

APPROFONDIMENTO

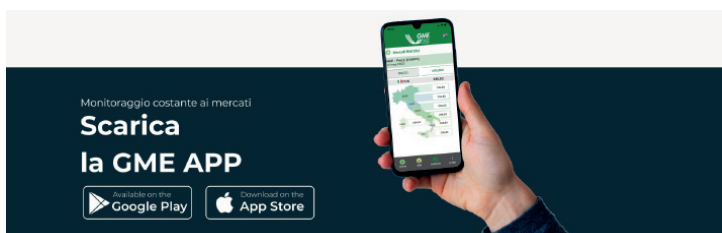
CARBONE 2025: CONSUMI STABILI, SARÀ L'INIZIO DEL DECLINO?

di Agata Gugliotta (RIE)

Dall'osservazione delle dinamiche del mercato del carbone nel corso del 2025, si possono evidenziare alcuni elementi di novità rispetto ai trend consolidati degli ultimi anni. 1) Una domanda stabile dopo un pattern decennale di inscalfibile crescita; secondo le ultime stime dell'AIE¹, nel 2025, i consumi di carbone dovrebbero stabilizzarsi sostanzialmente sui livelli dell'anno precedente o poco oltre (+0,5%), dopo il +1,5% del 2024 e una media del +3% annuo nel triennio post-Covid. Si tratta comunque di un volume record di 8.845 mil. ton, + 40 mil. ton. rispetto ai

dodici mesi precedenti. 2) Il secondo elemento di novità sta nel fatto che 37 dei 40 milioni di tonn. aggiuntive sono stati consumati negli Stati Uniti, che dopo oltre 10 anni di cali medi del 7,5%, hanno invertito il trend di strutturale declino degli usi di questa fonte, conoscendo un aumento della richiesta del 9,9%, mentre solo 1 Mt in più muove dalla Cina, che rallenta la sua corsa. 3) L'India, dopo 4 anni di tassi di crescita record, ha registrato una flessione. 4) In Europa, sebbene in calo, la domanda di carbone ha rallentato la velocità di decrescita.

continua a pag.26



IN QUESTO NUMERO

REPORT/ Anno 2025

Mercato elettrico Italia
 pag 2

Mercato gas Italia
 pag 13

Mercati energetici Europa
 pag 16

Mercati per l'ambiente
 pag 20

APPROFONDIMENTO

Carbone 2025: consumi stabili, sarà l'inizio del declino?
 di Agata Gugliotta (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

Pagina 30

APPUNTAMENTI

Pagina 32

A cura del GME

■ Nel corso del 2025 il Mercato del Giorno Prima (MGP) è stato interessato dall'introduzione di importanti novità. A partire dal 1° gennaio sono entrate in vigore le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico finalizzate al recepimento delle disposizioni introdotte dall'ARERA con Deliberazione 345/2023/R/EEL e ss.mm.ii. relativamente al nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), nonché delle ulteriori disposizioni previste dal D.M. MASE 151/2024 in tema di i) valorizzazione ai prezzi zionali delle offerte di acquisto sul Mercato del Giorno Prima (MGP), ii) calcolo del prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata nell'ambito del MGP (Pun Index GME), a seguito del superamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN). Inoltre, a partire dalla medesima data, sono stati introdotti i) nel mercato elettrico del giorno prima e nel mercato infragiornaliero in asta, i prodotti a blocchi di tipo profile, ulteriore strumento a disposizione degli operatori in fase di presentazione delle offerte sui mercati, ii) nel mercato infragiornaliero in asta, la negoziazione a 15 minuti, iii) nel XBID la contrattazione a 15 minuti a fianco di quella a 60 minuti. Successivamente, a partire dal mese di ottobre, nell'ambito del Single Day Ahead Coupling (SDAC), è stata implementata da tutti i NEMO aderenti al progetto la 15-min Market Time Unit (MTU). In conseguenza di ciò, la granularità temporale minima degli esiti scaturiti dai mercati europei day-ahead, compreso il MGP del GME, è passata dal livello orario alla granularità 15 minuti. A tal fine, il GME ha introdotto sul

mercato la possibilità per gli operatori di presentare offerte con MTU pari a 15, 30 e 60 minuti. In termini di esiti registrati sul mercato, nel 2025 il Pun Index GME si porta a 115,94 €/MWh (+7,41 €/MWh), registrando dinamiche di ripresa comuni a tutte le principali borse elettriche europee. La variazione dei prezzi in Italia si registra in corrispondenza di una crescita del prezzo del gas (IGI: 38,53 €/MWh, +2,17 €/MWh sul 2024), un aumento degli acquisti (286,2 TWh, +0,8%), una flessione del saldo con l'estero e di un calo delle vendite FER. La liquidità del mercato MGP cresce al suo massimo storico, salendo all'81,9%. Anche sul Mercato Infragiornaliero (MI) si osservano rilevanti cambiamenti. A partire dal 1 gennaio è stata introdotta la nuova modalità di offerta a blocchi, limitata ai soli mercati in asta, affiancata dall'avvio della contrattazione a 15 minuti, sia nelle aste, sia sul XBID, dove tale modalità integra quella esistente a 60 minuti. Nel nuovo assetto di mercato i volumi scambiati si portano al massimo storico di 37,2 TWh, di cui 10,9 TWh su XBID, sul quale si osservano circa 16 milioni di abbinamenti, dei quali oltre 13 milioni concentrati sul nuovo prodotto a 15 minuti (per volumi pari a 5,2 TWh). Sul Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) si registrano volumi per 1,1 TWh, derivanti da registrazioni OTC effettuate a fini di clearing. Il prodotto annuale baseload relativo all'anno 2026 chiude a dicembre il periodo di contrattazione a 107,12 €/MWh. Infine, mostrano una ripresa le transazioni registrate sulla Piattaforma conti energia a termine (PCE).

PUN INDEX GME

Nel 2025 il Pun Index GME registra una crescita a 115,94 €/MWh (+7,41 €/MWh), seguendo una dinamica in linea con le principali quotazioni europee. Trainato da una crescita dei principali riferimenti di prezzo del gas (IGI: 38,53 €/MWh, +2,17 €/MWh sul 2024), il Pun Index registra valori più elevati nei primi mesi del 2025, in corrispondenza di prezzi del gas più elevati e maggiori volumi CCGT, per calare e mantenersi sostanzialmente stabile per i restanti mesi,

anche in concomitanza di un picco di volumi rinnovabili nei mesi primaverili ed estivi. La dinamica del Pun Index GME accomuna tutti i gruppi di ore, con il prezzo di picco in crescita a 122,21 €/MWh e quello fuori picco a 112,65 €/MWh. Il rapporto picco/baseload cala a 1,05, invertendosi nei mesi di maggio e luglio a 0,99. In ultimo, si registrano minimi del Pun Index GME pari a 0 €/MWh in diverse giornate del mese di maggio (Grafico 1 e Tabella 1).

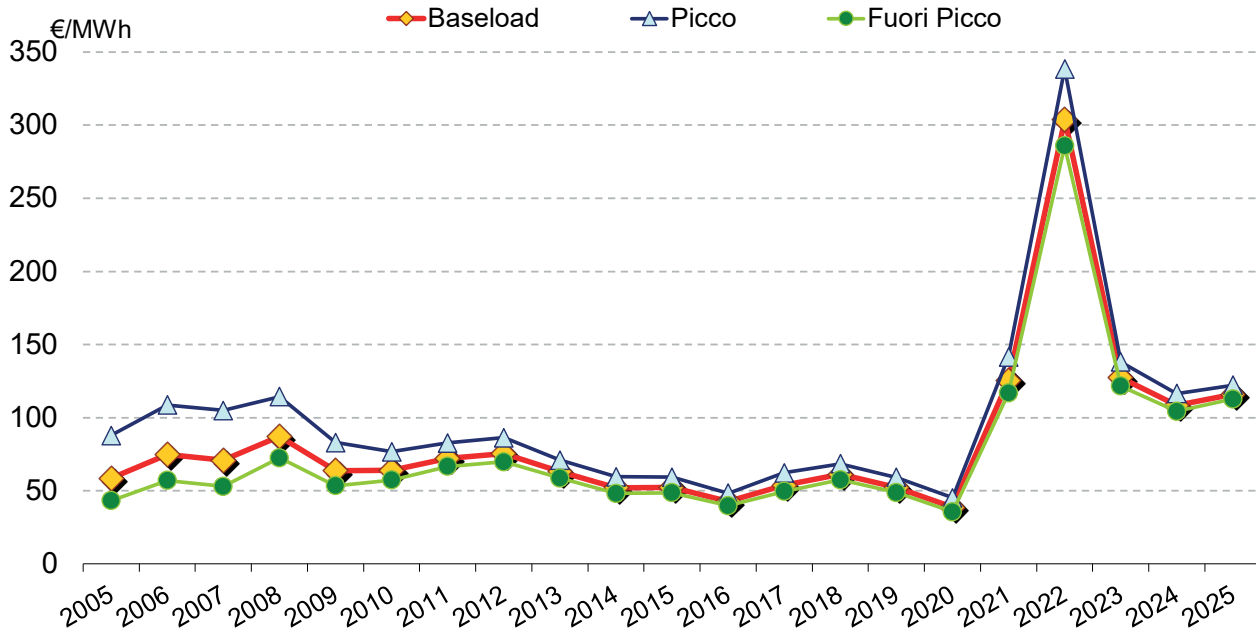
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo				Volumi				Liquidità	
	2025	2024	Var vs 2024		Borsa		Sistema Italia		2025	2024
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	GWh	Var vs 2024	GWh	Var vs 2024		
Baseload	115,94	108,52	7,41	6,8%	234.439	3,4%	286.220	0,8%	81,9%	79,9%
<i>Picco</i>	122,21	116,43	5,78	5,0%	235.411	-13,8%	284.099	-16,7%	82,9%	80,1%
<i>Fuori picco</i>	112,65	104,32	8,33	8,0%	191.272	-5,4%	235.285	-7,2%	81,3%	79,7%

Grafico 1: MGP, Pun Index GME

Fonte: GME



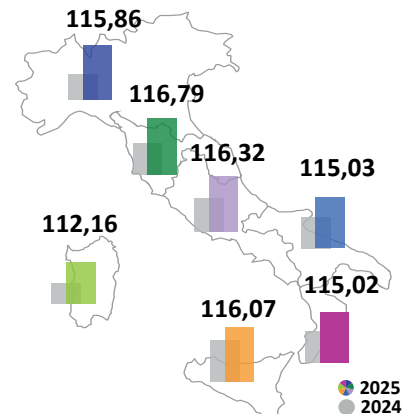
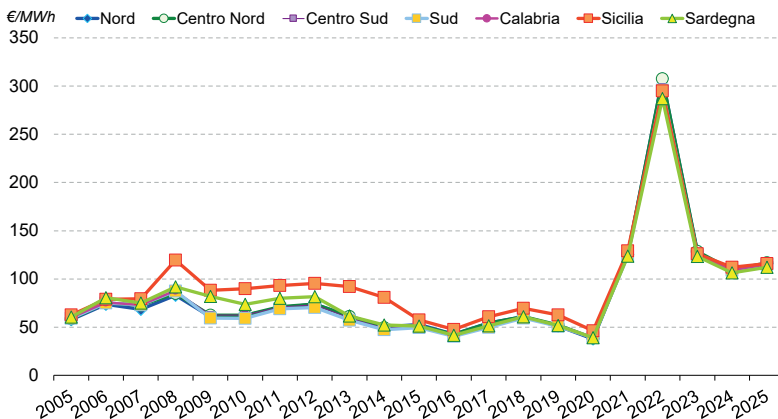
I PREZZI ZONALI

Sulle zone i prezzi medi mostrano aumenti lievemente maggiori a Nord e al Centro Nord, dove salgono a 116/117 €/MWh (+7/+8 €/MWh), in un contesto connotato anche da una flessione dell'import netto e da minori volumi idrici. Meno intense le variazioni registrate nelle altre zone, in cui si osservano valori medi sui 112/116 €/MWh (+4/+7 €/MWh),

con conseguente inversione dei differenziali interni alla Penisola (Nord-Sud: +0,8 €/MWh). Con riferimento ai valori minimi e massimi osservati sul mercato, si registrano valori a 0 €/MWh distribuiti in tutte le zone in diversi giorni dell'anno e un picco di 289 €/MWh osservato il 20 gennaio in tutto il Sistema (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zionali

Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

Nel mutato contesto regolatorio precedentemente descritto, il volume delle offerte semplici in vendita si attesta a 410,2 TWh (di cui 215,3 TWh accettati), mentre quello offerto tramite blocchi a 45,0 TWh (di cui 15,8 TWh accettati). Sul lato degli acquisti, le quantità associate alle offerte semplici risultano pari a 291,8 TWh (accettate per 278,7 TWh), mentre appaiono residuali quelle offerte tramite blocchi,

pari a 168 GWh quasi interamente accettati. Infine, a partire dalla sua introduzione nel mese di ottobre, si osserva sia sul lato degli acquisti che delle vendite una preferenza di utilizzo da parte degli operatori del prodotto a 15 minuti, su cui nel trimestre finale dell'anno si concentra il 76% dei volumi offerti sul mercato lato vendita e il 94% lato acquisto (Tabella 2, Grafico 3a e Grafico 3b).

Tabella 2: MGP, utilizzo dei prodotti

Fonte: GME

OFFERTE DI VENDITA (GWh)						
MTU	SEMPlici			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	63.530	35.970	27.560	15.765	6.909	8.856
30 min	55	3	52	-	-	-
60 min	346.595	179.316	167.279	29.275	8.844	20.432
TOTALE NAZIONALE	410.180	215.288	194.891	45.040	15.753	29.287

OFFERTE DI ACQUISTO (GWh)						
MTU	SEMPlici			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	69.443	64.951	4.493	10	10	0
30 min	-	-	-	-	-	-
60 min	222.343	213.749	8.594	158	157	1
TOTALE NAZIONALE	291.786	278.699	13.087	168	167	1

Grafico 3: MGP, struttura dell'offerta

Fonte: GME

Grafico 3a: quantità vendute e rifiutate

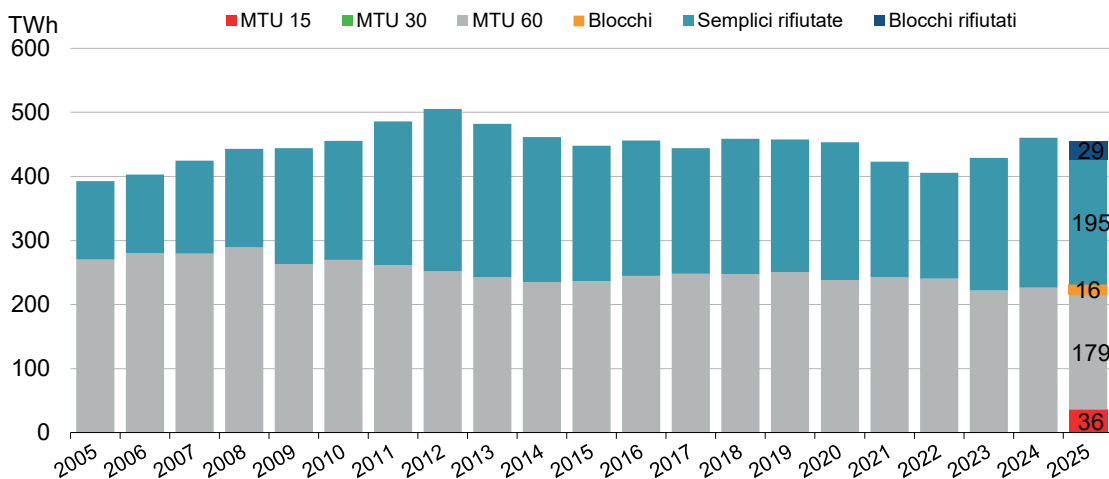
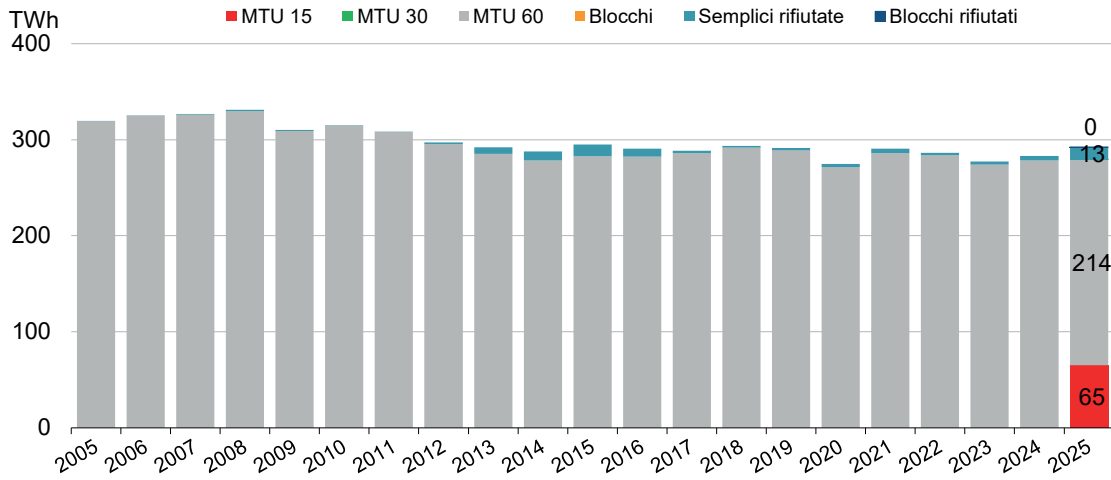


Grafico 3b: quantità acquistate e rifiutate



I VOLUMI

I volumi di energia elettrica scambiati sul MGP nel 2025 si attestano a 286,2 TWh (+0,8%). Sale la componente di borsa (234,4 TWh, +3,4%), mentre registrano un calo le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE

e nominate sul MGP (51,8 TWh, -9,4%), con la liquidità del mercato che, per effetto delle suddette variazioni, sale al massimo storico dell'81,9% (+2,0 p.p.). (Tabelle 3-4, Grafico 4).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 4: MGP, domanda di energia elettrica

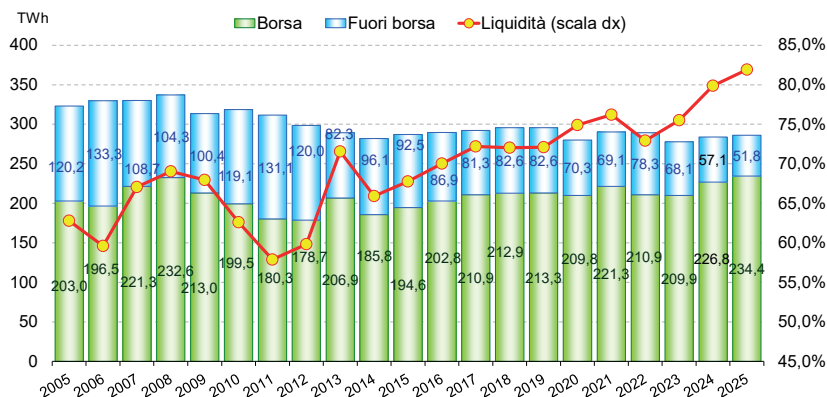
Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	234.439	3,4%	81,9%
Operatori	152.921	5,8%	53,4%
GSE	27.040	2,2%	9,4%
Zone estere	54.477	-2,5%	19,0%
Saldo programmi PCE	1	-	0,0%
Contratti bilaterali	51.771	-9,4%	18,1%
Zone estere	692	-53,9%	0,2%
Zone nazionali	51.080	-8,2%	17,8%
Saldo programmi PCE	-1		
VOLUMI VENDUTI	286.210	0,8%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	226.202	-3,6%	
OFFERTA TOTALE	512.422	-1,2%	

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	234.449	3,4%	81,9%
Acquirente Unico	4.957	-59,8%	1,7%
Altri operatori	185.061	5,5%	64,7%
Pompaggi	1.678	140,7%	0,6%
Zone estere	7.332	36,6%	2,6%
Saldo programmi PCE	35.421	7,4%	12,4%
Contratti bilaterali	51.771	-9,4%	18,1%
Zone estere	21	265,2%	0,0%
Zone nazionali AU	779	146,1%	0,3%
Zone nazionali altri operatori	86.392	-3,8%	30,2%
Saldo programmi PCE	-35.421		
VOLUMI ACQUISTATI	286.220	0,8%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	21.184	83,7%	
DOMANDA TOTALE	307.404	4,0%	

Grafico 4: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



Crescono gli acquisti nazionali, a 278,9 TWh (+0,1%) e le esportazioni a 7,4 TWh (+36,9%), ai massimi dal 2020 e concentrate in particolar modo negli ultimi mesi dell'anno. Sul lato dell'offerta aumentano le vendite

nazionali, a 231,1 TWh (+2,0%), dinamica comune a tutte le zone con l'eccezione della Sicilia, mentre scende al minimo dal 2023 il livello dell'import, pari a 55,2 TWh (-3,8%) (Tabella 5).

Tabella 5: MGP, volumi zonal

Fonte: GME

	Offerte		Vendite		Acquisti	
	Totale GWh	Var	Totale GWh	Var	Totale GWh	Var
Nord	235.906	-0,1%	120.147	+0,3%	157.121	+0,3%
Centro Nord	18.635	+1,0%	14.976	+0,9%	24.138	+1,0%
Centro Sud	71.762	-5,3%	29.819	+9,3%	50.027	+0,2%
Sud	55.800	-3,0%	29.101	+5,1%	17.518	-1,5%
Calabria	29.084	+5,5%	12.590	+2,5%	5.528	-0,1%
Sicilia	28.084	-4,8%	11.987	-5,9%	16.341	-1,4%
Sardegna	15.949	+2,8%	12.431	+4,5%	8.193	+0,0%
Totale nazionale	455.220	-1,1%	231.051	+2,0%	278.867	+0,1%
Estero	57.203	-1,5%	55.169	-3,8%	7.354	+36,9%
Sistema Italia	512.422	-1,2%	286.220	+0,8%	286.220	+0,8%

LE FONTI

La crescita delle vendite nazionali è trainata dai volumi degli impianti a ciclo combinato, attestatisi ai massimi dal 2023 per effetto di un aumento più intenso registrato nei mesi invernali. Tornano a vendere nella parte finale dell'anno anche gli impianti a carbone localizzati al Centro Sud e al Sud. In diminuzione, invece, i volumi FER venduti nel Sistema, situazione diffusa a

tutte le tecnologie e in particolar modo all'idrico nella zona Nord, tornato sui livelli del 2023, dopo il massimo storico toccato nel 2024. Fanno eccezione i volumi derivanti dal solare, i quali si portano sul livello più alto mai osservato (circa 5,8 TWh). In ultimo, si osserva nel corso del 2025 una progressiva crescita dei volumi degli impianti BESS (Tabella 6, Grafico 5-6).

Tabella 6: MGP, vendite per fonte

Fonte: GME

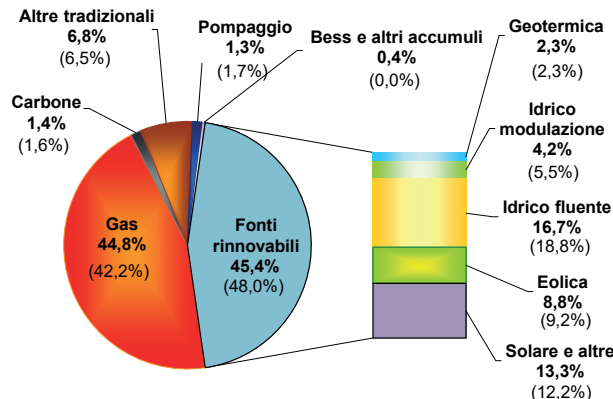
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var
Fonti tradizionali	66.885	+13,8%	5.353	-5,1%	14.654	+3,6%	13.503	+6,4%	9.146	+6,0%	4.766	-21,7%	8.009	-0,7%	122.316	+7,2%
Gas	58.628	+14,7%	4.647	-9,7%	12.468	+6,5%	11.229	+5,7%	8.114	+7,7%	3.953	-27,7%	4.373	+5,8%	103.412	+8,0%
Carbone	0	-	-	-	93	-74,6%	68	-	-	-	-	-	3.010	-9,0%	3.171	-13,7%
Altre	8.257	+7,4%	707	+44,0%	2.093	+1,0%	2.206	+6,7%	1.032	-5,6%	813	+31,3%	626	+0,3%	15.733	+7,4%
Fonti rinnovabili	50.260	-12,8%	9.611	+4,3%	14.688	+14,6%	15.598	+4,0%	3.444	-5,9%	7.209	+8,5%	4.114	+8,1%	104.924	-3,6%
Idrraulica	33.716	-18,8%	2.149	+16,1%	5.346	+8,0%	3.929	+3,6%	974	-	1.514	+10,1%	772	+31,2%	48.400	-12,0%
- Fluyente	25.434	-16,0%	1.694	+11,9%	4.745	+6,4%	3.736	+4,7%	950	+0,1%	1.487	+9,7%	643	+15,8%	38.689	-9,3%
- Modulazione	8.282	-26,3%	455	+34,9%	601	+23,3%	192	-13,7%	24	+29,4%	27	+40,9%	129	+288,3%	9.711	-21,4%
Geotermica	-	-	5.247	-0,3%	-	-	0	-	-	-100,0%	-	-	-	-	5.247	-0,3%
Eolica	224	-9,7%	220	+3,7%	3.912	-5,5%	8.829	+1,9%	1.830	-12,4%	3.737	+1,9%	1.691	-7,9%	20.443	-2,0%
Solare e altre	16.320	+2,5%	1.996	+5,6%	5.430	+45,7%	2.840	+11,4%	639	+6,1%	1.958	+22,2%	1.650	+19,7%	30.834	+11,4%
Sistemi di accumulo	2.992	-12,4%	12	-	477	+45,1%	0	-64,0%	0	-	12	-15,4%	308	+1041,6%	3.801	+0,3%
Pompaggio	2.546	-24,9%	0	-	372	+14,4%	0	-64,0%	0	-	5	-62,5%	62	+146,6%	2.986	-20,5%
Bess e altri accumuli	446	+1635,4%	12	-	104	+3395,6%	0	-	0	-	8	+262,1%	246	+14229,6%	815	+2408,6%
Totale	120.137	+0,2%	14.976	+0,8%	29.819	+9,3%	29.101	+5,1%	12.590	+2,5%	11.987	-6,0%	12.431	+4,5%	231.041	+1,9%

Grafico 5: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

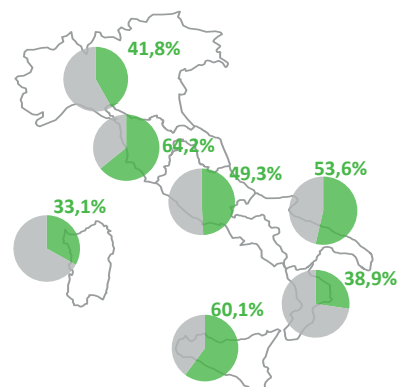
Fonte: GME

Grafico 6: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente.



LE FRONTIERE ESTERE

Nel 2025 il saldo con l'estero cala a 47,8 TWh (-8,0%), variazione riscontrabile su tutte le frontiere ad eccezione di quella francese. La dinamica dell'import netto è influenzata in particolar modo da una significativa crescita dei flussi in export, favoriti anche da quotazioni nazionali più frequentemente inferiori o uguali ai riferimenti esteri. Tali flussi appaiono più intensi sulla frontiera greca in coupling e sulle frontiere in asta esplicita, con un export distribuito sostanzialmente su tutto l'arco dell'anno. Le suddette

dinamiche si osservano in uno scenario altresì caratterizzato da frequenti inibizioni dell'interconnessione con la Grecia, in particolare nei mesi da marzo a maggio e da agosto a ottobre, con il transito inutilizzato nel corso dell'anno per quasi la metà dei periodi. Infine, si osservano frequenti applicazioni del vincolo generalizzato per la gestione congiunta dei flussi in coupling, più intense nei mesi primaverili ed estivi e durante le festività di fine e inizio anno (Tabella 7 e Figura 1).

Tabella 7: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzo	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	GWh	%	%	%	%	%	MW medi	GWh	GWh	MW medi	GWh	GWh
Italia - Francia*	26.224 (22.413)	99,3% (98,3%)	0,3% (1,2%)	0,4% (0,5%)	87,0% (83,2%)	- (0,0%)	3.413 (2.766)	26.248 (22.487)	26.248 (22.458)	1.950 (1.849)	24 (74)	24 (74)
Italia - Svizzera	19.098 (22.053)	95,3% (96,2%)	4,6% (2,7%)	0,1% (1,1%)	- (-)	- (-)	3.450 (3.045)	20.546 (22.739)	n/a (n/a)	2.587 (3.131)	1.448 (686)	n/a (n/a)
Italia - Austria*	1.827 (2.601)	66,9% (83,6%)	30,9% (14,7%)	2,2% (1,7%)	56,4% (78,3%)	27,3% (13,2%)	327 (391)	2.099 (2.796)	2.099 (2.796)	136 (166)	273 (196)	273 (196)
Italia - Slovenia*	737 (1.844)	57,4% (68,5%)	38,9% (27,0%)	3,7% (4,4%)	45,2% (59,4%)	26,9% (17,9%)	522 (-)	2.462 (3.063)	2.462 (3.063)	648 (-)	1.725 (1.219)	1.725 (1.219)
Italia - Montenegro	835 (2.807)	54,4% (76,9%)	42,4% (18,6%)	3,2% (4,5%)	0,9% (12,3%)	1,1% (-)	625 (560)	2.588 (3.656)	n/a (n/a)	717 (684)	1.753 (849)	n/a (n/a)
Italia - Grecia	820 (1.934)	35,2% (20,9%)	15,2% (66,0%)	49,6% (13,0%)	57,3% (13,0%)	17,6% (-)	500 (-)	1.227 (2.622)	1.227 (2.622)	500 (-)	407 (688)	407 (688)
Italia - Malta	-994 (-959)	- (0,0%)	95,2% (93,1%)	4,8% (6,9%)	- (-)	2,1% (3,6%)	225 (223)	0 (0)	n/a (n/a)	225 (223)	994 (959)	n/a (n/a)
TOTALE**	48.546 (52.692)							55.169 (57.364)	32.036 (30.939)		6.623 (4.672)	2.429 (2.178)

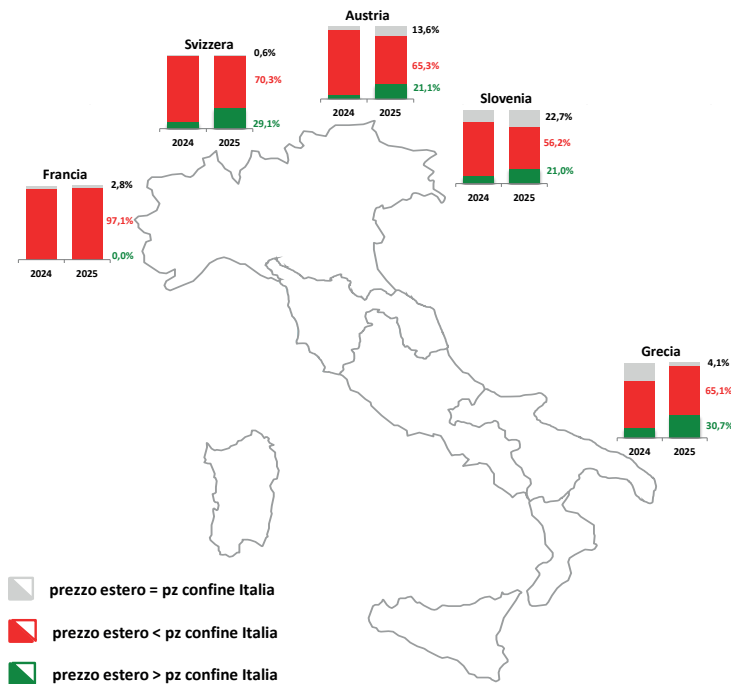
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*i dati relativi a frequenza in import/export e non utilizzo e a saturazioni in import/export sono calcolati, a partire dal settembre 2021, sui transiti in coupling. La frequenza di saturazione è calcolata al netto delle ore in cui il transito è inibito.

**al netto dei volumi scambiati con la Corsica

Figura 1: MGP: Differenziali di prezzo con le frontiere limitrofe

Fonte: GME, LSEG Data & Analytics



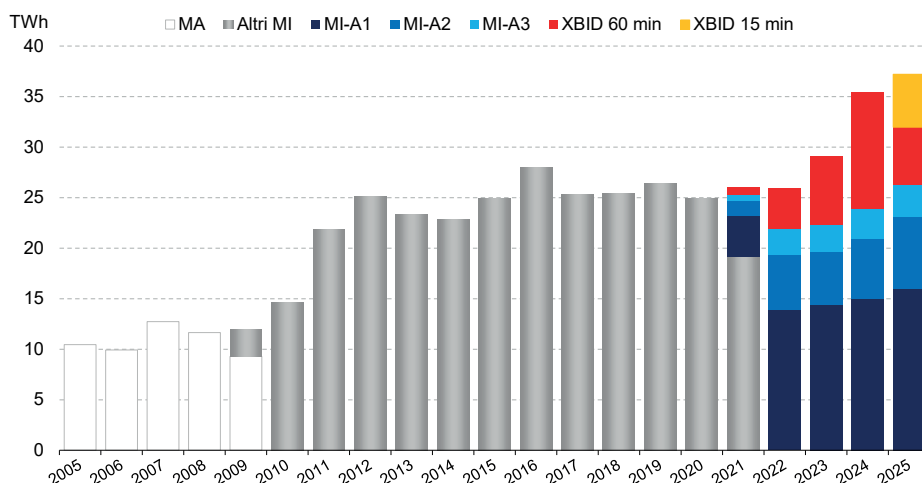
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel nuovo contesto di mercato i volumi complessivamente scambiati sul MI salgono al massimo storico annuale di 37,2 TWh (+1,8 TWh sul 2024), con un picco di 3,7 TWh osservato nel mese di luglio e la quota più rilevante degli scambi sempre concentrata sui mercati in asta (26,3 TWh, +2,4 TWh). Sul XBID, i volumi negoziati registrano un lieve calo (10,9 TWh, -0,6 TWh), mentre si portano sul livello più alto mai osservato il numero di abbinamenti, pari a circa 16 milioni, di cui oltre 13 milioni sul prodotto a 15 minuti. Sempre con riferimento al mercato a negoziazione continua, i suddetti abbinamenti risultano stabilmente concentrati nelle fasi 2 e 3, con la quota di scambi con l'estero in ripresa al

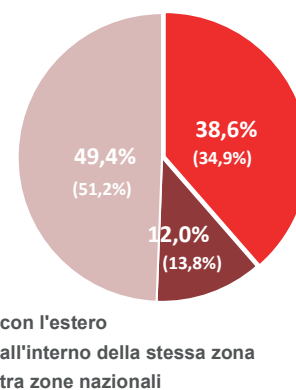
39% (+4 p.p.) e la quota di scambi all'interno della stessa zona nazionale e tra zone nazionali diverse in flessione rispettivamente al 12% e 49% (-2 p.p.). (Grafico 7, Grafico 8, Tabella 8, Tabella 9). Crescono i prezzi¹ sul 2024, portandosi su tutti i mercati a 115/118 €/MWh (+4/+9 €/MWh). Le quotazioni appaiono leggermente inferiori o sostanzialmente stabili rispetto ai corrispondenti valori del MGP sui mercati in asta (-2/-1 €/MWh) e superiori sul XBID (+2/+3 €/MWh). Infine, si segnalano nelle sessioni in contrattazione continua numerosi abbinamenti a prezzi negativi, con prezzi fino a -1.225 €/MWh osservati nel mese di ottobre in tutte le zone con l'eccezione della Sicilia.

Grafico 7: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



Nei grafici relativi al Mercato infragiornaliero, la voce "Altri mercati" si riferisce all'assetto del mercato infragiornaliero precedente al 22 settembre 2021.

Tabella 8: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1	MI-A2	MI-A3	Totale	XBID 60 min	XBID 15 min	Totale	var %
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	
Nord	7.541	2.859	1.252	11.652	1.475	1.501	14.629	6,3%
Centro Nord	1.018	485	182	1.686	506	412	2.605	18,7%
Centro Sud	2.461	1.094	469	4.023	531	582	5.136	7,8%
Sud	1.894	1.004	527	3.425	526	535	4.486	-6,4%
Calabria	361	171	88	620	52	95	767	0,2%
Sicilia	1.004	377	190	1.571	182	199	1.951	-15,7%
Sardegna	669	426	185	1.280	85	149	1.514	76,8%
Esterio	1.067	694	302	2.064	2.284	1.756	6.104	2,6%
Totale	16.015	7.111	3.195	26.320	5.641	5.230	37.192	5,0%

¹ I valori riportati nel seguito sono stati calcolati come media aritmetica dei prezzi quattorari/orari ottenuti a loro volta dalla media dei prezzi zionali ponderata per gli acquisti.

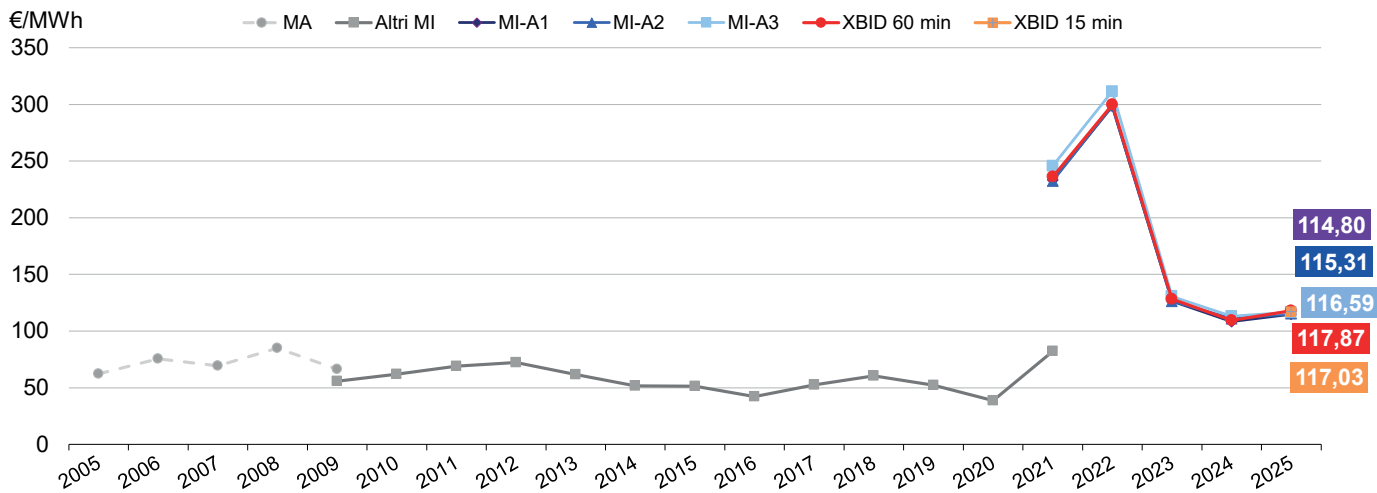
Tabella 9: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1	MI-A2	MI-A3	Totale	XBID 60 min	XBID 15 min	Totale	
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	var %
Nord	8.260	3.044	1.210	12.513	1.742	1.662	15.917	5,6%
Centro Nord	683	312	146	1.141	444	355	1.940	4,5%
Centro Sud	2.047	1.094	473	3.614	573	671	4.857	-1,2%
Sud	2.492	1.007	457	3.956	625	583	5.164	10,7%
Calabria	533	225	125	883	70	102	1.055	-4,0%
Sicilia	926	351	194	1.471	201	207	1.879	-13,1%
Sardegna	490	364	150	1.003	92	145	1.240	82,0%
Estero	585	714	440	1.739	1.894	1.506	5.139	3,7%
Totale	16.015	7.111	3.195	26.320	5.641	5.230	37.192	5,0%

Grafico 8: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME



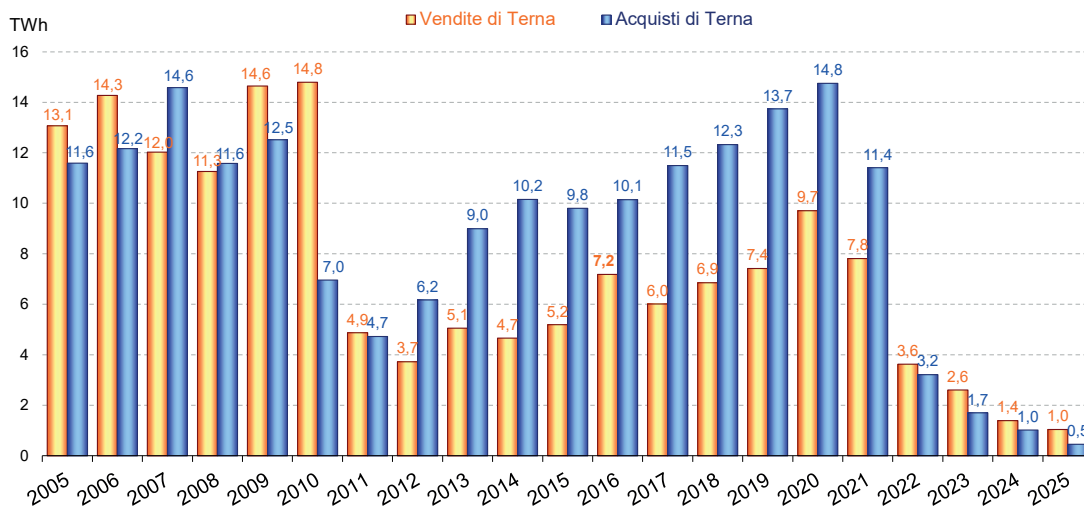
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

I volumi del MSD ex-ante, in calo dal 2021, toccano un nuovo minimo storico, con gli acquisti del TSO sul mercato a salire a 0,5 TWh (-55,6% sul 2024) e le sue vendite sul mercato a

scendere a 1,0 TWh (-25,5%). Nell'ultimo mese del 2025 i volumi sul MSD ex-ante a salire e a scendere sono risultati rispettivamente pari a 12,6 GWh e a 116,0 GWh (Grafico 9).

Grafico 9: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel MPEG si registrano 241 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' (erano 509 nel 2024), concentrate dal mese di gennaio al mese di luglio, di cui 197 relative al profilo baseload, per un totale di 278 GWh (-431

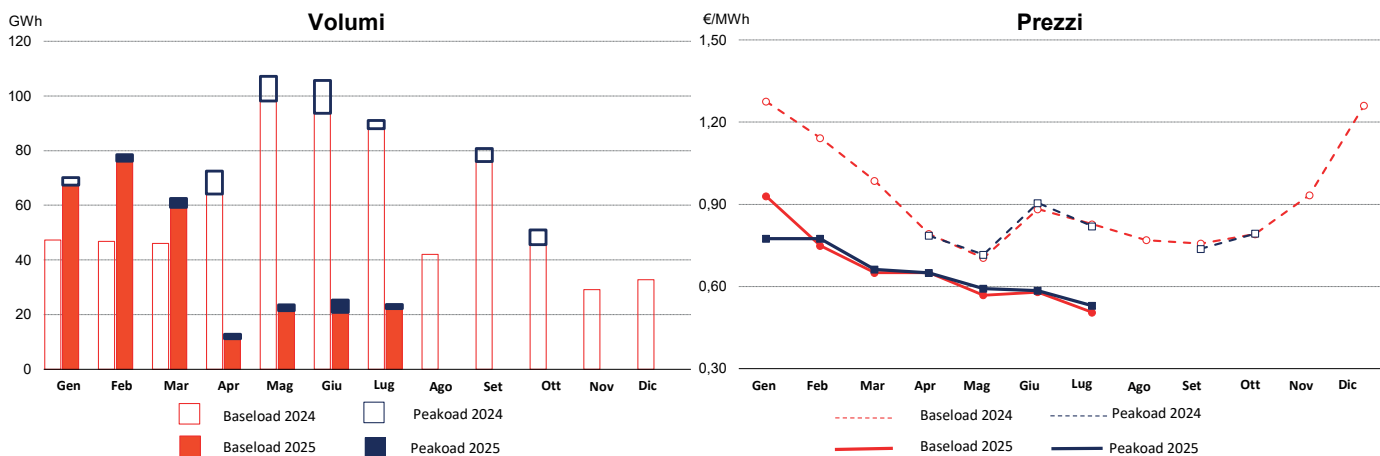
GWh sul 2024), e 44 relative al profilo peakload, per volumi pari a 18 GWh (-25 GWh). Il prezzo medio di scambio cala sul baseload a 0,66 €/MWh (-0,26 €/MWh) e sul peakload a 0,63 €/MWh (-0,17 €/MWh) (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prodotti negoziati		Prezzo			Volumi	
	N°	N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	GWh	GWh/g		
Baseload	197	93/212	0,66	0,38	1,40	278	3		
	(438)	(185/364)	(0,91)	(0,70)	(1,60)	(709)	(4)		
Peakload	44	42/152	0,63	0,45	0,85	18	0		
	(71)	(46/260)	(0,80)	(0,65)	(0,95)	(43)	(1)		
Totale	241					296			
	(509)					(752)			

Tra parentesi il valore dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel 2025 sul MTE si osservano 120 transazioni registrate a fini di clearing, per volumi pari a 1,1 TWh e in significativa crescita sul recente passato (+1.187% sul 2024). Tali volumi interessano prevalentemente il profilo baseload (1.024 GWh)

e solo in via residuale il profilo peakload (65 GWh). Con riferimento ai prezzi osservati, il prodotto annuale baseload relativo al 2026 chiude a dicembre il periodo di contrattazione a 107,12 €/MWh (Tabella 10 e Grafico 10).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziati nel 2025

Fonte: GME

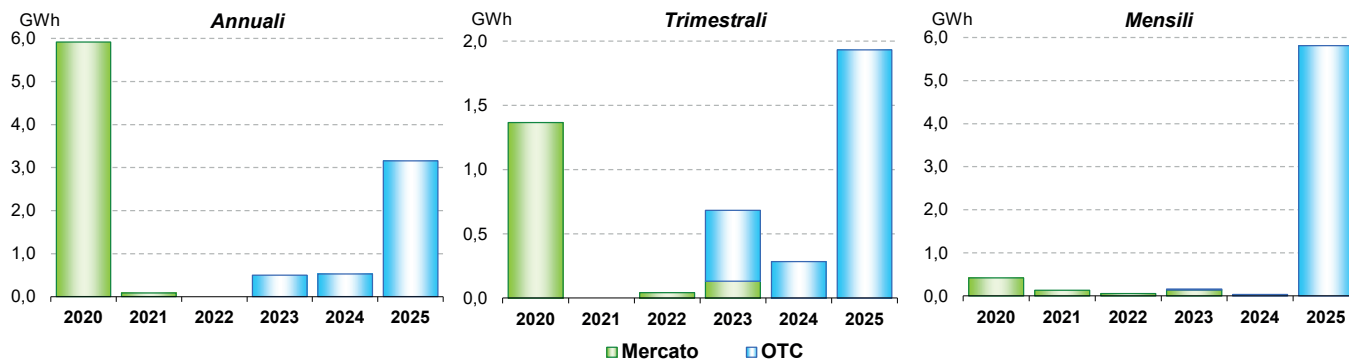
	PRODOTTI BASELOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	GWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	GWh	Var. %	GWh	Var. %
<i>Mensili</i>	0	+0	0	+0	0	-	41	38	758	753	555	14918%	555	14917,6%
<i>Trimestrali</i>	0	+0	0	+0	0	+100,0%	47	37	70	57	154	441%	154	440,5%
<i>Annuali</i>	-	+0	-	+0	0	-	29	23	36	30	315	500%	315	500,0%
Totale	0	+0	0	+0	0	-	117	98	864	840	1.024	1109,4%	1.024	1109,4%

	PRODOTTI PEAK LOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	GWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	GWh	Var. %	GWh	Var. %
<i>Mensili</i>	-	-	-	-	-	-	2	2	100	100	26	-	26	-
<i>Trimestrali</i>	-	-	-	-	-	-	1	1	50	50	40	-	40	-
<i>Annuali</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	-	3	3	150	150	65	-	65	-

TOTALE	0	+0	0	+0	0	-	120	101	1.014	990	1.089	1186,6%	1.089	1186,6%
---------------	----------	-----------	----------	-----------	----------	----------	------------	------------	--------------	------------	--------------	----------------	--------------	----------------

Grafico 10: MTE, evoluzione dei volumi scambiati

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla PCE con consegna/ritiro dell'energia nel 2025 registrano una crescita a 207,6 TWh (+6,7% sul 2024), con la posizione netta anch'essa in aumento a 130,6 TWh (+5,3%). Sale anche il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta (turnover), attestatosi

a 1,59 (Tabella 11 e Grafico 11). Mostrano un calo, invece, sia le registrazioni nei conti in immissione, pari a 51,8 TWh (-9,4%), sia in prelievo, a 87,2 TWh (-3,2%), mentre i relativi sbilanciamenti a programma salgono a 78,8 TWh (+17,8%) e a 43,4 TWh (+27,8%) (Tabella 11 e Grafico 12).

Tabella 11: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2025 e programmi

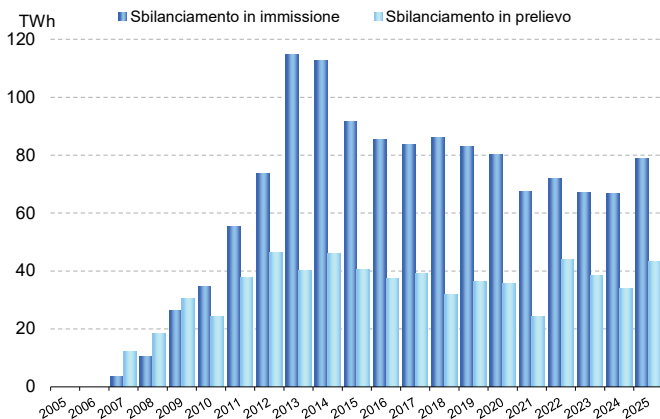
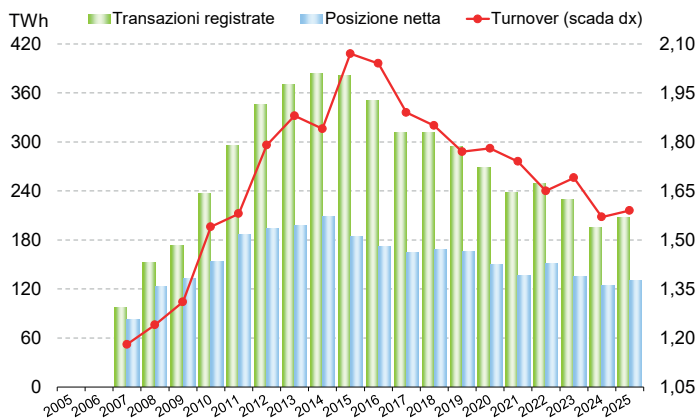
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
Profilo	GWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				GWh	Variazione	Struttura	GWh	Variazione	Struttura	
Baseload	31.714	4,0%	15,3%	Richiesti	63.942	-5,1%	100,0%	87.212	-3,2%	100,0%
Off Peak	95	1,6%	0,0%							
Peak	137	106,3%	0,1%	Registrati	51.772	-9,4%	81,0%	87.192	-3,2%	100,0%
Week-end	-	-	0,0%							
Totale Standard	31.945	4,2%	15,4%	Rifiutati	12.170	19,0%	19,0%	20	177,8%	0,0%
Totale Non standard	174.592	7,0%	84,1%	Sbilanciamento a programma	78.827	17,8%		43.406	27,8%	
PCE bilaterali	206.537	6,6%	99,5%	Saldo programmi	1	-		35.421	7,4%	
MTE	799	983,7%	0,4%							
MPEG	296	-60,6%	0,1%							
Totale	207.632	6,7%	100,0%							
Posizione netta	130.598	5,3%								

Grafico 11: PCE transazioni registrate e programmi

Grafico 12: PCE, sbilanciamenti

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel 2025 nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME gli scambi complessivi aggiornano il loro massimo storico, salendo a 209,3 TWh (+16% sul 2024), rappresentando una quota sul totale consumato nel sistema pari al 31%. La crescita si concentra soprattutto nei due comparti day-ahead, ed in particolare nel segmento a negoziazione continua (133,9 TWh

e nuovo record assoluto) che si conferma il primo in termini di volumi scambiati (64% del totale). Relativamente ai prezzi, l'IG Index (IGI) si attesta a 38,53 €/MWh, mostrando andamenti in linea con le dinamiche osservate sulle quotazioni registrate sui principali hub internazionali del gas e sui mercati a pronti del GME, con queste ultime convergenti poco sopra i 38 €/MWh.

IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

Nel 2025 l'IG Index si attesta mediamente a 38,53 €/MWh (+2,2 €/MWh), mostrando dinamiche sostanzialmente allineate a quelle dei prezzi osservati sui principali hub europei, tra cui il TTF, che sale a 36,24 €/MWh (+1,9 €/MWh), per uno spread IGI-TTF che si porta a 2,3 €/MWh (era 2,0 €/MWh l'anno precedente). Nei singoli mercati a pronti del GME, le quotazioni seguono andamenti simili tra loro sia su base annua che su base mensile, attestandosi tutte poco sopra i 38 €/MWh. Unica eccezione si registra nel comparto intraday AGS, attivato con una bassa frequenza da Snam e caratterizzato da un prezzo medio annuo pari a 45,07 €/MWh. Per quanto riguarda i volumi scambiati, nel 2025, gli scambi complessivi nel Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS) si confermano in crescita sull'anno precedente e segnano un nuovo massimo storico a 209,3 TWh (+16,2% sul 2024), spingendo la loro quota sul totale consumato nel sistema gas ai livelli più alti di sempre (31%). La crescita dei volumi scambiati si è concentrata sull'orizzonte day-ahead, in particolare nel segmento a negoziazione continua, i cui scambi aggiornano ancora una volta il loro massimo storico, mantenendo il primato di mercato più rilevante in termini di liquidità (64%, +2 p.p.). Nel dettaglio, i volumi day-ahead si attestano a 164,4 TWh (erano 136,5 TWh nel 2024), di questi 133,9 TWh contrattati nel comparto a negoziazione continua (+20,8%) e 30,6 TWh nel comparto AGS (+21,0%), quasi tutti relativi a movimentazioni in acquisto di Snam.

Nell'ambito dei prodotti offerti dal mercato si segnala che, a partire dalla sessione del 1° ottobre 2025, con l'entrata in vigore della DTF 07 MGAS, nell'ambito del MGP-GAS, il GME ha reso disponibile per la contrattazione il prodotto Working Days Next Week (WK/DY NW), con periodo di consegna pari ai singoli giorni lavorativi della settimana successiva a quella di negoziazione del prodotto stesso. In lieve calo rispetto al 2024 gli scambi sull'orizzonte intraday che si portano a 39,5 TWh (erano 40,2 TWh lo scorso anno), concentrati quasi esclusivamente sulla negoziazione continua (38,9 TWh, -0,6%), il cui peso sul MP-GAS si attesta al 19% (-3 p.p.) e in cui si osservano una complessiva flessione delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (5,1 TWh, -19,2%) e un aumento degli scambi tra operatori diversi dal RdB (33,8 TWh, +3,0%). Nel comparto AGS sono stati scambiati 0,6 TWh (erano 1,0 TWh nel 2024), concentrati in 48 sessioni. In aumento i volumi registrati sul MGS, a 5,4 TWh (+54,7%), con una quota sul totale scambiato al 3% (+1 p.p. rispetto lo scorso anno). In rialzo sia i volumi trattati da Snam per la finalità di Bilanciamento, in particolare sul lato vendita (1,8 TWh contro 0,7 TWh del 2024), sia le negoziazioni tra operatori terzi (1,9 TWh contro 1,5 TWh). Nel 2025, infine, nessuno scambio sul MT-Gas, mentre nel comparto Royalties della P-Gas sono stati contrattati 0,8 TWh ad un prezzo medio di 38,14 €/MWh.

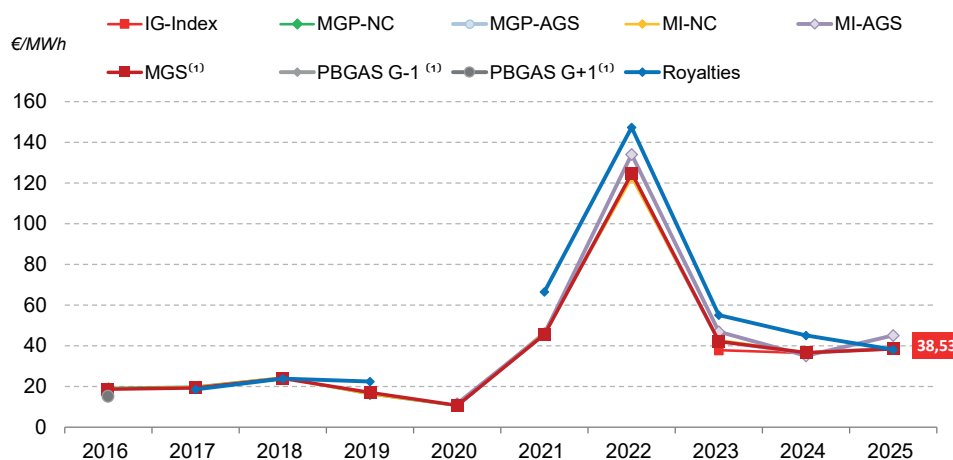
Tabella 1: Mercati del gas naturale, prezzi e volumi scambiati nel 2025

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				Volumi scambiati. MWh			
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var		
IG Index	38,53	(36,36)	6,0%	29,00	61,24			
MP-GAS								
MGP								
Negoziazione continua	38,59	(36,35)	6,1%	23,37	62,50	133.863.768	(111.149.760)	20,8%
Comparto AGS	38,79	(36,56)	6,1%	29,05	61,33	30.550.728	(25.311.672)	21,0%
MI								
Negoziazione continua	38,47	(36,60)	5,1%	27,49	61,15	38.875.320	(39.202.152)	-0,6%
Comparto AGS	45,07	(35,05)	28,6%	30,60	61,00	620.496	(1.005.360)	-38,1%
MGS	38,39	(36,58)	5,0%	28,43	58,99	5.425.160	(3.515.669)	54,7%
MPL	-	-	-	-	-	-	-	-
MT-GAS*	-	-	-	-	-	-	-	0,0%
P-GAS								
Royalties*	38,14	(45,04)	-15,3%	33,89	50,62	826.082	(957.915)	-13,8%
Import	-	-	-	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-	-	-	-

Figura 1: Mercati del gas naturale, prezzi*

Fonte: dati GME, LSEG



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta. A partire dal 19 luglio 2023 il GME calcola per ciascun giorno gas, sulla base dei prezzi registrati sul mercato a pronti dallo stesso gestito, l'IG Index pubblicato su base giornaliera. Per il mese di luglio 2023 l'IG Index è calcolato a partire dal giorno gas 20 luglio. A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Stogit Adriatica) ponderata per i relativi volumi scambiati.

(1) Nel 2016 per i comparti G+1 e G-1 i dati sono relativi ai primi nove mesi dell'anno, per MGS e MPL agli ultimi tre.

Figura 2: Mercati a pronti del gas naturale

Fonte: dati GME

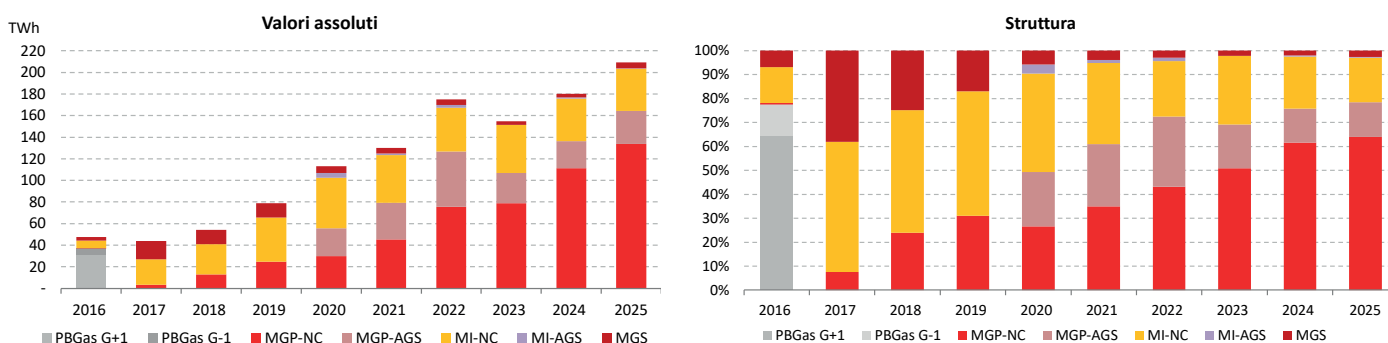


Tabella 2: Mercato Gas in Stoccaggio, struttura degli scambi

Fonte: dati GME

	Stogit				Stogit Adriatica			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	5.425.160	(3.515.669)	5.425.160	(3.515.669)	-	(-)	-	(-)
SRG	1.669.104	(1.268.196)	1.843.908	(730.210)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	1.669.104	(1.268.196)	1.843.908	(730.210)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	3.756.056	(2.247.473)	3.581.253	(2.785.459)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

IL SISTEMA GAS

Nel 2025 i consumi di gas naturale (al lordo delle esportazioni) salgono a 64.401 milioni di mc (680,9 TWh, +4,7%), portandosi sui livelli più alti degli ultimi tre anni. La crescita interessa il settore termoelettrico, i cui volumi risultano pari a 21.945 milioni di mc (232,0 TWh, +5,7%), e il settore industriale, a 11.748 milioni di mc (124,2 TWh, +1,4%). In lieve calo, invece, i consumi del comparto civile, a 26.955 milioni di mc (285,0 TWh, -0,5%). Tornano in aumento le esportazioni e gli altri consumi, pari a 3.753 milioni di mc (39,7 TWh, +79,3%). Sul lato dell'offerta, a fronte di una maggiore domanda e di una ripresa della produzione nazionale (3.191 milioni di mc, 33,7 TWh), si osserva un incremento delle importazioni di gas naturale, pari a 60.626 milioni di mc (641,0 TWh, +3,5%). Tale crescita sconta una flessione dei flussi via pipeline (424,5 TWh, -42,07 TWh) concentrandosi su un significativo aumento dell'import di GNL, quest'ultimo pari a 216,5 TWh

(+61,33 TWh), il 34% circa del totale (era il 25% nel 2024). Il calo dei flussi via pipeline si concentra soprattutto a Mazara (212,4 TWh, -10,6 TWh), rimasta comunque la principale fonte di approvvigionamento nazionale con una quota pari al 33%, a Tarvisio (6,9 TWh, -50,9 TWh), mentre risale il peso delle forniture a Passo Gries (89,9 TWh, +27,7 TWh). Sui singoli terminali GNL, la crescita è invece concentrata a Livorno (44,5 TWh, +32,7 TWh) e sul nuovo rigassificatore di Ravenna (18,2 TWh). Per quanto riguarda il sistema di stoccaggio del gas, il livello della giacenza nell'ultimo giorno dell'anno si attesta a 9.304 milioni di mc (98,4 TWh), in calo rispetto allo stesso giorno dello scorso anno (-7%), con il saldo tra iniezioni e erogazioni che si conferma negativo (-6,2 TWh, era -2,1 TWh nel 2024), in presenza di una crescita su base annua sia delle iniezioni (+25,6%) che delle erogazioni (+29,6%).

Figura 3: Bilancio gas trasportato. Anno 2025

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	60.626	641,0	+3,5%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	20.089	212,4	-4,4%
Tarvisio	655	6,9	-88,0%
Passo Gries	8.501	89,9	+45,1%
Gela	959	10,1	-31,6%
Gorizia	1	0,0	-96,4%
Melendugno	9.945	105,1	-2,8%
Panigaglia (GNL)	1.859	19,7	+96,1%
Cavarzere (GNL)	8.457	89,4	-5,8%
Livorno (GNL)	4.208	44,5	+279,7%
Piombino (GNL)	4.231	44,7	+18,1%
Ravenna (GNL)	1.720	18,2	-
Produzione Nazionale	3.191	33,7	+16,4%
Erogazioni da stoccaggi	10.976	116,0	+29,6%
TOTALE IMMESSO	74.794	790,8	+7,2%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	11.748	124,2	+1,4%
Termoelettrico	21.945	232,0	+5,7%
Reti di distribuzione	26.955	285,0	-0,5%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>			
	3.753	39,7	+79,3%
TOTALE CONSUMATO	64.401	680,9	+4,7%
Iniezioni negli stoccaggi	10.393	110	+25,6%
TOTALE PRELEVATO	74.794	790,8	+7,2%

* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato

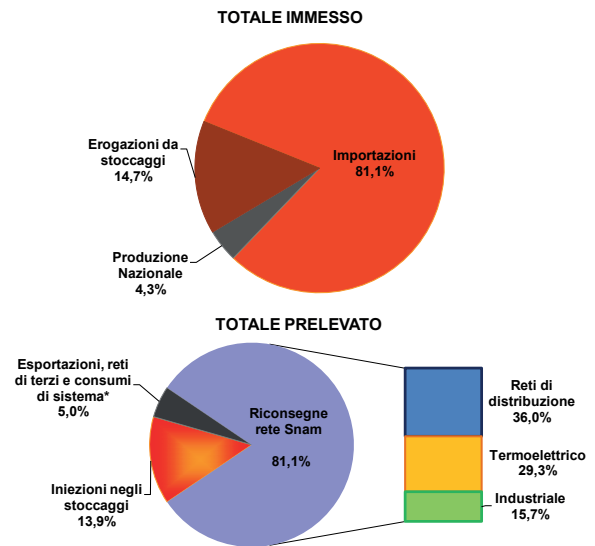
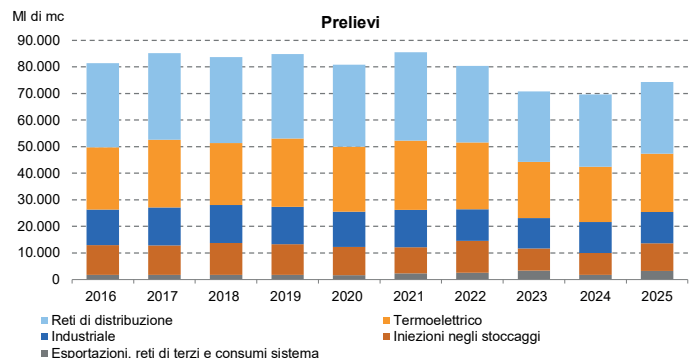
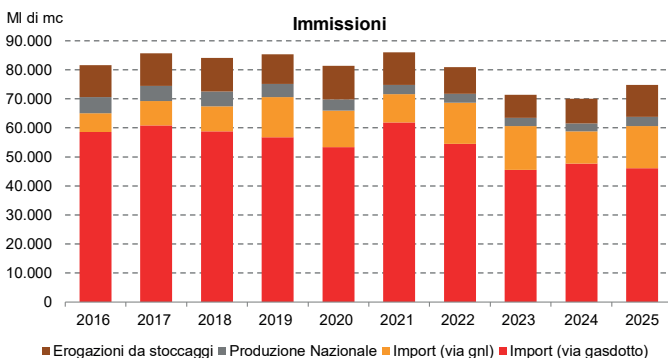


Figura 4: Evoluzione gas trasportato

Fonte: dati SRG



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel 2025 si riducono per il terzo anno consecutivo le quotazioni del Brent (70 \$/bbl circa), dei derivati del petrolio e del carbone; tornano in aumento, invece, i prezzi del gas (IGI: 38,53 €/MWh, TTF: 36,24 €/MWh)

e, sostenuti anche da un nuovo rialzo dei permessi di emissione (74 €/ton), quelli elettrici (61/116 €/MWh in Europa continentale), con spread tra paesi analoghi a quelli osservati nel 2024.

Ai minimi degli ultimi quattro anni e in deciso calo sul 2024, la quotazione del Brent torna sotto 70 \$/bbl (69,92 \$/bbl, -15%), mentre l'olio combustibile e il gasolio si attestano rispettivamente a 455,56 \$/MT (-15%) e a 669,58 \$/MT (-9%). Le dinamiche infra-annuali mostrano il Brent e l'olio combustibile tendenzialmente in riduzione nel corso dell'anno, con i massimi annuali raggiunti a gennaio e i minimi a dicembre. Il gasolio, in riduzione mensile fino ad aprile, quando tocca il suo minimo, registra una più intensa

crescita tra giugno e luglio, risultando poi altalenante fine a dicembre. Terza riduzione annuale consecutiva anche per il carbone, sceso poco sopra 100 \$/MT (100,78 \$/MT, -11%) e meno volatile in corso d'anno (tra 107 \$/MT di gennaio e 95 \$/MT di ottobre). La riduzione annuale osservata sul prezzo del greggio, dei suoi derivati e del carbone risulta ancora più accentuata nella loro conversione in euro, in corrispondenza di un tasso di cambio in aumento ai massimi degli ultimi 4 anni a 1,13 USD/EUR (+4%).

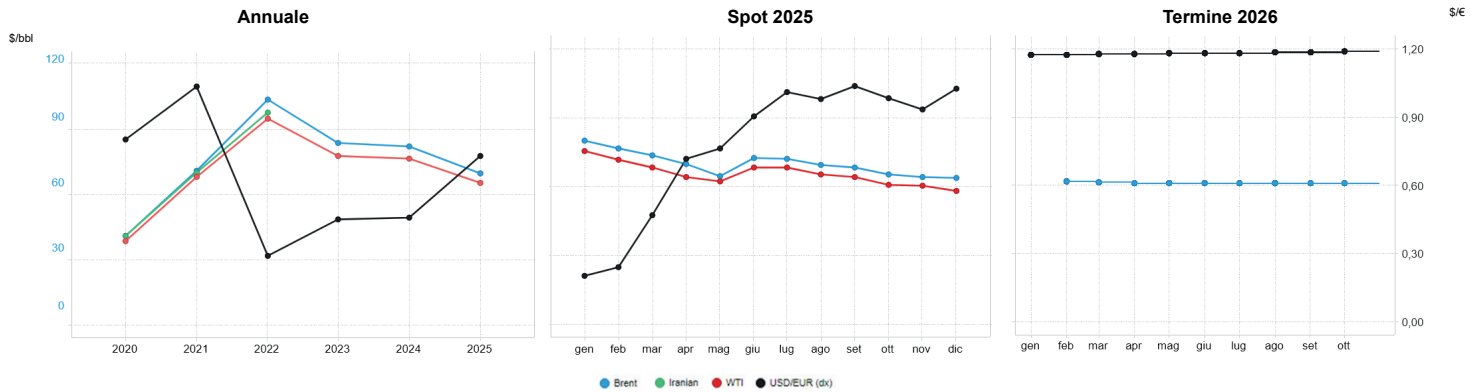
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

Annuale*						Mensile			
FUEL	UdM	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
Brent	USD/BBL	69,92	-15%			63,61	-1%	-16%	
Olio Combustibile	USD/MT	455,56	-15%	437,60	352,06	376,50	-7%	-24%	375,22
Gasolio	USD/MT	669,58	-9%			619,33	-16%	-6%	685,75
Carbone	USD/MT	100,78	-11%	111,35	106,00	97,34		-16%	

FUEL	UdM	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future M-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
Brent	EUR/BBL	62,17	-18%			54,33	-2%	-25%	
Olio Combustibile	EUR/MT	405,29	-18%		295,35	321,61	-8%	-32%	
Gasolio	EUR/MT	594,18	-12%			529,10	-17%	-16%	
Carbone	EUR/MT	90,01	-14%		88,93	83,16		-25%	
Tasso Cambio	EUR/USD	1,13	4%	1,06	1,19	1,17	1%	12%	1,16

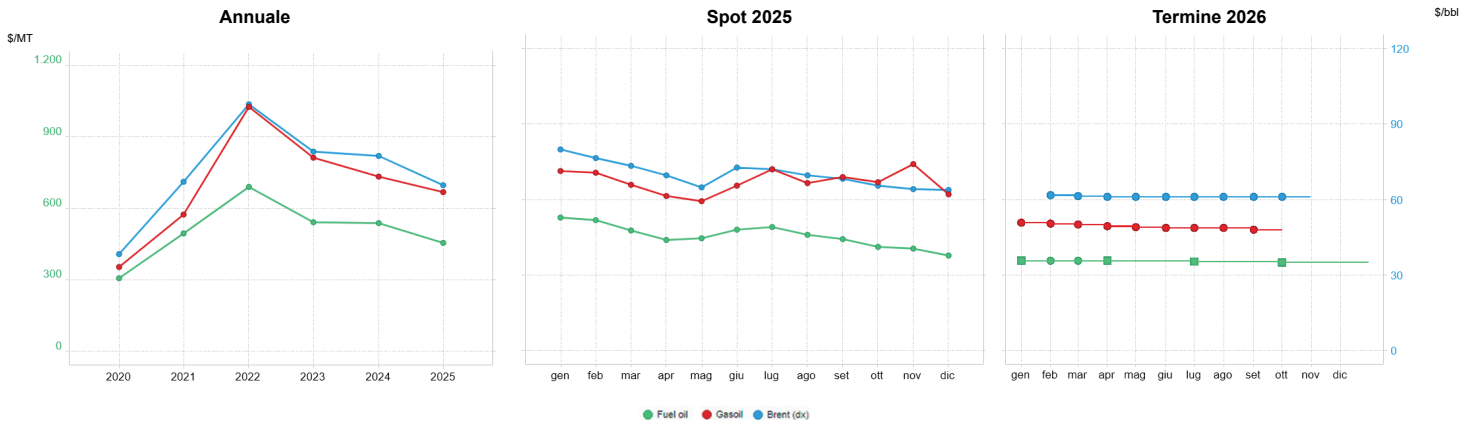
Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica



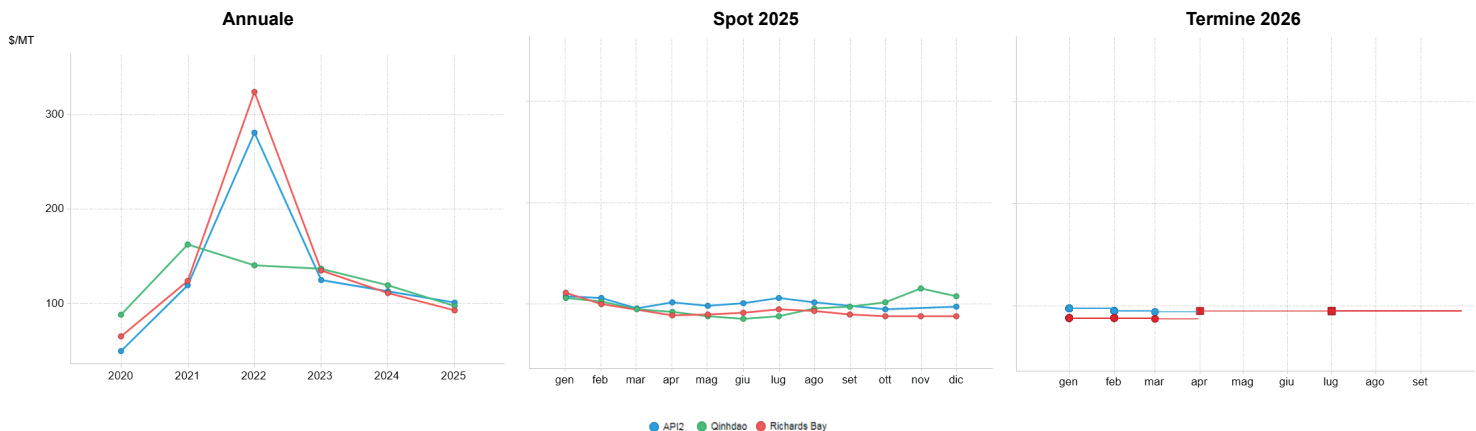
Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica



Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 3: Carbone*, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica



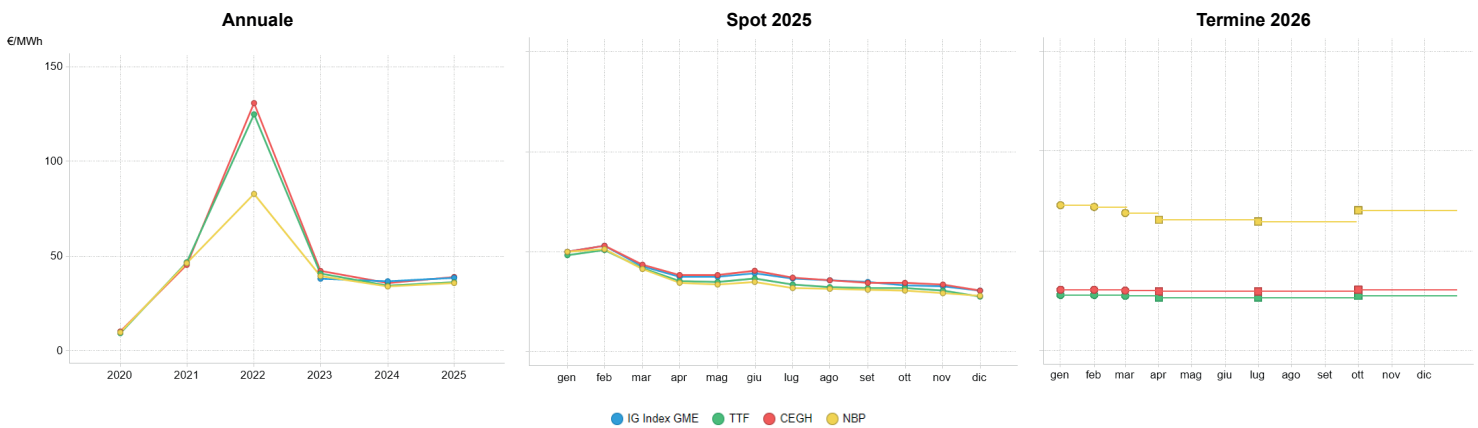
Fonte: LSEG Data & Analytics

Dopo due riduzioni annuali, tornano invece in aumento i prezzi del gas sui principali hub europei, con l'IG Index italiano che sale a 38,53 €/MWh e il TTF olandese a 36,24 €/MWh, entrambi al +6% sul 2024. Le dinamiche infrannuali mostrano prezzi molto elevati nei primi mesi (51/53 €/MWh a febbraio, massimo annuale) e poi tendenzialmente in riduzione fino ai

minimi di dicembre (28/31 €/MWh). Sempre positivo lo spread IGI-TTF nel corso dell'anno, superiore a 3 €/MWh nei mesi estivi e a dicembre, e mediamente pari a 2,29 €/MWh (+0,26 €/MWh). Fortemente ribassiste, infine, le aspettative dei mercati futures per i prezzi del gas in Europa centrale, valutate sul prodotto Calendar relativo al 2026.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

Annuale						Mensile			
Descrizione	Area	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
IG Index GME	IT	38,53	6%			30,65	-6%	-36%	
TTF	NL	36,24	6%	46,20	26,88	27,58	-10%	-39%	29,02
CEGH	AT	39,10	9%	46,81	29,94	30,73	-9%	-35%	32,33
NBP	UK	35,61	5%		27,27	27,82	-6%	-39%	29,50



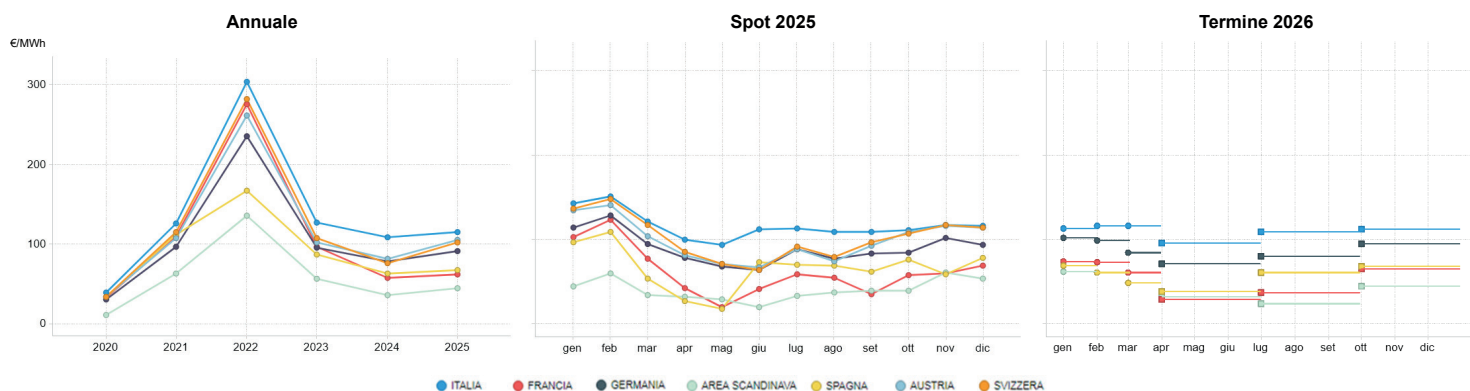
Fonte: LSEG Data & Analytics

Invertono la tendenza osservata nei due anni precedenti anche i prezzi elettrici europei, tutti in crescita sul 2024. Il Pun Index italiano risale a 116 €/MWh (+7%), sostenuto soprattutto nel primo trimestre dell'anno da elevati livelli del costo del gas, mentre tornano a superare 100 €/MWh i prezzi in Svizzera. Tasso di crescita a due cifre anche per il prezzo in Germania (89 €/MWh, +14%) che, in presenza di un calo

della produzione eolica, allarga a quasi +30 €/MWh il suo differenziale da quello francese (61 €/MWh, +5%), mitigato invece da un'elevata produzione nucleare. Si conferma, infine, più basso il prezzo nell'area scandinava (40 €/MWh, +10%). I mercati futures stimano una riduzione dei prezzi elettrici nel 2026, con spread attesi Italia-Francia-Germania non distanti da quelli osservati sui prezzi spot nel 2025.

Figura 2: Borse europee, quotazioni annuali e mensili spot* e a termine¹. Media aritmetica

Area	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
ITALIA	115,94	7%	124,43	107,12	115,49	-1%	-14%	112,91
FRANCIA	61,07	5%	74,17	50,96	68,73	16%	-30%	60,29
GERMANIA	89,32	14%	94,74	86,06	93,47	-8%	-14%	101,23
AREA SCANDINAVA	39,70	10%	32,40	38,13	52,99	-13%	66%	58,20
SPAGNA	65,29	4%	71,65	57,05	77,90	33%	-30%	62,50
AUSTRIA	98,94	21%			114,04	-2%	-12%	
SVIZZERA	101,69	34%			114,09	-2%	-10%	



Fonte: LSEG Data & Analytics

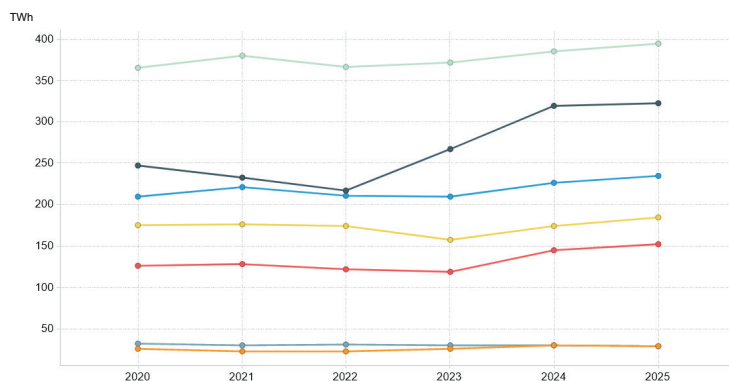
Infine, i volumi scambiati sui mercati spot si attestano sui massimi storici in Italia (234,4 TWh, +3%), risultando in crescita su valori elevati anche

nell'area scandinava (394,5 TWh, +2%), in Germania (321,9 TWh, +1%), in Francia (151,9 TWh, +5%) e in Spagna (184,1 TWh, +6%).

Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot*

Nazione	Anno	Var Y-1 (%)	Dicembre
ITALIA	234,4	3%	19,9
FRANCIA	151,9	5%	15,2
GERMANIA	321,9	1%	29,4
AREA SCANDINAVA	394,5	2%	39,2
SPAGNA	184,1	6%	15,3
AUSTRIA	29,0	-2%	3,0
SVIZZERA	28,6	-4%	2,3

* Laddove applicabili, i dati si riferiscono alle borse operative in ambito Price Coupling of Regions (PCR).



Fonte: LSEG Data & Analytics

¹ I dati a termine si riferiscono alla media delle quotazioni futures osservate giornalmente sui relativi prodotti.

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Nel 2025 il prezzo medio dei titoli di efficienza energetica si attesta a 247,80 €/tep sul mercato organizzato (MTEE) e a 222,29 €/tep sulla piattaforma bilaterale, in entrambi i casi in lieve calo rispetto all'anno precedente. In flessione anche i titoli complessivamente negoziati sia sul MTEE, pari a 1,78 milioni di tep (-2,7%), che sulla piattaforma bilaterale, dove ammontano a 1,13 milioni di tep (-4,3%), con la liquidità di mercato al 61%. Nel settore delle Garanzie d'Origine, nel 2025 il prezzo medio complessivo mostra un netto ribasso a 0,26 €/MWh sul mercato

organizzato, risultando inferiore di circa 2 €/MWh alle quotazioni registrate nelle negoziazioni bilaterali, anch'esse in diminuzione. Scendono a 0,18 €/MWh, invece, i prezzi medi sulle aste del GSE. In termini di volumi, a fronte di un calo degli scambi sul MGO (-17,5%) e nelle aste (-65,8%), si osserva un incremento delle contrattazioni sulla piattaforma bilaterale (+14,3%), che si conferma il primo canale di approvvigionamento. Nessuno scambio, infine, nel 2025 sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti (MCIC).

TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE): mercato organizzato e contrattazioni bilaterali

Nel 2025 il prezzo medio registrato sul mercato organizzato (MTEE) scende su base annua a 247,80 €/tep (-0,3%), attestandosi mediamente sui 249 €/tep nei primi cinque mesi dell'anno relativi all'anno d'obbligo 2024 e sui 247 €/tep in quelli successivi (Tabella 1, Figura 2). Cala il prezzo medio rilevato anche sulla piattaforma bilaterale che nel 2025 risulta pari a 222,29 €/tep, (-2,8%), oscillando tra i 193 €/tep del mese di gennaio e giugno e i 237 €/tep di febbraio e maggio. Il differenziale, pertanto, tra la quotazione bilaterale e quella di mercato cresce a 25,52 €/tep. Tale valore scende, tuttavia, a circa 2,5 €/tep, considerando solo le transazioni bilaterali

registrate ad un prezzo superiore ad 1 €/tep, rappresentative nel 2025 di una quota pari al 91% del totale (era al 93% nel 2024) (Tabella 1, Figura 1, Figura 2). Le negoziazioni di TEE sul mercato, dopo due aumenti consecutivi, scendono a 1,78 milioni di tep (-2,7% sul 2024), con una liquidità del 61% (in linea con l'anno precedente), in corrispondenza anche di una flessione delle contrattazioni sulla piattaforma bilaterale, pari a 1,13 milioni di tep (-4,3%). L'analisi mensile degli scambi di mercato evidenzia contrattazioni medie superiori nella prima parte dell'anno relativa all'anno d'obbligo 2024 (Tabella 1, Figura 1, Figura 2).

Tabella 1: TEE, sintesi annuale

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. tend.	mln di €	Var. tend.
	€/tep	Var. tend.	€/tep	€/tep				
Mercato	247,80	-0,3%	205,01	252,50	1.781.327	-2,7%	441,42	-3,0%
Bilaterali	222,29	-2,8%	0,00	254,30	1.129.448	-4,3%	251,06	-7,1%
con prezzo >1	245,29	-0,1%	27,00	254,30	1.023.530	-7,0%	251,06	-7,1%
Totale	237,90	-1,2%	0,00	254,30	2.910.775	-3,3%	692,47	-4,5%

Figura 1: TEE, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME

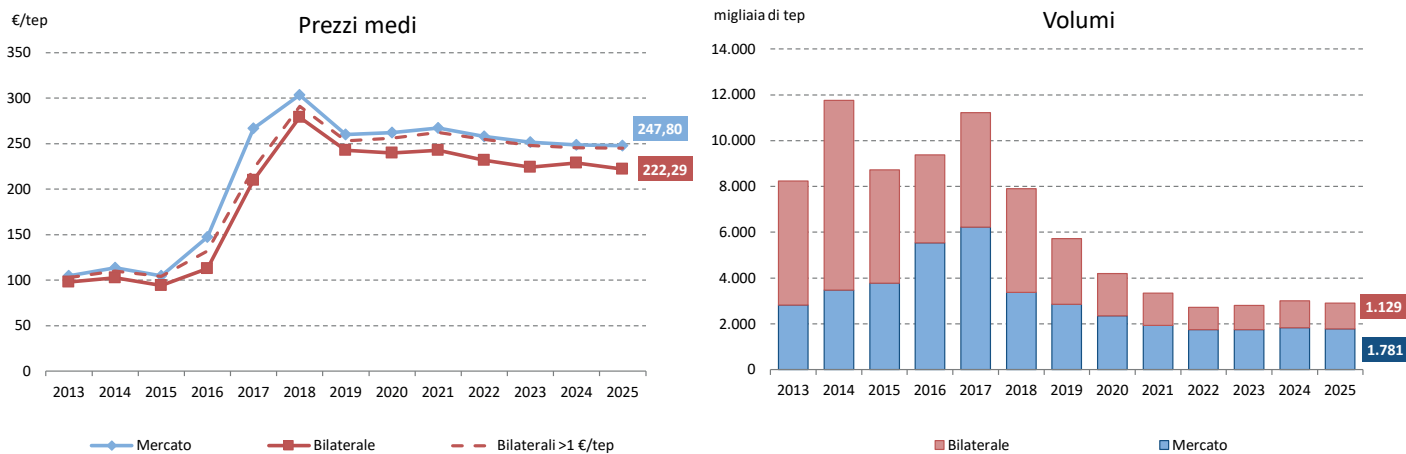


Tabella 2: TEE, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controllore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	247,76	-0,1%	246,51	248,10	69.269	-57,9%	17,16	-58,0%	1.261	-68,5%	1,8%	-0,6 p.p.	4	+0
Bilaterali	218,89	-4,6%	0,00	247,79	18.140	-86,7%	3,97	-87,3%						
con prezzo >1	243,33	-1,6%	203,64	247,79	16.318	-87,1%	3,97	-87,3%						
Totale	241,77	+0,9%	0,00	248,10	87.409	-70,9%	21,13	-70,7%						

Figura 2: TEE, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

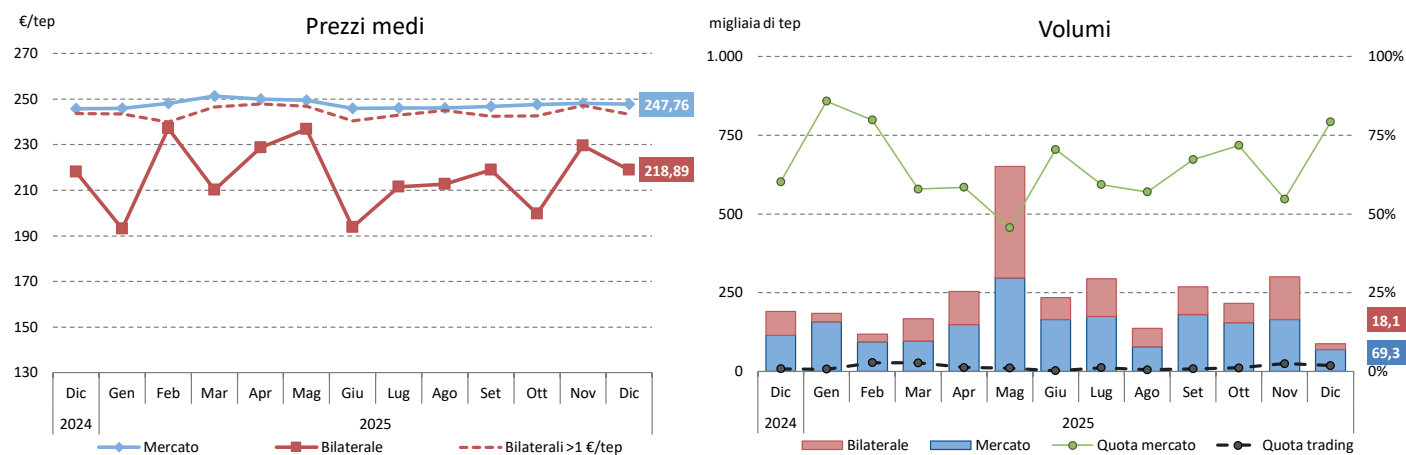
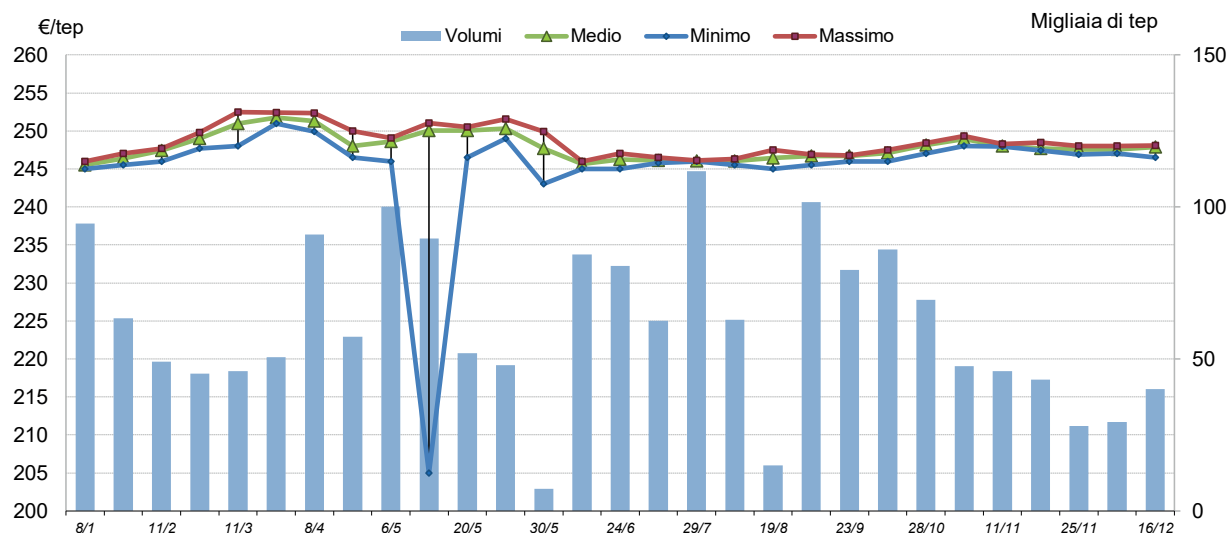


Figura 3: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



Complessivamente, nel sistema, il numero dei titoli emessi, al netto di quelli ritirati, dall'inizio del meccanismo a fine 2025, si porta a 76.072.031, in aumento di 2.482.995 tep rispetto al 31 dicembre 2024 e di 25.025 tep rispetto a fine novembre 2025. Il numero di titoli disponibili a fine anno, al

loro dei titoli registrati sul conto del GSE, ammonta inoltre a 3.770.889 tep, in aumento di 429.025 tep rispetto a fine 2024 ed in calo di 976.290 tep rispetto a novembre 2025, in virtù anche dell'annullamento dei titoli effettuato nella sessione di novembre (1.001.315 titoli) (Tabella 3).

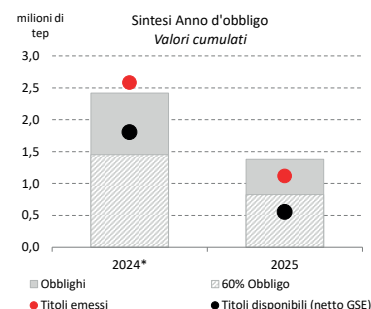
Tabella 3: TEE, sintesi anno d'obbligo 2025

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep	Titoli sul conto GSE** tep
Sessioni N°	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	Volumi >260 €/tep						
16	246,87	987.268	550.584	436.784	244,37	480.350	246,37	3.770.889	76.072.031	3.220.193

*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/EFR e ss.mm.ii. Il GME non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento. I Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati e comprendono quelli emessi sul conto del GSE a seguito di ritiro. I Titoli disponibili sono calcolati come somma dei titoli emessi al netto dei ritirati, annullati e bloccati e comprendono i titoli presenti sul conto del GSE a seguito di ritiro.



*valori cumulati al 31/05/25

GARANZIE D'ORIGINE (GO): mercato organizzato (MGO) e contrattazioni bilaterali (PBGO)

Nel 2025 il prezzo medio delle GO indipendentemente dalle tipologie e dal periodo di produzione registra un calo sia sul MGO, a 0,26 €/MWh (-66,6%), che su PBGO, a 2,33 €/MWh (-17,4%). In calo il prezzo medio anche sulle Aste GSE, a 0,18 €/MWh (-58,4%). In virtù di tali variazioni, nel 2025, lo spread tra il prezzo di mercato e quello dei bilaterali si attesta a -2,07 €/MWh (in linea con il 2024), valore che si porta a -2,29 €/MWh considerando le sole transazioni bilaterali registrate con prezzo strettamente positivo, pari al 91% del totale scambiato sulla PBGO (Tabella 4, Figura 4). Per quanto riguarda le singole tipologie di GO contrattate, indipendentemente dal periodo di produzione, sul MGO le categorie mostrano prezzi compresi tra 0,05 €/MWh della tipologia Geotermico e 0,30 €/MWh della tipologia Eolico. Sulla PBGO, invece, la tipologia Geotermico fa registrare il prezzo più alto, pari a 3,74 €/MWh, mentre la categoria Gas Trasporti Non Esportabile quello più basso a 0,51 €/MWh. Sulle Aste GSE, infine, le categorie Gas Trasporti Non Esportabile e Gas Trasporti Non Esportabile CNG e LNG fanno registrare il prezzo più basso (0,11 €/MWh), mentre la categoria Gas Altri usi Non Esportabile CNG e LNG,

con un prezzo di 7,47 €/MWh, fa registrare la quotazione più alta. L'analisi mensile dei prezzi sul MGO mostra un trend decrescente, con prezzi più elevati nel primo quadrimestre e più bassi nei mesi finali dell'anno (Figura 5). In termini di volumi, invece, si assiste ad una flessione delle contrattazioni sul MGO, in calo a 1,66 TWh (-17,5%) e sulle aste GSE, scese a 7,3 TWh (-65,8%). Si confermano predominanti e in crescita, invece, le registrazioni sulla piattaforma bilaterale, pari a 75,9 TWh (+14,3%) (Tabella 4, Figura 4, Figura 5). L'analisi della struttura degli scambi cumulati fino a fine 2025 per tipologia di impianto e per periodo di produzione mostra con riferimento all'anno di produzione 2024 la prevalenza della tipologia Idroelettrico sia sul MGO (34,8%) che sulla PBGO (56,8%) e della tipologia Solare (51,5%) nelle aste di assegnazione del GSE (Figura 6). Con riferimento all'anno di produzione 2025, invece, la tipologia Bio risulta prevalente sul MGO, con una quota pari al 41%, mentre sulla PBGO è la tipologia Idroelettrico a totalizzare maggiori scambi con il 55%. Sulle Aste del GSE la tipologia Gas Trasporti Non Esportabile risulta la più scambiata con l'89% (Figura 7).

Tabella 4: GO, sintesi annuale

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi			Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo					
	€/MWh	Var. tend.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. tend.	€	Var. tend.	
Mercato	0,26	-66,6%	0,01	1,50	1.666.143	2.020.719	-17,5%	425.429	-72,5%
Bilaterali	2,33	-17,4%	0,00	26,32	75.937.920	66.459.413	+14,3%	176.718.626	-5,6%
con prezzo >0	2,55	-14,1%	0,01	26,32	69.209.193	62.939.549	+10,0%	176.718.626	-5,6%
Totale	2,28	-17,2%	0,00	26,32	77.604.063	68.480.132	+13,3%	177.144.055	-6,1%
Asta GSE	0,18	-58,4%	0,10	20,00	7.318.401	21.400.462	-65,8%	1.292.478	-85,8%

Figura 4: GO, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME

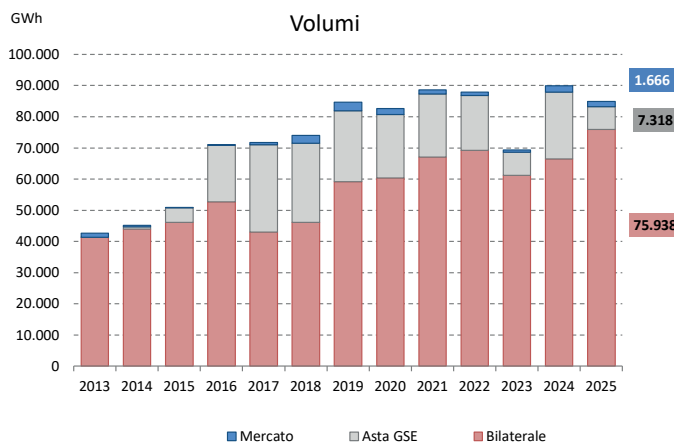
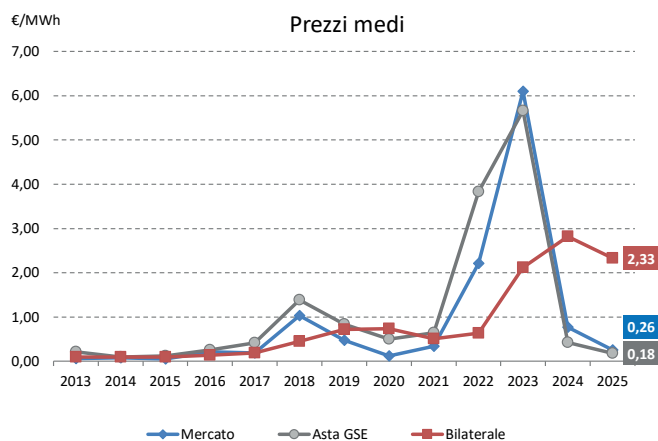


Tabella 5: GO Anno di produzione 2024, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi		Controvalore		
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	0,12	+22,9%	0,10	0,12	39.499	-60,4%	4.717	-51,3%
Settore Elettrico	0,12	+22,9%	0,10	0,12	39.499	-60,4%	4.717	-51,3%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilaterali	1,00	-18,4%	0,00	2,50	160.874	-10,9%	160.853	-27,2%
Settore Elettrico	0,98	-22,3%	0,00	2,50	149.274	-14,4%	146.933	-33,5%
Settore Gas	1,20	+4460,3%	0,20	2,20	11.600	+89,2%	13.920	+8528,3%
con prezzo >0	1,03	-23,7%	0,10	2,50	156.690	-4,6%	160.853	-27,2%
Asta GSE	0,13	-	0,10	0,17	294.712	-	39.471	-
Settore Elettrico	0,13	-	0,10	0,17	288.912	-	38.891	-
Settore Gas	0,10	-	0,10	0,10	5.800	-	580	-

Tabella 6: GO Anno di produzione 2025, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi		Controvalore		
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	0,24	-20,4%	0,19	0,29	39.187	-57,5%	9.532	-66,1%
Settore Elettrico	0,24	-21,2%	0,19	0,29	39.187	-55,1%	9.532	-64,6%
Settore Gas	-	-1	-	-	-	-1	-	-1
Bilaterali	1,26	+143,1%	0,00	6,70	4.928.806	+134,9%	6.204.387	+471,0%
Settore Elettrico	1,27	+147,5%	0,00	6,70	4.866.006	+132,8%	6.157.919	+476,1%
Settore Gas	0,74	-1	0,10	2,20	62.800	7	46.468	2
con prezzo >0	1,76	+212,8%	0,04	6,70	3.523.111	+82,5%	6.204.387	+471,0%
Asta GSE	2,75	-	0,10	20,00	75.428	-	207.099	-
Settore Elettrico	-	-	-	-	-	-	-	-
Settore Gas	2,75	-	0,10	20,00	75.428	-	207.099	-

Figura 5: GO, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

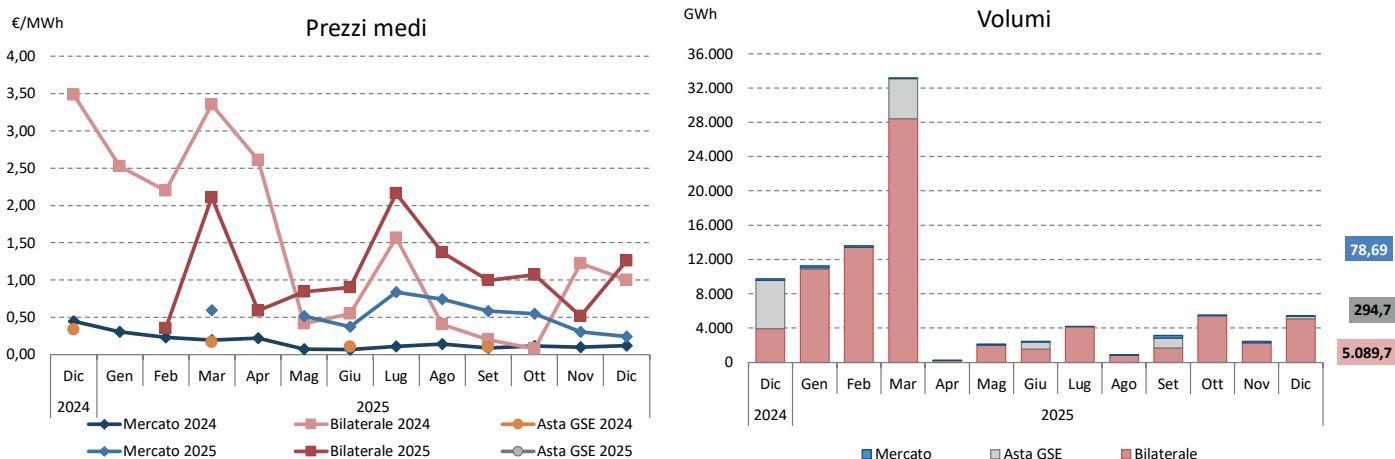


Figura 6: GO Anno di produzione 2024, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

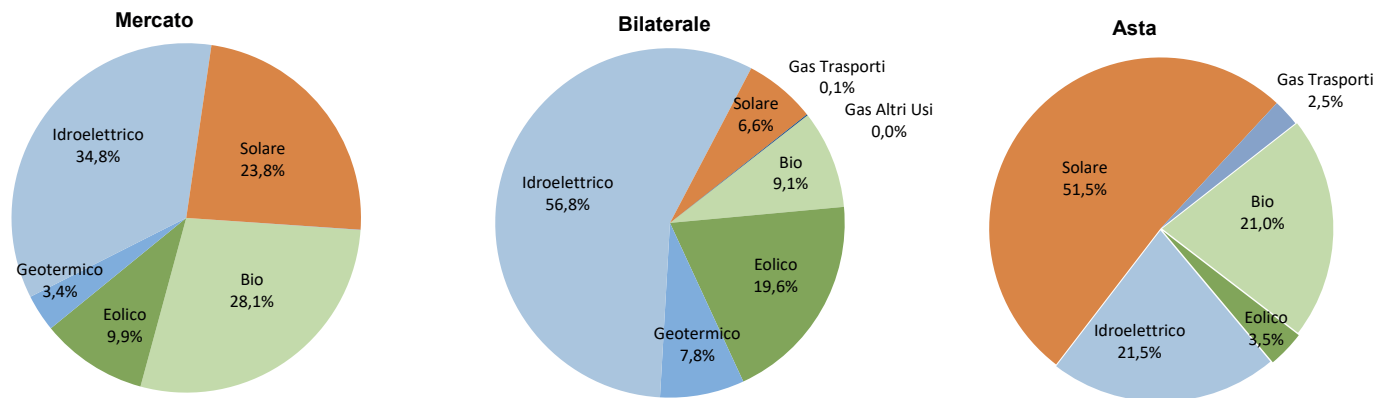
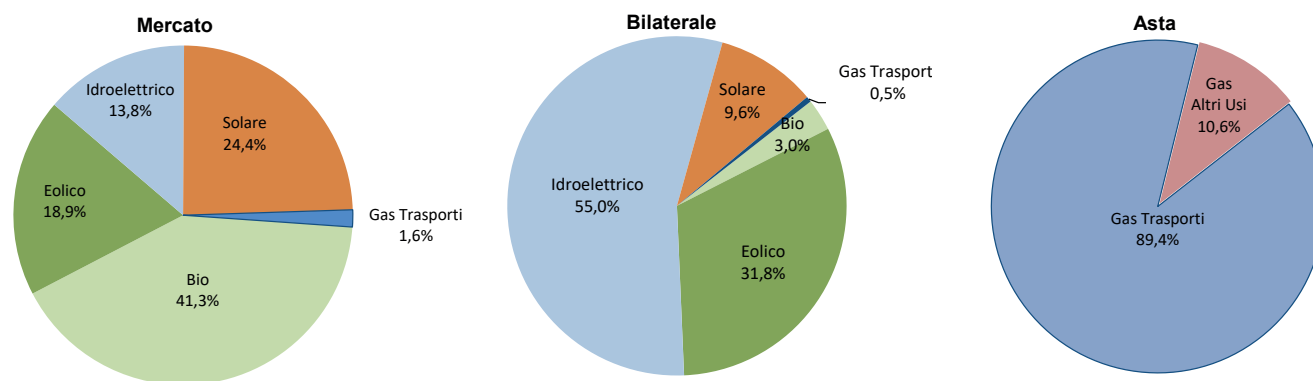


Figura 7: GO Anno di produzione 2025, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME



CARBONE 2025: CONSUMI STABILI, SARÀ L'INIZIO DEL DECLINO?

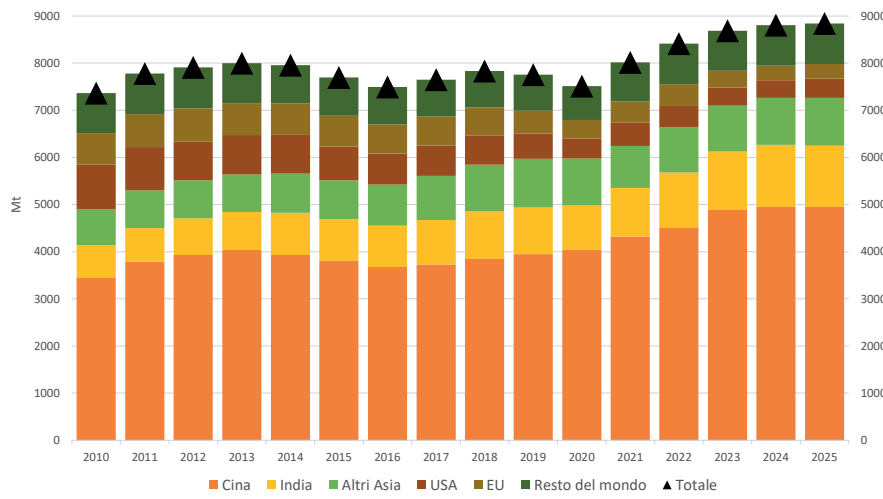
di Agata Gugliotta (RIE)

(continua dalla prima)

A non cambiare, invece, sono la destinazione d'uso del carbone diretta ad alimentare principalmente le centrali termoelettriche e la tendenza delle politiche dei principali paesi occidentali a sganciarsi, sebbene con orizzonti temporali diversi, dall'utilizzo di questa fonte. A giugno

2025, per esempio, l'Irlanda ha completato il suo "phase-out", chiudendo l'ultima centrale a Moneypoint e diventando il 15° paese europeo a non utilizzare più carbone nella generazione elettrica. Ma vediamo nel dettaglio le principali dinamiche regionali.

Figura 1. Andamento domanda di carbone 2000-2025 per area



Elaborazioni Rie su dati AIE, Coal2025 Analysis and forecast to 2030

Domanda: frenano Cina e India, mentre gli USA provano ad accelerare

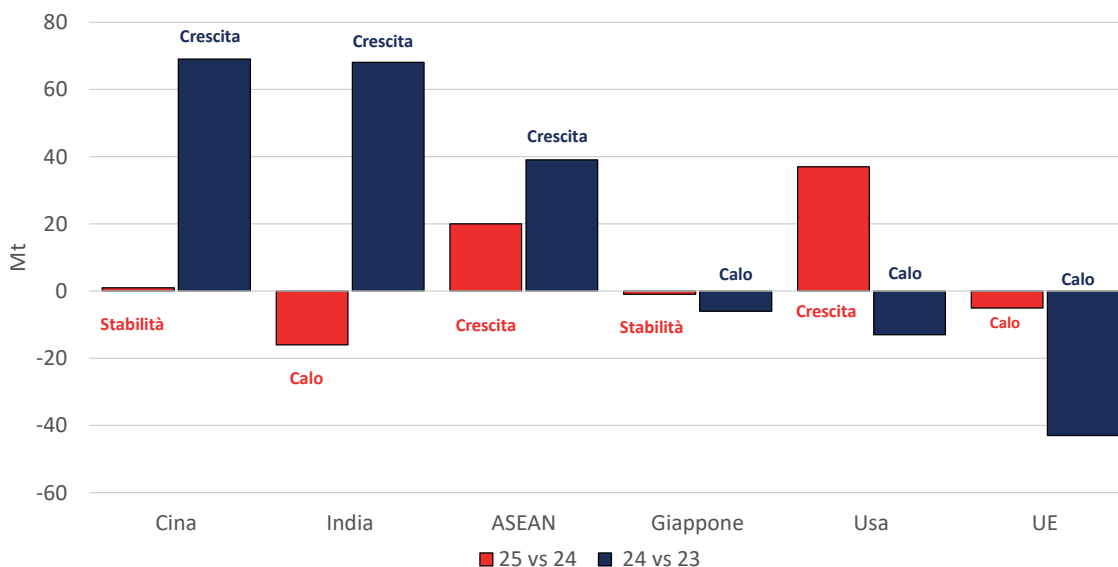
A suon di metafora, se si pensa al mercato del carbone come a una pista di formula uno, quel che si nota è complessivamente una corsa su di giri: la richiesta di carbone continua ad essere sostenuta e alla fine della corsa mette su un nuovo record. Quello che cambia però è la velocità a cui vanno le principali scuderie in gara: i modelli di consumo si sono infatti discostati dalle tendenze più recenti, e mentre la Cina mantiene una velocità costante, senza eccessivi scatti in avanti, pur rimanendo nettamente la prima in classifica, l'India scala qualche marcia e rallenta la sua corsa. Nel bacino

opposto invece, gli Stati Uniti sperano in una gara migliore, dopo anni di continui indietreggiamenti, mentre l'Europa, alla prese con necessità congiunturali, è costretta a partecipare alla gara con un po' più di convinzione. Partendo da est, in Cina, le stime preliminari per l'anno appena concluso, parlano di 4,9 mld di ton., ferme sui medesimi livelli del 2024 (in cui la crescita era stata del +1,7%) ma ancora pari al 56% di tutto il carbone consumato a livello mondiale. Per dare un'idea del peso di Pechino in questo mercato e di quanto le dinamiche di questo paese possano fortemente condizionare il comparto, basti pensare che in Cina si consuma mediamente il 30% in più di carbone rispetto a tutto il resto del mondo.

6 tonnellate su 10 sono bruciate nelle centrali termoelettriche, sebbene la quota del carbone sul mix elettrico si sia ridotta (dal 70% di dieci anni fa al 55%² del 2025) nel corso degli anni, così come sta progressivamente cambiando il suo ruolo, da baseload verso la flessibilità, in ragione di un via via crescente ruolo assunto da altre fonti, comprese le rinnovabili stimate aumentare quest'anno di un 15%. Negli usi non elettrici, che assorbono una quota del 38% della domanda totale di carbone, l'andamento non è univoco e se ci sono settori che hanno conosciuto una crescita (chimica, soprattutto per la produzione di metanolo e ammoniaca³ e carbone metallurgico), ce ne sono degli altri (piccola industria e riscaldamento domestico) che hanno visto ridursi il peso di questa fonte a favore di altre meno inquinanti. Anche per la produzione del cemento si è ridotta la richiesta in conseguenza della prolungata crisi del settore real estate. Il calo dell'1% nei consumi di carbone indiani ha destato attenzione proprio perché arrivato dopo anni di sostenuta crescita: +10% nel 2021; +12% nel 2022; +7% nel 2023 e +5% nel 2024. Si tratta, di un decremento dalla durata verosimilmente congiunturale, ascrivibile a una minore richiesta del termoelettrico (-3%, prima flessione degli ultimi 25 anni) per via di un clima più fresco, soprattutto durante la stagione dei monsoni, e una maggiore produzione da fonti idroelettriche e rinnovabili. Il calo però non scalfisce di molto il peso del carbone nel portfolio elettrico nazionale, dal momento che 7 KWh su 10 continuano ad essere prodotti da questa commodity. L'India rimane un motore chiave per la domanda globale di carbone, come dimostrano consumi sostenuti di questa fonte (+5,6% di carbone metallurgico) nei settori industriali, soprattutto cemento (l'India è il secondo produttore mondiale) e acciaio. Nessuna novità invece nelle dinamiche di altri tradizionali buyer asiatici: consumi stabili o in progressiva flessione per Giappone, Corea e Taiwan,

dove cambiamenti strutturali nelle politiche energetiche più orientate verso rinnovabili, nucleare e GNL stanno sostenendo lo switch dal carbone. Al contrario, una maggiore richiesta muove dai paesi ASEAN che complessivamente centrano un +4% sul 2024: qui di carbone c'è necessità per supportare la crescita economica e per alimentare la flotta di nuove centrali entrate in funzione. Tra tutti si segnala la crescita dell'Indonesia che deve far fronte a una popolazione in aumento e che chiede sempre più energia sia per alimentare le centrali elettriche che per le industrie, soprattutto quella del nickel di cui il paese è uno dei massimi produttori a livello mondiale. Spostandoci più ad ovest, se poco cambia nelle traiettorie di consumo dei principali utilizzatori africani – Sud Africa, Marocco e Zambia alle prese con domanda stabile o leggermente in aumento – merita rilevare il rallentamento del ritmo di decrescita in Europa. Il che è avvenuto non per una scelta politica, quest'ultima orientata verso un progressivo phase out, quanto per una necessità sistemica, a causa del temporaneo ridotto apporto delle altre fonti. Secondo le stime AIE, infatti, dopo un calo record del 23% del 2023 e del 12% del 2024, nell'anno appena concluso i consumi complessivi di carbone dell'Unione dovrebbero flettersi di appena l'1,5%, attestandosi a 306 mil. ton. Il calo però dovrebbe consumarsi esclusivamente negli usi non elettrici, mentre sono rimasti stabili i consumi del termoelettrico, con il carbone che, soprattutto nella prima parte dell'anno, è andato in soccorso per bilanciare il sistema quando, date temperature più rigide, idroelettrico ed eolico non sono stati sufficienti. In Germania, per esempio, nel primo semestre 2025 il consumo di carbone nel termoelettrico è aumentato del 7%, mentre in Olanda del 11%. In Italia, invece, da gennaio a novembre 2025, da carbone sono stati generati appena 2,7 TWh (-23% sul pari periodo), meno dell'1% dell'energia elettrica richiesta dal paese.

Figura 2. Variazione assoluta della domanda di carbone 2025 su 2024 vs 2024 su 2023 per principali bacini di consumo



Fonte: Elaborazione Rie su dati AIE

In questo quadro di consumi stabili e/o in diminuzione, merita rilevare il dato degli Stati Uniti che, dopo 15 anni (con la sola eccezione del 2021) di cali continui, hanno visto un netto recupero della domanda: +9,9%, per un volume di 410 mil. ton. Di queste il 93% bruciate nelle centrali termoelettriche, dove il carbone assorbe una share del 17% del mix guadagnando 2 punti percentuali rispetto al 2024, mentre il resto utilizzato per alimentare l'industria, soprattutto nella produzione di acciaio. Un'inversione di tendenza conseguenza di: un aumento del costo del gas (+40%⁴), principale competitor del carbone nella generazione elettrica; una maggiore richiesta di elettricità per soddisfare data center e grandi consumatori; una convinta politica di rinvigorismento del settore messa in atto dall'amministrazione Trump. Quest'ultimo, infatti, così come promesso durante la campagna elettorale, sta provando a ridare slancio a un comparto in passato colonna portante del sistema energetico nazionale, ma da anni ormai alle prese con una crisi strutturale e profonda.

Il tentativo di Trump di ridare slancio al carbone

Secondo le intenzioni della nuova Presidenza, le abbondanti risorse nazionali, i bassi costi e la flessibilità di generazione fanno del carbone una fonte di cui va incoraggiato sia il consumo interno, anche per soddisfare la fagocitante fame di energia dei data center⁵, sia le esportazioni, rimuovendo i vincoli e le barriere regolatorie via via più stringenti che negli ultimi lo hanno penalizzato. A tal fine, si punta a: ridurre al minimo il numero delle chiusure delle centrali estendendone l'operatività; incoraggiare il riavvio delle unità recentemente chiuse; ridare slancio all'industria estrattiva con il conseguente aumento della forza lavoro impiegata. Il nuovo framework normativo e il supporto dell'amministrazione Trump hanno innescato una maggiore fiducia negli operatori, dopo anni in cui il progressivo inasprimento della regolazione ambientale aveva reso sempre più difficile e poco competitivo operare in questo settore. Dalla disamina delle principali notizie della stampa specialistica, emerge l'approvazione dell'estensione della vita delle miniere (come la Spring Creek nel Montana) o la riformulazione dei piani di sviluppo di lungo termine di alcune utilities che decidono per il prolungamento della vita utile dei propri impianti a carbone, facendo marcia indietro rispetto ai precedenti piani di dismissione⁶. A contezza di ciò il dato sulle dismissioni di centrali elettriche del 2025, che a novembre 2025 si attestava sui 2,5 GW, rispetto agli 11,2 GW di ritiri previsti a fine 2024 dall'EIA DOE nel suo Electric Power Monthly. Tuttavia, quanto questo pattern di crescita possa riconfermarsi anche per i prossimi anni rimane la principale incognita del mercato, anche se la maggior parte degli analisti concorda sull'impossibilità di un'inversione di rotta di un settore ormai da anni attraversato da una crisi irreversibile che trova giustificazione nell'aumento dei costi

di estrazione, in una maggiore convenienza a switchare verso fonti alternative, quali rinnovabili e gas, quest'ultimo meno inquinante e, dopo la rivoluzione del fracking, con volumi prodotti internamente via via più elevati e competitivi sotto il profilo dei prezzi. A questi fattori se ne aggiunga un altro, non meno rilevante, ovvero la maggiore sensibilità ai temi ambientali del mondo industriale e dei mercati finanziari, che hanno via via considerato il carbone un cattivo investimento in ottica di politiche di sostenibilità.

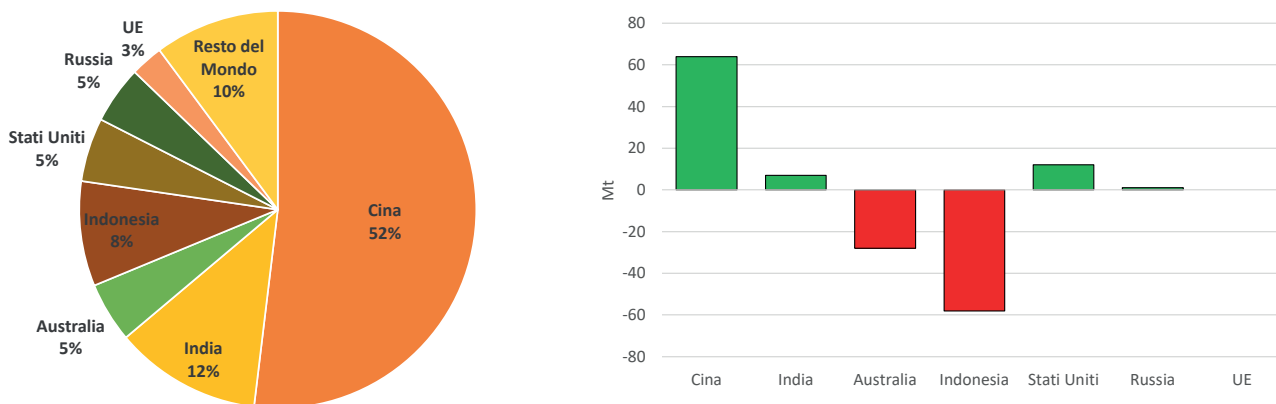
Produzione: stabile in linea con la domanda

Così come per la domanda, anche la produzione mondiale di carbone ha chiuso l'anno su valori analoghi al 2024 e nell'intorno dei 9,1 mld ton. che, secondo le stime dell'AIE potrebbe rappresentare il plateau in vista di un possibile progressivo declino nei prossimi anni. Da un punto di vista regionale, poco cambia nella configurazione dell'offerta. Al primo posto, con una netta distanza, si colloca la Cina che da sola produce quasi il 52% (4,7 mld ton.) del carbone a livello globale, sebbene la velocità con cui siano state prodotte le tonnellate aggiuntive sia diminuita rispetto agli scorsi anni: appena +1,4%, rispetto a una media del 3% degli ultimi 15 anni. Il che si spiega in ragione di una domanda meno dinamica, soprattutto durante i mesi estivi, di una contestuale contrazione dei prezzi a cui si contrappone una sovrabbondanza di scorte, a sua volta accresciute per volontà politica in risposta alle esigenze di sicurezza energetica del paese dopo la crisi di offerta del 2020-2021. Alla Cina, segue come secondo produttore l'India con un output di quasi 1.089 mil. ton., poco superiore al livello dello scorso anno (+7 mil. ton.), per una share del 12% a livello globale. Una produzione resiliente grazie all'apporto positivo del settore privato e di quello captive (blocchi minerari assegnati a specifiche aziende private o pubbliche per un uso esclusivo) che riescono a controbilanciare il calo produttivo delle aziende pubbliche (CIL e SCCL⁷) e le riduzioni per le criticità durante la stagione monsonica. Così come per la Cina, anche per il governo indiano il carbone rappresenta uno dei pilastri della politica Atmanirbhar Bharat Abhiyaan che punta all'autosufficienza energetica volta ad eliminare la dipendenza dalle importazioni estere e garantire la sovranità energetica del Paese. Chiude in negativo, invece, l'output carbonifero dell'Indonesia registrando un -7%, e perdendo il guadagno dell'anno precedente: prezzi bassi e soprattutto il rallentamento di Cina e India hanno pesato sulla performance del paese ASEAN. Stessa dinamica di contrazione è riscontrabile per l'Australia che, essendo un paese prevalentemente orientato all'esportazione, ha risentito del generale contesto di rallentamento del comparto, che si somma a problemi strutturali dell'industria nazionale, quali episodiche interruzioni portuali e ferroviarie legate alle condizioni meteorologiche, che hanno portato

a una contrazione dei margini e amplificato la sensibilità dell'offerta agli shock a breve termine. Quale conseguenza di una maggiore richiesta del termoelettrico nella prima parte dell'anno, la produzione in Unione Europea, soprattutto di lignite, rimane su analoghi valori al 2024 (-0,1%), con Germania, Bulgaria e Repubblica Ceca costrette a potenziare la generazione da carbone per assicurare la stabilità del sistema elettrico. Il rallentamento della decrescita – a titolo di esempio si pensi che nel 2023 il calo era stato del 21% e nel 2024 del 12,5% - tuttavia, deve considerarsi congiunturale e non frutto di un cambiamento di scelte e politiche energetiche degli stati. Chiude in stabilità anche la produzione russa ferma ormai da due anni sui valori del 2023: qui le esportazioni

guardano solo a est, e principalmente alla Cina, visto la politica sanzionatoria che vieta la movimentazione verso l'Europa. Chiudiamo, infine, riportando la leggera ripresa della produzione negli Stati Uniti (+2,7%), dopo anni di declino (rispetto al 2000 la produzione è dimezzata e il totale delle miniere attive è un terzo di quelle di inizio secolo). Così come detto prima, la crescita è ascrivibile da un lato a una maggiore richiesta per rispondere a una crescente fame di energia, ma dall'altro, soprattutto alle politiche messe in atto dalla nuova amministrazione Trump per rinvigorire il settore, che oltre ad allentare le restrizioni lato domanda (vincoli emissivi delle centrali), sta agevolando una maggiore attività estrattiva (riduzione delle royalties, rilascio di nuove concessioni).

Figura 3. Produzione di carbone 2025 per aree (valore %) e variazione 2025 vs 2023



Fonte: Elaborazione Rie su dati AIE

Conclusione

Abbiamo iniziato questo articolo ponendoci un quesito: dati i consumi pressoché stabili del 2025, è possibile intravedere l'inizio del declino di questa fonte? Dopo anni di previsioni di un imminente calo della domanda, puntualmente smentite dal raggiungimento di nuovi record di consumo, l'AIE, seppur timidamente e con visione attendista, torna a interpretare i dati 2025 come i primi segnali dell'attesa inversione di tendenza, soprattutto in relazione all'utilizzo nella generazione elettrica. La competizione con altre fonti in crescita (rinnovabili e GNL),

una maggiore sensibilità verso i temi della decarbonizzazione anche laddove per anni questa era stata sacrificata all'altare dello sviluppo economico, sembrerebbero condurre in questa direzione. Ma il condizionale è d'obbligo ed è la stessa Agenzia ad essere cauta. Sullo sfondo rimangono, infatti, molte incognite legate da un lato, alle necessità di sicurezza energetica di molti paesi (su tutti l'India), dall'altro all'effettivo ritmo di crescita delle fonti alternative al carbone che non può essere dato per scontato.

¹ AIE, Coal2025 Analysis and forecast to 2030, dicembre 2025;

² Dati Ember calcolati sul periodo gen-nov 2025;

³ La Cina conta per il 32% della domanda globale di ammoniaca e oltre il 38% di metanolo;

⁴ U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, 9 dicembre 2025;

⁵ Secondo l'EIA DOE il consumo dei data center dovrebbe raddoppiare o addirittura triplicare entro il 2028;

⁶ Si veda la Georgia Power, la Talen Energy, la PacifiCorp che procrastina almeno fino al 2045 la chiusura delle sue unità a carbone, prima previste in dismissione fra il 2026-2042);

⁷ La CIL è la Coal India Ltd che da sola detiene una quota del 76% della produzione nazionale, mentre la SCCL è Singareni Collieries Company Ltd.

Novità normative di settore

a cura del GME

MERCATO ELETTRICO

Comunicato stampa del GME | “GME, HENEX, OKTE, OMIE and OTE as NEMO initiators launch the NEMO Transparency Platform” | pubblicato in data 18 dicembre 2025 | <https://www.mercatoelettrico.org/>

Con il comunicato stampa in oggetto, il GME, in collaborazione con gli ulteriori NEMO europei HENEX, OKTE, OMIE e OTE, ha annunciato il lancio della NEMO Transparency Platform, ovvero la nuova piattaforma che consente l'accesso ai market data - in forma aggregata e senza l'applicazione di entrance fees - dei mercati Day-Ahead e Intraday relativi alle aree mercato Italia, Repubblica Ceca, Grecia, Portogallo, Slovacchia e Spagna. Tale iniziativa, promossa dai suddetti NEMO monopolistici, fa seguito alle richieste provenienti da diversi stakeholders comunitari di pubblicare congiuntamente, o quantomeno secondo tempistiche e formati dei files uniformi, i market data relativi alle negoziazioni in ambito SDAC e SIDC. La NEMO Transparency Platform rappresenta un progetto ambizioso che dimostra il continuo impegno dei NEMO monopolistici nel promuovere la trasparenza e nel rendere disponibili al pubblico i dati di mercato più rilevanti delle rispettive zone di offerta. A partire dal 18 dicembre u.s. la piattaforma è raggiungibile all'indirizzo www.nemotransparencyplatform.eu.

Comunicato del GME | “Mercato Elettrico: avvio operativo dell'estensione del periodo di trading fino a 30 minuti precedenti la consegna” | pubblicato in data 10 dicembre 2025 | <https://www.mercatoelettrico.org/>

Facendo seguito al comunicato di Terna del 5 dicembre 2025, con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, in attuazione del Regolamento (UE) 2019/943 - così come modificato dal Regolamento (UE) 2024/1747 - l'avvio operativo dell'estensione del periodo di trading, nell'ambito del mercato infragiornaliero, fino a mezz'ora dall'inizio del periodo di consegna è confermato a partire dalla data flusso del 14 gennaio u.s. A seguito di tale modifica, i termini per le contrattazioni nel mercato infragiornaliero in negoziazione continua, nonché per l'esecuzione delle attività di nomina dei flussi, sono stati posticipati di trenta minuti rispetto all'orario precedentemente in vigore, rispettivamente da h-60' a h-30' per le contrattazioni sul sistema XBID e da h-57' a h-27' con riferimento alle attività di nomina.

ACER Decision No 11/2025 | “ACER Decision on the amendments to the intraday cross zonal gate opening and gate closure times” | pubblicato in data 22 dicembre 2025 | <https://www.acer.europa.eu/>

Con la Decisione N. 11/2025, l'Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori Nazionali dell'Energia (nel seguito: ACER), facendo seguito alle proposte di modifica trasmesse in data 2 luglio 2025 dai gestori della rete di trasmissione (TSO) europei, ha approvato gli emendamenti alla Metodologia relativa al “intraday cross-zonal gate opening and closure time”. Al riguardo si ricorda che tale Metodologia disciplina, a livello europeo, i tempi di apertura (gate opening time) e chiusura (gate closure time, o GCT) delle negoziazioni sul mercato Intraday. In particolare, i TSO avevano proposto di ridurre la GCT da 60 a 30 minuti prima della consegna, mantenendo invece invariato il gate opening time attualmente in essere. Con la Decisione in oggetto, ACER ha approvato la proposta di emendamento dei TSO, introducendo inter alia alcune precisazioni:

- in caso di deroga concessa ad un TSO, il GCT a 30 minuti non si applica a tutti i confini di competenza di tale TSO fino alla scadenza della deroga; in tal caso, anche i TSO confinanti sono automaticamente esentati limitatamente ai singoli borders in comune con il TSO adiacente che ha ricevuto la deroga. Alla scadenza della deroga lo standard del GCT a 30 minuti diviene invece vincolante per tutti i TSO/confini interessati.
- con riferimento ai confini UE in comune con le controparti balcaniche dell'Energy Community, l'applicazione del GCT a 30 minuti rimarrà facoltativo fino alla piena adozione da parte di tali soggetti dell'Electricity Market Design Reform – fermo restando che l'applicazione del termine di 60 minuti per il GCT costituisce, in ogni caso, lo standard minimo obbligatorio.

Delibera 23 dicembre 2025 578/2025/R/eel | “Coupling unico del giorno prima: verifica della proposta di emendamento allo schema contrattuale settlement link agreement tra il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e CCP Austria Abwicklungsstelle fur Borsengeschafte GmbH” | pubblicata in data 23 Dicembre 2025 | Download <https://www.arera.it/>

Con riferimento al progetto di coupling regionale Italian

Borders Working Table (IBWT), con la Deliberazione n.578/2025/R/eel l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha approvato le proposte di modifica, predisposte e trasmesse dal GME, al contratto disciplinante le attività di clearing e settlement con la controparte austriaca Abwicklungsstelle für Börsengeschäfte GmbH (CCP.A), soggetto quest'ultimo che opera, in conformità agli art. 68 e 81 del Regolamento CACM, come controparte centrale per la regolazione dei pagamenti per conto del NEMO austriaco EXAA. Nello specifico, le modifiche oggetto di approvazione si sono rese necessarie in vista dell'ampliamento, da parte di EXAA, delle proprie attività nell'ambito del Single Day A-head Coupling UE anche alla zona mercato "Francia", il cui avvio operativo è allo stato previsto entro febbraio 2026.

GAS

Comunicato del GME | “Misure di solidarietà del gas - entrata in vigore delle modifiche alla Disciplina del mercato del gas” | pubblicato in data 30 dicembre 2025 | <https://www.mercatoelettrico.org/>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, in data 30 dicembre 2025, con la pubblicazione sul proprio sito internet, sono entrate in vigore le modifiche alla Disciplina del mercato del gas naturale (MGAS) - nonché la nuova Disposizione Tecnica di Funzionamento (DTF) MGAS n. 23 Approvvigionamento delle risorse di gas sul MVS - che regolano il funzionamento del nuovo Mercato per la gestione delle misure volontarie di solidarietà (MVS). Il MVS è stato introdotto per dare attuazione al meccanismo di solidarietà, previsto dal Regolamento UE 2017/1938, come integrato dal Regolamento UE 2024/1789, quale misura di ultima istanza per fronteggiare situazioni di emergenza gas, consentendo agli Stati membri richiedenti di reperire risorse tramite misure di mercato volontarie. Il nuovo mercato gestito dal GME - rispetto alla quale il GME non svolge il ruolo di controparte centrale - consente agli Stati membri richiedenti (o ai soggetti da essi indicati) di acquistare gas da venditori titolari di punti di riconsegna riconducibili a

clienti interrompibili. Le negoziazioni avvengono tramite selezione diretta delle offerte sul book (modalità “catching”) e le transazioni concluse sono registrate al Punto di Scambio Virtuale (PSV) direttamente dagli operatori coinvolti, che procedono inoltre alla regolazione del relativo pagamento. Resta inteso che la partecipazione al MVS, sia lato acquirente che venditore, è subordinata all'acquisizione della qualifica di operatore del mercato del gas, ai sensi della Disciplina MGAS. Le sessioni del MVS saranno attivate su richiesta di Snam Rete Gas, al verificarsi delle condizioni previste dalla normativa. Infine, il GME ha altresì organizzato, nei giorni 7, 8 e 9 gennaio 2026, delle sessioni di prove in bianco al fine di consentire agli operatori interessati di testare le funzionalità del MVS.

AMBIENTALI

Comunicato del GME | “Modifiche alle DTF nn. 02 e 06 P-GO – nuove tipologie di GO GAS” | pubblicato in data 9 dicembre 2025 | <https://www.mercatoelettrico.org/>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto agli operatori che in data 9 dicembre u.s., con la pubblicazione sul sito internet del GME, sono entrate in vigore le versioni aggiornate delle seguenti Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF):

- DTF n. 02 P-GO - Modalità di accesso al sistema informatico e funzionamento del Mercato organizzato (M-GO), della piattaforma degli scambi bilaterali (PB-GO) e della Bachecca GO;
- DTF n. 06 P-GO - Tipologie e valore delle GO.

Le modifiche apportate alle suddette DTF sono volte ad introdurre nell'ambito dei sistemi di negoziazione P-GO le nuove tipologie di GO del settore GAS - ad integrale sostituzione delle tipologie di GO Gas precedentemente vigenti - definite dal GSE in attuazione delle previsioni di cui all'articolo 15 del Decreto Ministeriale 7 agosto 2024, n. 294 (c.d. “DM Sostenibilità”). Le versioni aggiornate delle DTF nn. 02 e 06 P-GO (i.e. DTF n. 02 Rev. 12 P-GO e DTF n. 06 Rev. 04 P-GO) hanno sostituito integralmente le precedenti versioni pubblicate sul sito internet del GME.

Gli appuntamenti

16 gennaio

Obiettivi PNIEC al 2030: una sfida di tutti per il bene del Paese

Roma, Italia

Organizzato da Agici e Elettricità Futura

<https://agici.it/>

21 gennaio

L'agenda strategica dell'Ue: anticipiamo il futuro. Il foresight strategico

Udine, Italia

Organizzato da Rea

<https://www.informest.it/>

21 gennaio

Avvio e sviluppo delle CER: esperienze, problemi e opportunità

Roma, Italia

Organizzato dall'IRCAF

<https://ircaf.it/>

21-24 gennaio

Oil and Gas Iraq Expo 2025

Basrah, Iraq

Organizzato da Ogep

<https://iraqoilgas.com/>

23 gennaio

VII Energy Conference

Palermo, Italia

Organizzato da Energia Italia

<https://energiaitalia.info/>

23-25 gennaio

International Conference on Climate Change: Impacts and Responses

Miami, Fl., Usa

Organizzato da Common Ground Research Network

<https://on-climate.com/>

27-31 gennaio

Mercati elettrici e BESS

Milano, Italia

Organizzato da Italia Solare

<https://www.italiasolare.eu/>

29 gennaio – 1 febbraio

CFO Utilities Conference

Milano, Italia

Organizzato da Agici

<https://www.elettricitafutura.it/>

29 gennaio-1 febbraio

Klimahouse 2025

Bolzano, Italia

Organizzato da Fiera Bolzano

<https://www.fierabolzano.it/>

29-30 gennaio

Fieragricola Tech

Verona, Italia

Organizzato da Veronafiore

<https://www.fieragricola.it/>

30 gennaio

Digitalization and Decarbonization Report

Milano, Italia

Organizzato da ES Politecnico di Milano

<https://www.energystrategy.it/>

30 gennaio

Innovation Fund Info Day

Roma, Italia

Organizzato da Mase e Confindustria

<https://www.confindustria.it/>

4 febbraio

Sustainability Global Summit 2025

Milano, Italia

Organizzato da TEHA

<https://www.aggiornamentopermanente.it/>

4-7 febbraio

Energy Storage

Corso online

Organizzato da Infocus International

<http://www.infocusinternational.com/>

6 febbraio

DFBC Sustainability Talks: Ideas on sustainability for a new humanism 2024/2025

Venezia, Italia

Organizzato da Università di Venezia Ca' Foscari

<https://www.unive.it/>

12-13 febbraio

Mastering Solar Power

Corso online

Organizzato da Infocus International

<https://www.infocusinternational.com/>

12-13 febbraio

Acquafarm

Pordenone, Italia

Organizzato da Pordenone Fiere

<https://www.aquafarm.show/>

17-19 febbraio

The Energy Summit

Evento online e in presenza

Boston, Ma, Usa

Organizzato da CO-IN SYMPOSIA

<http://coinenergysummit.com>

28 febbraio – 2 marzo

International Conference on Informatics, Environment, Energy and Applications

Evento online e in presenza

Dubai, Emirati Arabi Uniti

Organizzato da Science and Engineering Institute, Usa

<http://ieea.org/>

5-7 marzo

World Sustainable Energy Days 2025

Wels, Austria

Organizzato da OÖ Energiesparverband

<http://wsed.at>

5-7 marzo

KEY 2025 – The Energy Transition Expo

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

<https://www.key-expo.com/>

6-7 marzo

European Energy Efficiency Conference 2025

Wels, Austria

Organizzato da OÖ Energiesparverband

<http://www.wsed.at/>

6-8 marzo

Italia Legno Energia

Arezzo, Italia

Organizzato da Verona Fiere

<https://italialegnoenergia.it/>

11-12 marzo

Italian Geothermal Forum

Roma, Italia

Organizzato da Airu e Anighp

<https://italiangeothermal.com/>

13-15 marzo

International Conference on Innovation in Renewable Energy and Power

Evento online e in presenza

Berlino, Germania

Conference Organizzato da Icirep

<https://www.icirep.org/>

2-3 aprile

Heat Pump Technologies

Milano, Italia

Organizzato da RX Events

<https://www.heatpumptechnologies.it/>

4-5 aprile

Lo Scenario dell'Economia e della Finanza 2025

Cernobbio, Italia

Organizzato da TEHA

<https://www.ambrosetti.eu/>

8-10 aprile

OMC Med Energy 2025

Ravenna, Italia

Organizzato da OMC

<https://www.omc.it/>

15 aprile

E-Tech Europe 2025

Bologna, Italia

Organizzato da E-Tech

<https://e-tech.show/>

6-7 maggio

REbuild 2025

Riva del Garda, Italia

Organizzato da Rebuild Italia

<https://rebuilditalia.it/>

6-7 maggio

REbuild 2025

Riva del Garda, Italia

Organizzato da Rebuild Italia

<https://rebuilditalia.it/>

6-7 maggio

Intersolar Europe

Monaco di Baviera, Germania

Organizzato da Messe München

<https://www.intersolar.de/>

14-16 maggio

NetZero Milan Expo-Summit

Milano, Italia

Organizzato da Fiera Milano

<https://netzeromilan.com/>

10-12 giugno

Waste Management Europe Exhibition & Conference

Bologna, Italia

Organizzato da IES Group

<https://wme-expo.com/>

8-9 ottobre

Solar&Storage 2025

Verona, Italia

Organizzato da Terrapinn

<https://www.terrapinn.com/>



Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 Roma
www.mercatoelettrico.org
governance@mercatoelettrico.org
Progetto a cura del GME, in collaborazione con
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A."

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME, PUN INDEX GME, IGI e IG Index GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.