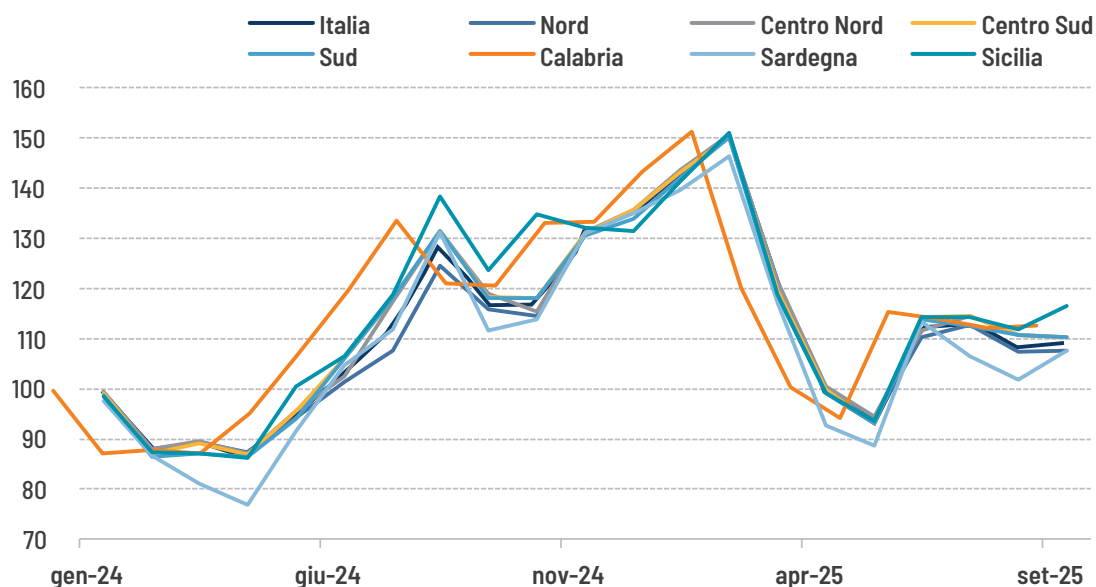
La struttura produttiva e distributiva dell'energia elettrica in Italia evidenzia una marcata asimmetria territoriale, che riflette tanto la concentrazione dei consumi quanto la diversa capacità di generazione locale (Tabella 2). Nel 2024 la distribuzione di energia elettrica (al netto dell'autoproduzione), pari complessivamente a circa 252 TWh, risulta sbilanciata verso il Nord, che assorbe da solo oltre la metà della domanda nazionale. In quest'area la produzione netta copre quasi integralmente i consumi, ma la quota proveniente da fonti rinnovabili si ferma intorno al 50%.

Decisamente diversa è la configurazione del Mezzogiorno, dove il livello della distribuzione di energia elettrica è più contenuto, ma la capacità di generazione da rinnovabili è nettamente superiore. L'area

¹⁶ La piattaforma di riferimento MGP regola dal 2004 la maggior parte degli scambi: nel 2023, oltre il 90% del volume trattato nei mercati regolati è transitato attraverso il MGP. In questa sede, il Gestore dei Mercati Energetici (GME) riceve offerte di vendita e acquisto. Accanto al MGP operano altri mercati funzionali: il Mercato Infragiornaliero (MI), articolato in più sessioni successive al giorno prima; il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), gestito da Terna; e il Mercato a Termine dell'Energia (MTE), destinato ai contratti di copertura.

¹⁷ In termini analitici: $PUN(t) = \frac{\sum_{z=1}^N (P_{z,t} \cdot Q_{z,t})}{\sum_{z=1}^N Q_{z,t}}$ dove $PUN(t)$ è il Prezzo Unico Nazionale nell'ora t , espresso in €/MWh, N è l'insieme delle zone che costituiscono il mercato elettrico italiano, $P_{z,t}$ è il prezzo dell'energia elettrica nella zona z nell'ora t , $Q_{z,t}$ è la quantità di energia elettrica acquistata nella zona z nell'ora t .

¹⁸ Il GME ha mantenuto la pubblicazione di un "PUN Index GME", calcolato ex post come media ponderata dei prezzi zonal sulla domanda effettiva. Tale indice, pur privo di valore contrattuale, continua a costituire un riferimento statistico e operativo per i contratti indicizzati e per il mercato retail.

Figura 8 Pun e prezzi zonali dell'energia elettrica in Italia (€/MWh)

Fonte: elaborazioni Svimez su dati GME.

nel suo complesso mostra una copertura da fonti rinnovabili superiore al 100%, evidenziando un saldo positivo di produzione verde. Ciò significa che una parte significativa dell'energia prodotta nel Sud viene esportata verso le altre macroaree del Paese, assumendo un ruolo sempre più centrale nel processo di decarbonizzazione nazionale.

250

All'interno del Mezzogiorno emergono differenze rilevanti. La Puglia, la Calabria e la Basilicata si confermano poli energetici verdi, con una produzione da eolico e fotovoltaico ampiamente superiore ai consumi elettrici distribuiti localmente (rispettivamente 105%, 104,6 e 180% della domanda). Anche il Molise presenta livelli di copertura intorno al 100%, segno di un equilibrio ormai orientato verso l'auto-sufficienza energetica e una crescente capacità di esportazione netta. Si tratta di territori che, grazie all'intensa diffusione di impianti eolici e fotovoltaici di grande taglia, hanno già raggiunto un grado di copertura rinnovabile tale da renderli "fornitori" di energia pulita per il resto del sistema elettrico italiano.

Più articolata appare la situazione delle isole maggiori. In Sicilia e Sardegna, la generazione rinnovabile copre quote importanti del fabbisogno (rispettivamente attorno al 50% e 70%), ma non ancora sufficienti a garantire l'autonomia elettrica. La limitata capacità di interconnessione con la rete continentale e la necessità di mantenere impianti termoelettrici di bilanciamento determinano un sistema ancora ibrido, nel quale la transizione energetica procede più lentamente.

Le regioni del Centro-Sud mostrano infine una situazione intermedia: l'energia distribuita resta elevata in aree a forte concentrazione urbana e logistica (Lazio, Campania), mentre la copertura rinnovabile è più bassa, tra il 25 % e il 40 %. Anche qui, tuttavia, si osserva una tendenza alla crescita delle installazioni fotovoltaiche e del contributo eolico, in linea con i nuovi investimenti attivati nel 2024-2025.

Nel complesso, la geografia elettrica del Paese delinea un sistema sempre più polarizzato: il Nord resta il baricentro della domanda e della produzione convenzionale, mentre il Mezzogiorno consolida la pro-

pria funzione di piattaforma nazionale delle rinnovabili. Questa asimmetria, se adeguatamente gestita attraverso nuove infrastrutture di rete e meccanismi di riequilibrio zonale, può trasformarsi da vincolo in opportunità, favorendo un modello di integrazione territoriale dell'energia capace di coniugare competitività industriale e sicurezza dell'approvvigionamento elettrico.

L'incremento della penetrazione delle rinnovabili nel mix energetico nazionale potrebbe rafforzare la tendenza al ribasso dei prezzi dell'elettricità, dato il minor costo marginale di tali fonti e l'assenza di oneri ambientali diretti associati a queste tecnologie. Affinché ciò si verifichi nel contesto italiano, tuttavia, il sistema di tariffazione marginale richiede che l'aumento ulteriore della componente rinnovabile nel mix elettrico sia accompagnato dalla riduzione del numero di ore in cui il gas determina il prezzo dell'energia elettrica o, in alternativa, da misure di controllo del prezzo del gas, sul solco del modello spagnolo adottato nel 2022. In questo contesto nazionale, la riforma dei prezzi zonalì e il superamento del Pun determineranno un nuovo vantaggio localizzativo nel Mezzogiorno, che può diventare una leva per il rilancio competitivo del territorio se accompagnato da una coerente strategia di politica industriale.

Tabella 2 Energia distribuita, produzione elettrica e copertura da rinnovabili nel 2024 (GWh e quote percentuali)

Zone e Regioni	Distribuzione energia elettrica	Produzione netta energia elettrica	Produzione energia elettrica rinnovabile	Copertura da rinnovabili (in %)
Nord	145.638	141.314	73.496	50,5
Piemonte	18.611	27.174	12.976	69,7
Valle d'Aosta	897	3.949	3.948	440,1
Lombardia	57.588	49.806	21.134	36,7
Trentino-Alto Adige	5.877	15.164	14.144	240,7
Veneto	26.446	15.657	9.927	37,5
Friuli-Venezia Giulia	8.490	6.529	3.807	44,8
Liguria	5.555	2.255	799	14,4
Emilia-Romagna	22.174	20.780	6.762	30,5
Centro-Nord	21.541	17.807	10.543	48,9
Toscana	15.511	15.480	8.520	54,9
Marche	6.030	2.327	2.023	33,5
Centro-Sud	44.946	31.546	16.004	35,6
Umbria	4.688	3.096	2.168	46,3
Lazio	18.922	9.048	4.728	25,0
Abruzzo	5.309	5.355	2.809	52,9
Campania	16.027	14.047	6.298	39,3
Sud	15.416	31.855	17.742	115,1
Molise	1.218	2.451	1.189	97,6
Puglia	12.015	25.170	12.617	105,0
Basilicata	2.183	4.234	3.936	180,3
Calabria	4.890	13.034	5.114	104,6
Sicilia	14.095	15.702	7.134	50,6
Sardegna	6.068	11.972	4.325	71,3
Italia	252.594	263.229	134.357	53,2

Fonte: elaborazioni Svimez su dati ARERA e Terna.

> Focus

LO SVILUPPO DEI DATA CENTER E LE OPPORTUNITÀ PER IL MEZZOGIORNO



Negli ultimi anni, il mercato dei data center ha assunto in Italia un crescente rilievo¹. La progressiva diffusione di tecnologie di cloud computing, intelligenza artificiale e Internet of Things ha generato una domanda di capacità di calcolo e di archiviazione dati in costante aumento, rendendo questi impianti un elemento essenziale del sistema nazionale. La trasformazione digitale delle imprese e della PA ha accresciuto l'esigenza di infrastrutture affidabili, resilienti e connesse, capaci di garantire continuità operativa e sicurezza dei dati. Nel 2024 la capacità complessiva installata nel Paese ha raggiunto i 513 MW, con un incremento del 17% rispetto all'anno precedente. Milano si conferma il principale polo infrastrutturale italiano, con 238 MW IT, pari a quasi la metà della capacità nazionale. Tale concentrazione colloca l'area milanese fra i mercati europei di seconda fascia – i cosiddetti “tier-2” – che, insieme a Madrid, Varsavia e Helsinki, si stanno progressivamente affermando come alternative ai cinque grandi hub continentali identificati dall'acronimo FLAP-D (Francoforte, Londra, Amsterdam, Parigi e Dublino).

Il confronto con i principali mercati europei mostra come questi ultimi rappresentino ancora circa il 70% della capacità complessiva di co-location nel Vecchio continente, con livelli superiori al gigawatt in alcune città. Tuttavia, la saturazione delle aree tradizionali, i vincoli ambientali e la domanda di ridondanza geografica stanno spingendo gli investimenti verso nuove localizzazioni. L'Italia si presenta come un mercato ad alto potenziale, grazie ad una posizione geografica favorevole. Negli ultimi anni, il Paese ha rafforzato la propria centralità digitale grazie alla posa di cavi sottomarini di nuova generazione – BlueMed, 2Africa e SeaMed – che collegano le coste italiane ai principali snodi di traffico dati intercontinentali. I punti di approdo di Palermo, Bari e Cagliari stanno divenendo asset strategici per la rete europea, consentendo tempi di trasmissione più rapidi e una maggiore resilienza complessiva. Questa infrastruttura, integrata con la rete in fibra nazionale e con la capacità energetica disponibile, rappresenta il prerequisito per lo sviluppo di poli di data center nel Mezzogiorno.

L'interesse crescente di operatori globali per localizzazioni nel Sud del Paese – attratti da costi di suolo inferiori, incentivi fiscali e disponibilità di energia rinnovabile – suggerisce l'avvio di una nuova fase di territorializzazione dello sviluppo digitale. Il Mezzogiorno, storicamente caratterizzato da una debole dotazione infrastrutturale, può oggi divenire un attore rilevante nel sistema europeo della connettività, sfruttando il proprio posizionamento geografico e la prossimità ai mercati del Nord Africa e del Medio Oriente. Palermo, Bari e Napoli, già coinvolte nei programmi di espansione dei cavi internazionali, si candidano a ospitare nuovi data center, in grado di fungere da hub di scambio e di supporto ai flussi di traffico provenienti dalle rotte digitali mediterranee.

Il consolidamento di un ecosistema digitale nel Sud Italia, tuttavia, richiede una strategia integrata che affronti alcune criticità strutturali. Tra queste, la stabilità della rete elettrica, il costo dell'energia e la carenza di competenze specialistiche rappresentano i principali vincoli allo sviluppo. Il differenziale di prezzo dell'elettricità rispetto ai partner europei incide sulla competitività e sugli investimenti in

¹ Per un'analisi approfondita si veda Rina Prime Value Services – Centro Europa Ricerche, (2025). Il mercato dei Data center in Italia.

infrastrutture ad alta intensità energetica. Anche la disponibilità di potenza elettrica nelle reti locali, in particolare in alcune aree del Sud, costituisce un limite all'espansione di nuovi impianti. Parallelamente, la realizzazione di data center moderni richiede personale altamente qualificato nei settori dell'ingegneria elettrica, informatica e gestione energetica. L'assenza di un'offerta formativa mirata e la persistente emigrazione di giovani professionisti verso il Nord o l'estero riducono la capacità del territorio di trattenere e attrarre competenze. Un programma di formazione tecnico-scientifica orientato alla filiera digitale e alla transizione verde potrebbe rappresentare, in questo senso, un elemento chiave per consolidare la crescita del settore e rafforzare la coesione territoriale.

Le opportunità per il Mezzogiorno derivano anche dalla crescente interconnessione tra infrastrutture digitali ed energetiche. L'elevata disponibilità di fonti rinnovabili – fotovoltaico ed eolico – e la possibilità di sviluppare impianti di accumulo e micro-reti locali consentono di immaginare data center alimentati da energia a basso impatto ambientale, in linea con gli obiettivi europei di decarbonizzazione. Alcuni progetti in corso prevedono l'utilizzo del calore residuo dei server per alimentare reti di teleriscaldamento urbano o processi produttivi locali, riducendo le emissioni e migliorando l'efficienza complessiva del sistema.

In prospettiva, la capacità di integrare le politiche industriali e di coesione con le strategie digitali ed energetiche appare determinante. Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e il programma "Italia Digitale 2026" hanno offerto strumenti rilevanti per favorire questa convergenza, attraverso il sostegno alla connettività ultraveloce, la diffusione del cloud pubblico e la creazione di nodi regionali per la gestione dei dati. Tali interventi dovranno diventare strutturali dopo la naturale scadenza per poter consentire al Mezzogiorno di inserirsi nelle reti produttive ad alta tecnologia, superando la tradizionale marginalità e contribuendo alla crescita complessiva del Paese.

Il Mezzogiorno può quindi assumere un ruolo centrale in questo processo, trasformando la propria posizione geografica da margine a cerniera del sistema europeo. Lì dove oggi approdano i cavi del traffico globale, può avviarsi una nuova stagione di industrializzazione digitale, fondata su innovazione, energia pulita e capitale umano qualificato. Lo sviluppo dei data center non è solo una questione tecnologica, ma una leva di politica industriale e di coesione: la base materiale di una sovranità digitale nazionale che, per essere autentica, deve poggiare sull'inclusione di tutto il territorio italiano.