

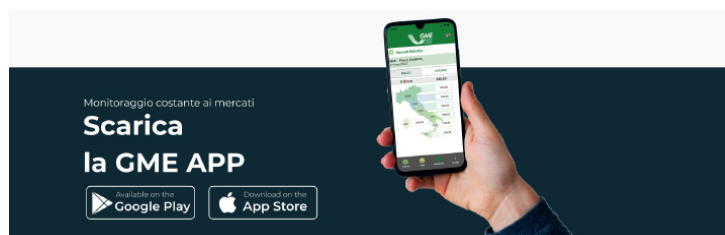
APPROFONDIMENTI
SHALE GAS: A CHE PUNTO SIAMO?

di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

A vent'anni dall'avvio della shale revolution, il panorama energetico globale è profondamente mutato. Gli Stati Uniti, passati in pochi anni da importatori netti di gas a potenza esportatrice, mantengono il loro primato ma attraversano una fase di stagnazione produttiva, dovuta soprattutto a un contesto di bassi prezzi e scarsa redditività. Inoltre, alle promesse di indipendenza energetica, continuano ad affiancarsi interrogativi ambientali e geopolitici sempre più pressanti. Il nuovo corso dell'amministrazione Trump solleva ulteriori problematiche legate alla deregolamentazione ambientale, all'indebolimento degli accordi sul clima e, in

definitiva, alla sostenibilità a lungo termine del sistema. Nel frattempo, si stanno rafforzando gli sforzi di altri paesi verso lo sfruttamento delle risorse di gas non convenzionale, con potenziali ricadute sugli equilibri energetici globali. Lo shale gas, insomma, resta al centro del dibattito su sostenibilità e sicurezza energetica, soprattutto in un contesto segnato da tensioni commerciali e nuovi protezionismi. L'analisi che segue punta a tracciare lo stato dell'arte dello sviluppo dello shale gas a livello globale, con un focus sul Continente Americano, che ospita tre dei cinque principali paesi produttori, a cui si aggiungono Cina e Australia.

continua a pagina 25


IN QUESTO NUMERO
REPORT/ APRILE 2025

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 13
 Mercati energetici Europa
 pag 17
 Mercati per l'ambiente
 pag 21

APPROFONDIMENTI

Shale gas: a che punto siamo?
 di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

Pagina 29

APPUNTAMENTI

Pagina 32

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Sul MGP il Pun Index GME cala a 99,85 €/MWh (-20,69 €/MWh), in concomitanza di un calo dei costi di generazione a gas, di acquisti in flessione (con la liquidità del mercato all'81,5%) e una crescita dei volumi rinnovabili. Sul MI i volumi scambiati scendono a 3,0 TWh, con il numero di abbinamenti sul XBID

che si mantiene sui massimi storici (1,3 milioni, di cui 1,0 milioni sul prodotto a 15 minuti). Sul Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) il baseload Maggio 2025 chiude il periodo di contrattazione a 100,12 €/MWh. In flessione le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

PUN INDEX GME

Nel mese di aprile il Pun Index GME mostra una significativa flessione, portandosi a 99,85 €/MWh (-20,69 €/MWh, il minimo da giugno 2024), dinamica in linea con quanto osservato anche sulle altre principali borse europee (42/85 €/MWh, -35/-17 €/MWh). Il calo del riferimento italiano è guidato da un deciso ribasso del prezzo del gas (IG Index GME: 33,30 €/MWh, -4,29 €/MWh), anch'esso al livello più basso da giugno 2024.

Contribuiscono alla flessione del Pun Index GME anche il calo stagionale degli acquisti e l'aumento delle vendite FER. In diminuzione, invece, il saldo con l'estero. La variazione ribassista del Pun Index appare più intensa nelle ore di picco e nei giorni festivi (-25 €/MWh per entrambi), con il rapporto picco/baseload che scende a 1,00. In ultimo, sabato 26 aprile si registrano minimi orari fino a 4 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

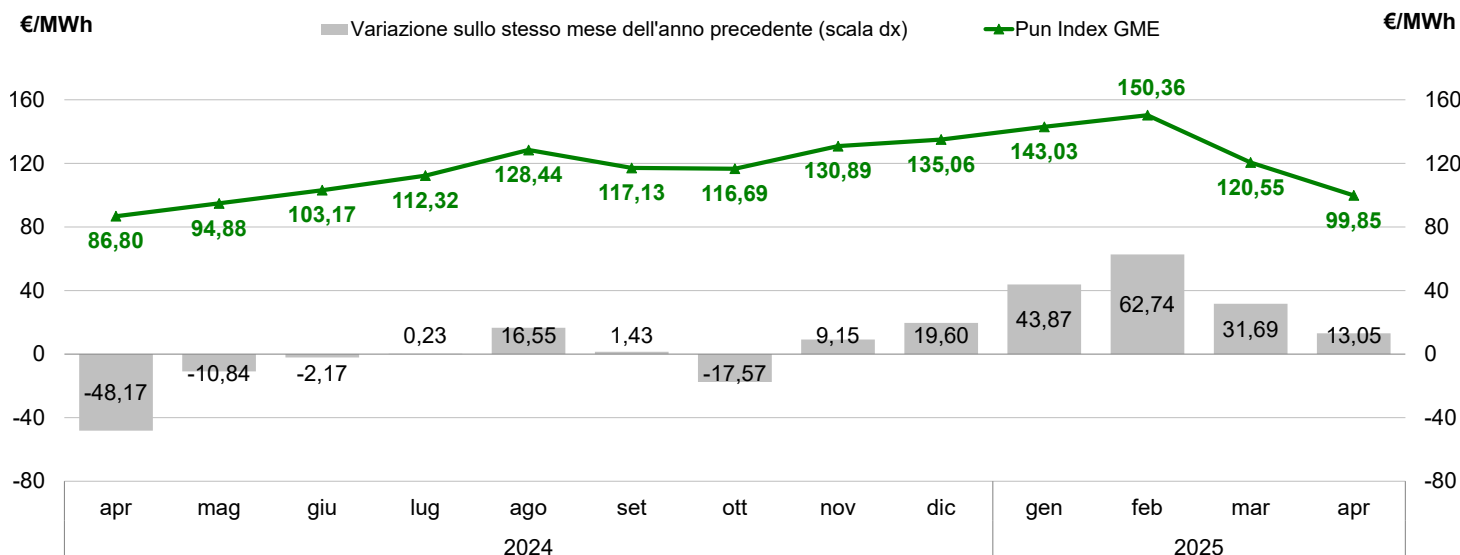
	Prezzo medio				Volumi medi orari				Liquidità	
	2025	2024	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2025	2024
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	99,85	86,80	+13,05	+15,0%	24.047	+1,0%	29.488	+0,9%	81,5%	81,5%
Picco	100,08	88,95	+11,13	+12,5%	29.158	+0,7%	35.150	+0,5%	83,0%	82,7%
Fuori picco	99,74	85,73	+14,01	+16,3%	21.492	+1,2%	26.658	+1,2%	80,6%	80,6%
Minimo orario	4,00	0,10			15.149		18.993		74,3%	73,0%
Massimo orario	181,00	162,55			32.360		39.750		88,6%	88,4%

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

MERCATO ELETTRICO ITALIA

Grafico 1: MGP, Pun Index GME

Fonte: GME



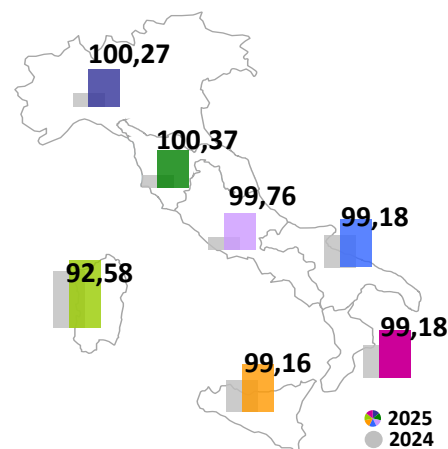
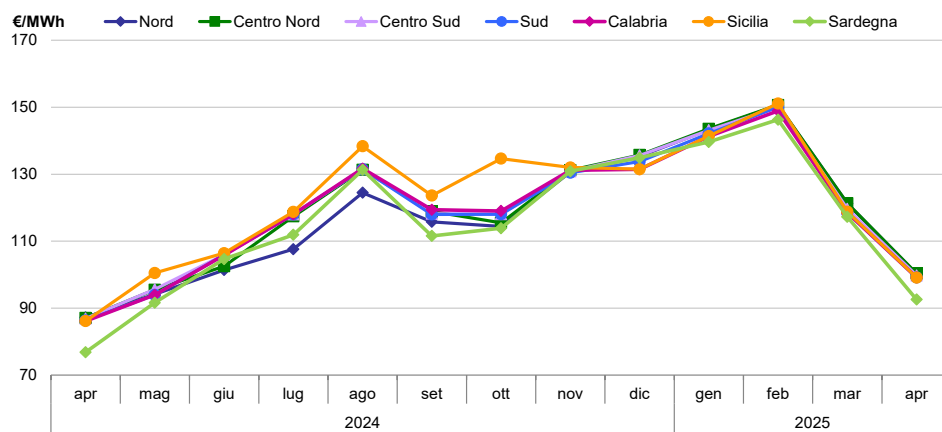
I PREZZI ZONALI

I prezzi zionali risultano tutti in calo, allineandosi sulla penisola e in Sicilia a 99/100 €/MWh (-21/-19 €/MWh) e attestandosi in Sardegna a 93 €/MWh (-25 €/MWh), in corrispondenza di limitazioni sul transito SARD-CSUD. Infine, anche in corrispondenza di picchi di offerta

rinnovabile, si osservano minimi orari di 3/4 €/MWh rispettivamente lunedì 7 aprile al meridione e sabato 26 aprile al settentrione e nelle zone centrali, mentre si registrano prezzi di 0 €/MWh in Sardegna diffusi in diversi giorni del mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zionali

Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

Nel mese di aprile si osserva una lieve flessione dei volumi offerti tramite blocchi, a 2,0 TWh (-0,4 TWh su marzo), di cui 0,5 TWh accettati. In calo anche i volumi offerti in acquisto tramite blocchi, a 7,2 GWh (-4,3 GWh) e quasi interamente

accettati. Le offerte in vendita a blocchi risultano ancora distribuite tra Nord, Centro Sud, Sud e Calabria, mentre i volumi offerti in acquisto si concentrano in prevalenza al Centro Sud e al Nord (Tabella 2).

Tabella 2: MGP, utilizzo dei prodotti

Fonte: GME

OFFERTE DI VENDITA (MWh)									
ZONE	SEMPLICI			BLOCCHI			TOTALI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
Nord	19.719.426 (+6,4%)	8.701.163 (-4,0%)	11.018.264 (+16,4%)	603.120 (-19,9%)	132.017 (-45,5%)	471.103 (-7,7%)	20.322.546 (+5,4%)	8.833.180 (-5,0%)	11.489.366 (+15,1%)
Centro Nord	1.733.407 (-0,8%)	1.310.277 (-6,1%)	423.130 (+20,4%)	-	-	-	1.733.407 (-0,8%)	1.310.277 (-6,1%)	423.130 (+20,4%)
Centro Sud	5.491.343 (+1,8%)	1.859.915 (-12,6%)	3.631.427 (+11,3%)	954.631 (+10,3%)	291.417 (+12,3%)	663.214 (+9,5%)	6.445.973 (+3,0%)	2.151.332 (-9,9%)	4.294.641 (+11,0%)
Sud	4.415.794 (+2,0%)	2.110.152 (-1,7%)	2.305.641 (+5,7%)	194.152 (-55,9%)	63.163 (-66,9%)	130.989 (-47,6%)	4.609.945 (-3,3%)	2.173.315 (-7,0%)	2.436.630 (+0,2%)
Calabria	2.146.660 (+0,0%)	651.757 (-20,9%)	1.494.904 (+13,1%)	249.555 (+9,3%)	32.654 (-43,1%)	216.901 (+27,0%)	2.396.215 (+0,9%)	684.410 (-22,3%)	1.711.805 (+14,7%)
Sicilia	2.238.692 (-13,5%)	954.971 (-20,2%)	1.283.721 (-7,6%)	-	-	-	2.238.692 (-13,5%)	954.971 (-20,2%)	1.283.721 (-7,6%)
Sardegna	1.415.463 (+9,7%)	1.030.024 (+3,8%)	385.439 (+29,3%)	-	-	-	1.415.463 (+9,7%)	1.030.024 (+3,8%)	385.439 (+29,3%)
TOTALE NAZIONALE	37.160.784 (+3,2%)	16.618.259 (-6,3%)	20.542.526 (+12,4%)	2.001.457 (-12,5%)	519.250 (-30,8%)	1.482.207 (-3,6%)	39.162.241 (+2,2%)	17.137.509 (-7,3%)	22.024.732 (+11,2%)

OFFERTE DI ACQUISTO (MWh)									
ZONE	SEMPLICI			BLOCCHI			TOTALI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
Nord	12.220.879 (-6,9%)	11.770.903 (-7,9%)	449.975 (+31,7%)	1.058 (-4,2%)	1.055 (-4,5%)	3 -	12.221.937 (-6,9%)	11.771.959 (-7,9%)	449.978 (+31,7%)
Centro Nord	1.872.275 (-6,0%)	1.805.643 (-7,1%)	66.632 (+37,6%)	72 (+0,4%)	72 (+0,4%)	-	1.872.347 (-6,0%)	1.805.715 (-7,1%)	66.632 (+37,6%)
Centro Sud	3.788.665 (-6,1%)	3.669.084 (-6,9%)	119.581 (+26,9%)	5.826 (-40,3%)	5.826 (-40,3%)	-	3.794.490 (-6,2%)	3.674.910 (-7,0%)	119.581 (+26,9%)
Sud	1.337.831 (-5,0%)	1.292.350 (-5,3%)	45.482 (+4,6%)	112 (+7,0%)	112 (+7,0%)	-	1.337.943 (-5,0%)	1.292.462 (-5,3%)	45.482 (+4,6%)
Calabria	420.031 (-5,4%)	392.579 (-7,2%)	27.452 (+30,5%)	82 (-3,4%)	82 (-3,4%)	-	420.113 (-5,4%)	392.661 (-7,2%)	27.452 (+30,5%)
Sicilia	1.279.724 (-3,3%)	1.188.227 (-5,1%)	91.497 (+30,5%)	54 (+11,8%)	54 (+11,8%)	-	1.279.777 (-3,3%)	1.188.280 (-5,1%)	91.497 (+30,5%)
Sardegna	676.711 (+2,8%)	604.638 (-0,3%)	72.074 (+39,5%)	-	-	-	676.711 (+2,8%)	604.638 (-0,3%)	72.074 (+39,5%)
TOTALE NAZIONALE	21.596.116 (-6,1%)	20.723.424 (-7,2%)	872.692 (+30,1%)	7.203 (-35,6%)	7.200 (-35,6%)	3 -	21.603.319 (-6,1%)	20.730.624 (-7,2%)	872.695 (+30,1%)

I VOLUMI

Nel mese di aprile l'energia elettrica scambiata in Italia si attesta a 21,2 TWh (-7,0% in media oraria su marzo, il minimo da maggio 2024). Risultano in flessione sia la componente di borsa, a 17,3 TWh (-8,5%), sia le contrattazioni bilaterali registrate sulla PCE e nominate sul MGP, a 3,9 TWh (-0,2%), con la liquidità del mercato all'81,5% (-1,3 p.p.).

Calano gli acquisti nazionali, attestatisi ai minimi da maggio 2023, per volumi pari a 20,7 TWh (-7,2%), mentre appare più debole la diminuzione dell'export, a 0,5 TWh (-0,7%). Sul lato dell'offerta, scendono sia le vendite nazionali, a 17,1 TWh (-7,3%), con l'eccezione della Sardegna in aumento (+3,8%), sia le importazioni, a 4,1 TWh (-5,7%) (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 3).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.314	+1,0%	81,5%
Operatori	10.624	+0,9%	50,0%
GSE	2.635	-4,8%	12,4%
Zone estere	4.055	+5,4%	19,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	3.918	+0,5%	18,5%
Zone estere	39	-33%	0,2%
Zone nazionali	3.878	+1,0%	18,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	21.232	+0,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	22.173	+2,9%	
OFFERTA TOTALE	43.405	+1,9%	

Tabella 4: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.314	+1,0%	81,5%
Acquirente Unico	413	-63,7%	1,9%
Altri operatori	13.830	+5,7%	65,1%
Pompaggi	117	+49,6%	0,5%
Zone estere	501	+71,1%	2,4%
Saldo programmi PCE	2.454	-3,9%	11,6%
PCE (incluso MTE)	3.918	+0,5%	18,5%
Zone estere	0	-	0,0%
Zone nazionali AU	12	-73,6%	0,1%
Zone nazionali altri operatori	6.359	-0,7%	30,0%
Saldo programmi PCE	-2.454	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	21.232	+0,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.488	+57,4%	
DOMANDA TOTALE	22.720	+3,3%	

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

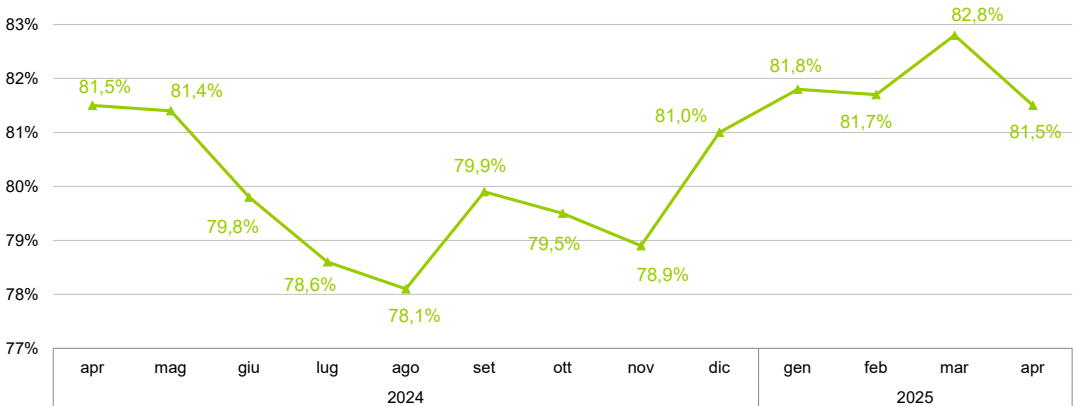


Tabella 5: MGP, volumi zonal

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.323	28,2	+6,1%	8.833	12,3	-3,6%	11.772	16,3	-0,6%
Centro Nord	1.733	2,4	+12,1%	1.310	1,8	+6,5%	1.806	2,5	+1,1%
Centro Sud	6.446	9,0	+0,1%	2.151	3,0	+13,7%	3.675	5,1	+0,2%
Sud	4.610	6,4	-6,9%	2.173	3,0	+3,5%	1.292	1,8	+1,7%
Calabria	2.396	3,3	-5,4%	684	1,0	+10,9%	393	0,5	+2,2%
Sicilia	2.239	3,1	-16,5%	955	1,3	-11,0%	1.188	1,7	+0,4%
Sardegna	1.415	2,0	+4,9%	1.030	1,4	-2,8%	605	0,8	-1,0%
Totale nazionale	39.162	54,4	+1,3%	17.138	23,8	+0,0%	20.731	28,8	-0,1%
Estero	4.243	5,9	+8,0%	4.094	5,7	+4,8%	501	0,7	+71,2%
Sistema Italia	43.405	60,3	+1,9%	21.232	29,5	+0,9%	21.232	29,5	+0,9%

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

LE FONTI

Le vendite rinnovabili in Italia salgono ai massimi da agosto 2024, con la quota FER sul totale venduto al 56,1% (+11,3 p.p. su marzo). A trainare l'incremento dell'energia rinnovabile venduta sono sia volumi idrici ai massimi da novembre 2024, la cui crescita è concentrata al Nord (+1,3 GWh medi), sia una diffusa crescita delle vendite degli impianti solari (+0,8 GWh, di cui +0,4 GWh al Nord), le quali si portano ai massimi da luglio

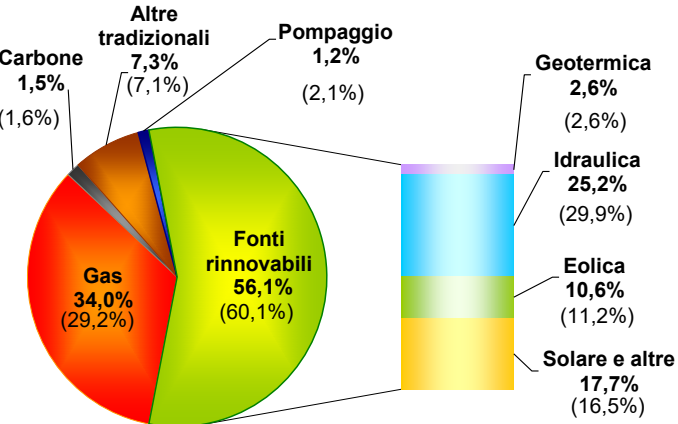
2024. Calano, invece, le vendite eoliche in tutto il Sistema, a eccezione del Sud. In tale contesto, l'energia venduta dalle fonti tradizionali scende ai minimi da giugno 2024, con i volumi dei cicli combinati in deciso calo e al livello più basso dal medesimo periodo (-3,5 GWh). Per effetto delle suddette variazioni, la quota delle vendite termiche scende al 42,8% (-11,2 p.p.) (Tabella 6, Grafico 4).

Tabella 6: MGP, vendite per fonte: media oraria Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	5.748	+23,0%	536	+3,2%	960	+9,0%	999	-2,9%	526	+29,1%	442	-26,5%	970	+7,6%	10.181	+13,0%
Gas	4.823	+28,6%	453	-1,5%	730	+14,9%	745	-8,2%	388	+37,6%	406	-27,7%	544	+22,8%	8.089	+16,5%
Carbone	0	-	-	-	0	#DIV/0!	0	-	0	-	-	-	347	-7,6%	347	-7,6%
Altre	925	+0,1%	83	+40,4%	230	-6,1%	254	+16,9%	138	+10,2%	36	-10,1%	78	-4,6%	1.745	+3,1%
Fonti rinnovabili	6.274	-17,6%	1.283	+7,9%	1.996	+17,8%	2.019	+7,0%	425	-5,6%	884	-0,6%	459	-18,7%	13.341	-6,7%
Idraulica	3.995	-24,6%	366	+35,7%	777	+11,8%	502	+2,2%	98	-	196	+16,1%	75	-9,2%	6.010	-15,4%
Geotermica	-	-	610	+0,4%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	610	+0,4%
Eolica	27	-22,6%	25	-4,6%	492	+1,5%	1.124	+8,6%	235	-11,6%	427	-16,6%	180	-40,3%	2.511	-5,6%
Solare e altre	2.252	-1,4%	283	-1,3%	726	+41,2%	393	+8,7%	92	+6,1%	261	+25,4%	204	+12,8%	4.210	+7,4%
Pompaggio	246	-42,8%	-	-	32	-40,4%	-	-	-	-	-	-100,0%	1	-75,1%	279	-42,9%
Totale	12.268	-3,6%	1.820	+6,5%	2.988	+13,7%	3.018	+3,5%	951	+10,9%	1.326	-11,0%	1.431	-2,8%	23.802	+0,0%

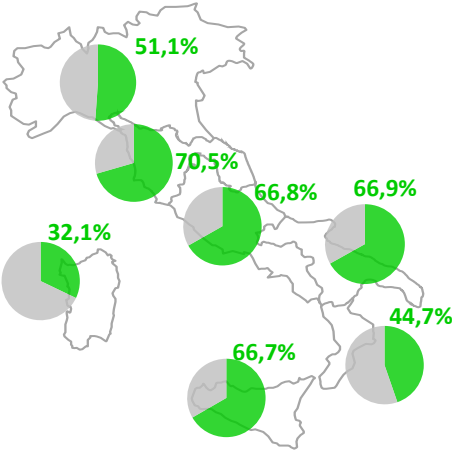
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dell'anno precedente.

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



LE FRONTIERE ESTERE

Ad aprile l'import netto cala a 3,6 TWh (-0,4 TWh su marzo, il livello minimo da settembre 2024), in particolare in virtù di un calo dei flussi in entrata da Francia e Slovenia, anche in concomitanza di restringimenti sulla NTC francese. Concorrono alla flessione del saldo con l'estero anche minori importazioni nette dal Montenegro, in presenza di frequenti

inibizioni e limitazioni dell'interconnessione con il Centro Sud. In ultimo, il calo dell'import netto italiano si osserva altresì in un contesto caratterizzato sia dal perdurare dell'inibizione dell'interconnessione con la Grecia sia da frequenti applicazioni del vincolo generalizzato. Cresce, invece, il livello delle importazioni nette sulle altre frontiere (Tabella 7 e Figura 1).

Tabella 7: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzo	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	MWh	%	%	%	%	%	MW medi	MWh	MWh	MW medi	MWh	MWh
Italia - Francia*	1.761.004 (1.072.701)	97,8% (92,6%)	1,9% (4,9%)	0,3% (2,5%)	83,1% (78,1%)	- (0,3%)	2.746 (1.773)	1.770.155 (1.096.947)	1.770.155 (1.096.947)	2.004 (1.925)	9.151 (24.246)	9.151 (24.246)
Italia - Svizzera	1.617.408 (1.625.738)	97,4% (84,9%)	2,6% (8,3%)	- (6,8%)	- (-)	- (-)	3.132 (2.671)	1.704.823 (1.662.034)	n/a n/a	2.886 (2.735)	87.416 (36.296)	n/a n/a
Italia - Austria*	159.965 (195.771)	73,8% (79,9%)	24,7% (16,7%)	1,5% (3,5%)	64,3% (73,1%)	20,6% (15,1%)	375 (402)	187.041 (217.707)	187.041 (217.707)	164 (181)	27.076 (21.936)	27.076 (21.936)
Italia - Slovenia*	5.273 (229.803)	53,5% (76,3%)	44,7% (19,4%)	1,8% (4,3%)	40,6% (62,1%)	32,4% (13,2%)	558 (611)	191.427 (307.934)	191.427 (307.934)	664 (669)	186.154 (78.132)	186.154 (78.132)
Italia - Montenegro	145.622 (329.470)	72,2% (83,1%)	26,3% (9,9%)	1,5% (7,1%)	- (26,5%)	- (-)	547 (500)	240.655 (346.015)	n/a n/a	820 (670)	95.033 (16.545)	n/a n/a
Italia - Grecia*	0 (271.616)	- (79,2%)	- (3,8%)	100,0% (17,1%)	- (86,1%)	- (0,5%)	0 (500)	0 (275.318)	0 (275.318)	0 (500)	0 (3.701)	0 (3.701)
Italia - Malta	-66.335 (-69.909)	- (-)	93,5% (92,5%)	6,5% (7,5%)	- (-)	0,1% (0,6%)	225 (225)	0 (-)	n/a n/a	225 (225)	66.335 (69.909)	n/a n/a
TOTALE**	3.622.936 (3.655.189)							4.094.101 (3.905.954)	2.148.623 (1.897.906)		471.165 (250.765)	222.381 (128.015)

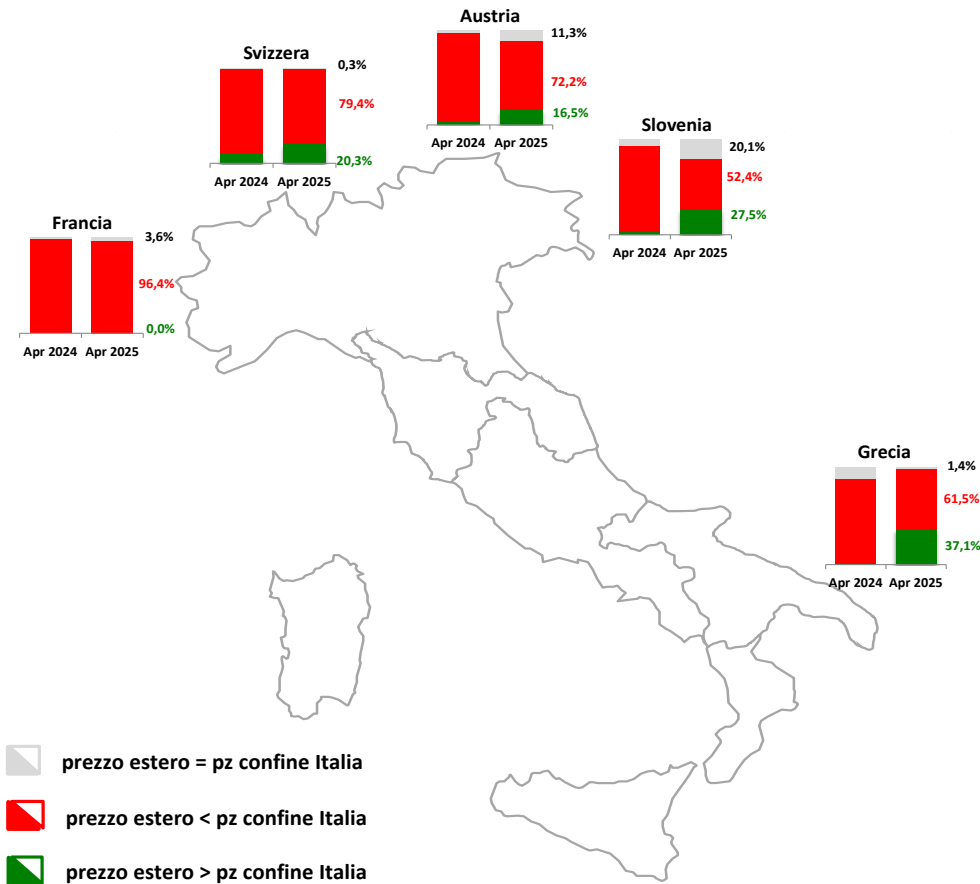
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*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



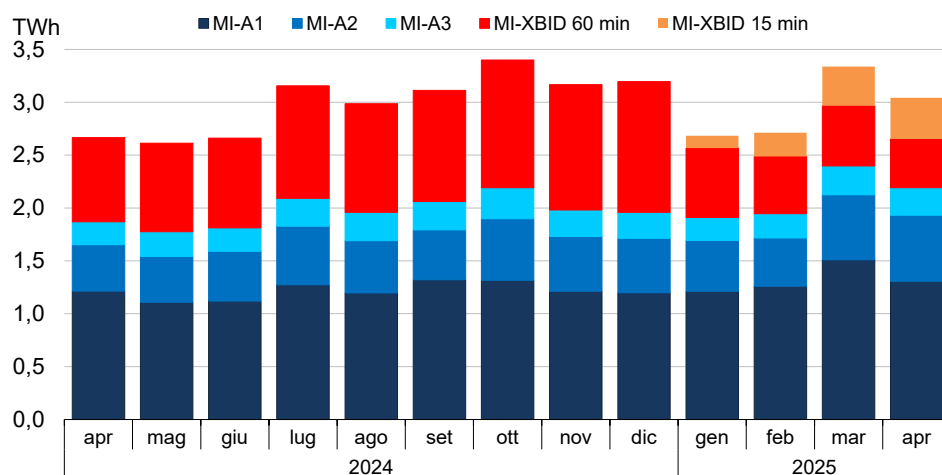
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel mese di aprile i volumi scambiati sul MI si attestano a 3,0 TWh (-0,3 TWh su marzo). In particolare, si osserva una flessione dei volumi sia sul MI-A1 (1,3 TWh, -0,2 TWh) sia sul prodotto a 60 minuti di XBID (0,5 TWh, -0,1 TWh), mentre rimane sostanzialmente stabile il livello degli scambi sugli altri mercati. Sul mercato a negoziazione continua, il numero di abbinamenti si mantiene sui massimi storici (1,3 milioni, di cui 1,0 milioni sul prodotto a 15 minuti), con la maggioranza dei volumi scambiati sempre concentrati a valle dell'asta MI-A2 (quasi il 90% per entrambi i prodotti). Le quote degli scambi tra zone nazionali e all'interno della stessa zona nazionale si portano al 53% e al

14%, mentre scende la quota di scambi con l'estero, attestatasi al 33%. Con riferimento ai prezzi medi registrati, questi si portano ai minimi da inizio anno sul prodotto XBID a 15 minuti (100 €/MWh, -23 €/MWh), mentre sui restanti mercati risultano ai minimi da maggio/giugno 2024 (94/100 €/MWh, -26/-20 €/MWh). Le quotazioni appaiono inferiori ai corrispondenti valori del MGP sui mercati in asta e lievemente superiori su XBID (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10). Infine, sempre su XBID, si osservano, sia sul prodotto a 60 minuti che su quello a 15 minuti, abbinamenti a prezzi negativi, diffusi in tutte le zone (con prezzi fino a -100 €/MWh).

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



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	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	587.209	88,8%	257.543	142,6%	95.607	91,9%	940.359	99,4%	135.764	51,8%	127.218	-	1.203.341	99,6%
Centro Nord	97.464	142,2%	48.174	141,4%	14.493	119,6%	160.131	139,6%	35.939	80,2%	24.368	-	220.438	138,2%
Centro Sud	237.826	129,7%	104.888	126,3%	44.230	146,1%	386.943	130,4%	51.676	46,8%	40.325	-	478.944	117,6%
Sud	156.234	121,7%	87.093	147,7%	47.044	147,6%	290.370	132,4%	40.960	48,6%	35.030	-	366.361	120,7%
Calabria	31.044	138,4%	13.812	157,6%	5.803	112,1%	50.660	139,3%	6.521	55,3%	8.182	-	65.363	135,7%
Sicilia	83.030	92,5%	28.251	106,9%	14.540	101,4%	125.821	96,4%	14.132	38,1%	14.346	-	154.299	92,0%
Sardegna	42.710	251,0%	21.692	136,3%	14.012	194,0%	78.413	195,3%	5.240	25,7%	11.659	-	95.311	157,4%
Esterio	70.342	163,1%	63.782	203,8%	25.235	217,2%	159.359	185,2%	171.184	76,0%	126.871	-	457.414	146,9%
Totale	1.305.859	107,6%	625.234	142,4%	260.964	120,4%	2.192.057	117,2%	461.416	57,9%	387.999	-	3.041.472	114,1%

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	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	683.504	100,4%	285.657	129,0%	114.561	103,0%	1.083.723	107,0%	172.541	55,3%	147.222	-	1.403.486	105,9%
Centro Nord	65.040	79,6%	28.757	139,0%	12.053	187,8%	105.849	97,3%	31.775	71,4%	22.520	-	160.144	104,4%
Centro Sud	184.679	113,0%	100.553	152,5%	44.451	140,2%	329.682	126,3%	48.949	40,1%	46.312	-	424.943	110,9%
Sud	158.822	127,5%	84.114	151,3%	44.012	172,2%	286.948	139,5%	68.239	76,8%	45.256	-	400.443	135,9%
Calabria	30.308	71,8%	17.294	151,5%	8.152	191,0%	55.753	96,3%	6.693	37,6%	7.700	-	70.147	92,7%
Sicilia	68.865	118,3%	24.614	104,3%	14.939	103,7%	108.418	112,7%	17.770	45,8%	16.565	-	142.753	105,7%
Sardegna	36.905	154,2%	21.655	159,7%	10.530	132,5%	69.090	152,0%	7.817	34,6%	10.132	-	87.039	127,9%
Estero	77.736	196,1%	62.591	233,7%	12.267	81,1%	152.593	187,1%	107.631	72,0%	92.292	-	352.517	152,6%
Totale	1.305.859	107,6%	625.234	142,4%	260.964	120,4%	2.192.057	117,2%	461.416	57,9%	387.999	-	3.041.472	114,1%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

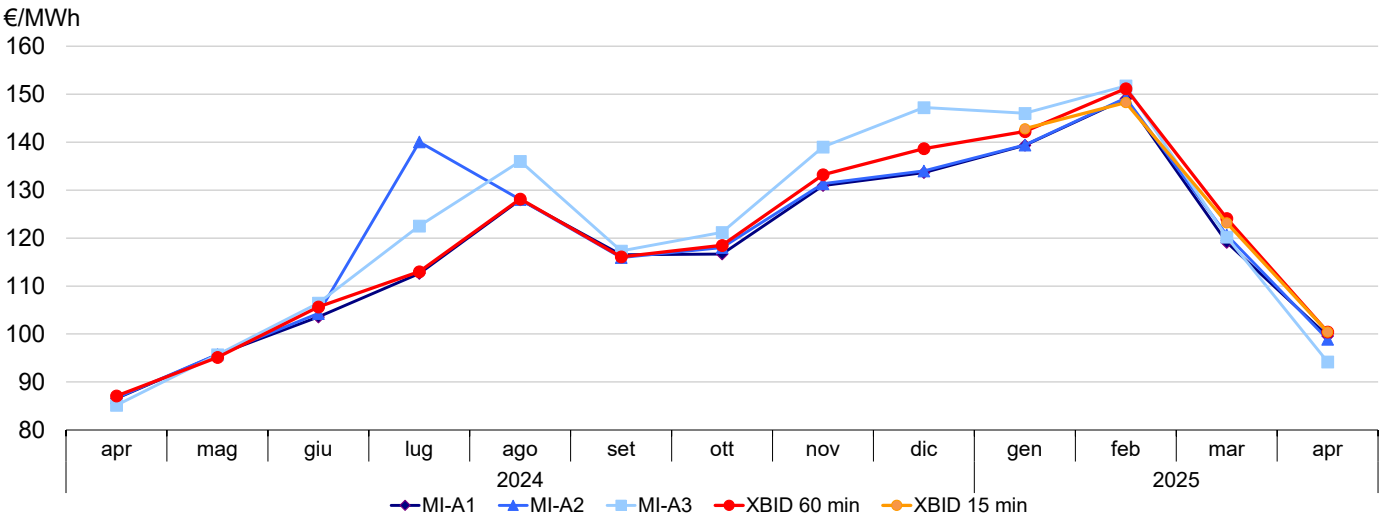


Tabella 10: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero									
			ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA			
	MGP (1-24 h)	MGP (13-24 h)	MI-A1		MI-A2		MI-A3		XBID 60 min		XBID 15 min	
			€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	100,27	98,07	99,91 (-0,4%)	14,9%	99,23 (-1,0%)	13,8%	94,16 (-4,0%)	9,6%	99,99 (-0,3%)	14,1%	99,73 (-0,5%)	-
Centro Nord	100,37	98,27	100,14 (-0,2%)	15,2%	99,60 (-0,8%)	13,7%	95,78 (-2,5%)	10,7%	102,14 (+1,8%)	14,5%	101,45 (+1,1%)	-
Centro Sud	99,76	97,58	100,11 (+0,3%)	15,3%	99,44 (-0,3%)	13,8%	95,85 (-1,8%)	11,0%	100,27 (+0,5%)	15,3%	100,88 (+1,1%)	-
Sud	99,18	96,76	99,32 (+0,1%)	15,2%	98,75 (-0,4%)	13,8%	94,51 (-2,3%)	10,9%	99,30 (+0,1%)	14,2%	100,61 (+1,4%)	-
Calabria	99,18	96,76	99,32 (+0,1%)	15,4%	98,75 (-0,4%)	13,9%	94,51 (-2,3%)	11,0%	100,02 (+0,8%)	15,4%	100,03 (+0,9%)	-
Sicilia	99,16	96,75	99,49 (+0,3%)	15,6%	98,79 (-0,4%)	13,9%	94,52 (-2,3%)	10,8%	99,13 (-0,0%)	14,8%	101,02 (+1,9%)	-
Sardegna	92,58	86,33	93,49 (+1,0%)	21,1%	93,39 (+0,9%)	19,6%	86,48 (+0,2%)	22,5%	94,97 (+2,6%)	21,8%	97,31 (+5,1%)	-

NOTE: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore). Si fornisce il dato MGP (13-24 h) per confronto con MI-A3.

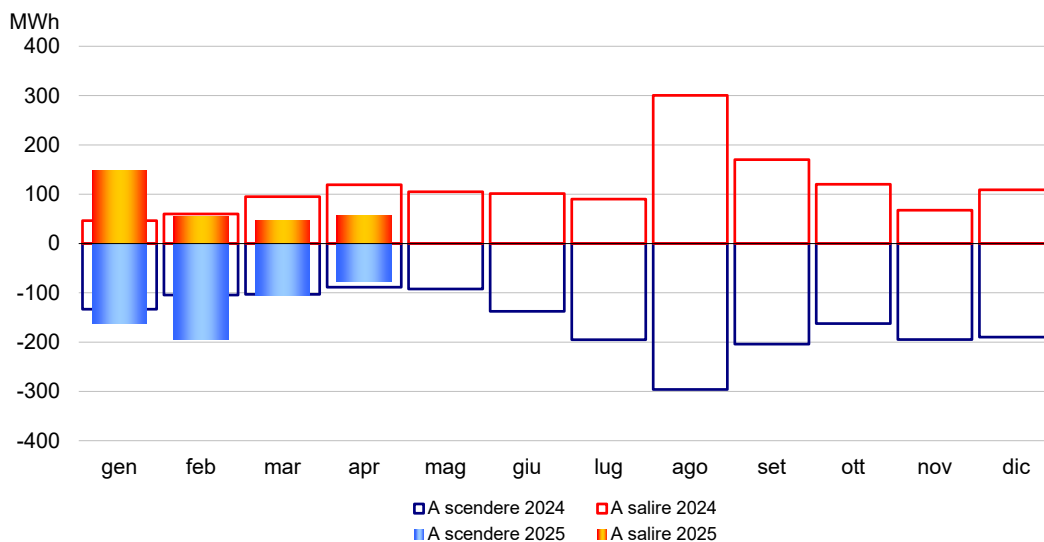
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul MSD ex-ante le vendite del TSO sul mercato a scendere calano al minimo storico di 55 GWh. Al contrario, gli acquisti

di Terna sul mercato a salire mostrano una ripresa a 41 GWh (Grafico 8).

Grafico 8: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Sul MPEG si registrano 14 abbinamenti sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', per volumi pari a 12,8 GWh (-49,7 GWh su marzo), in corrispondenza di un calo degli scambi sia sul prodotto baseload, a 11,2 GWh (-48,0

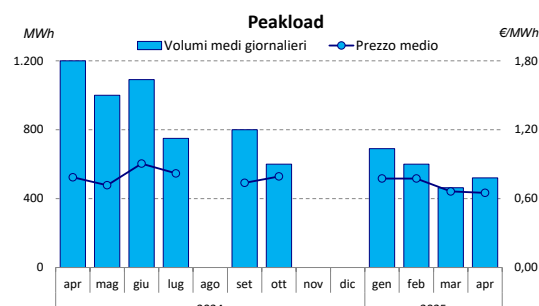
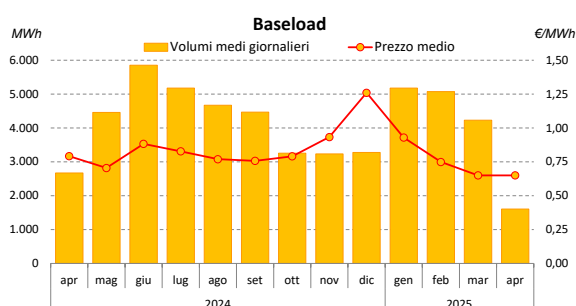
GWh), sia sul peakload, a 1,6 GWh (-1,7 GWh). I prezzi medi rimangono stabili sul baseload a 0,65 €/MWh, mentre sul peakload mostrano un debole calo a 0,65 €/MWh (-0,01 €/MWh) (Figura 2).

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	MWh	MWh/g
Baseload	11		7/30		0,65	0,50	0,75	11.232	1.605
	(60)		24/30		(0,79)	(0,70)	(1,00)	(64.104)	(2.671)
Peakload	3		3/22		0,65	0,50	0,75	1.560	520
	(14)		7/22		(0,79)	(0,70)	(0,90)	(8.400)	(1.200)
Totale	14							12.792	
	(74)							(72.504)	

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Durante il mese di aprile, sul MTE, sono state registrate 25 transazioni OTC per 137,0 GWh, relative ai prodotti baseload Maggio 2025 (0,7 GWh), III Trimestre 2025 (30,9 GWh), IV Trimestre 2025 (30,9 GWh), I Trimestre 2026 (4,3 GWh) e Anno 2026 (70,1 GWh). Il prodotto Maggio 2025 chiude il

periodo di contrattazione con un prezzo di 100,12 €/MWh sul baseload e di 95,47 €/MWh sul peakload. In virtù di tali dinamiche, la posizione aperta complessiva si porta ai massimi da agosto 2021, pari a 189,6 GWh (+123,6 GWh su marzo) (Tabella 11 e Grafico 9).

Tabella 11: MTE, prodotti negoziabili ad aprile

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione		MW	MW	MW		MW	MWh
Maggio 2025	100,12	-10,4%	-	-	1	1	-50,0%	18	13.392
Giugno 2025	95,93	-11,2%	-	-	-	-	-100,0%	19	13.680
Luglio 2025	101,31	-13,2%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2025	109,78	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	109,53	-11,1%	-	-	14	14	600,0%	22	48.576
IV Trimestre 2025	108,76	-17,0%	-	-	14	14	-	20	44.180
I Trimestre 2026	108,11	-11,5%	-	-	2	2	-	2	4.318
II Trimestre 2026	93,35	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2026	98,26	-10,5%	-	-	8	8	700,0%	9	78.840
Totale			-	-	39	39			189.594

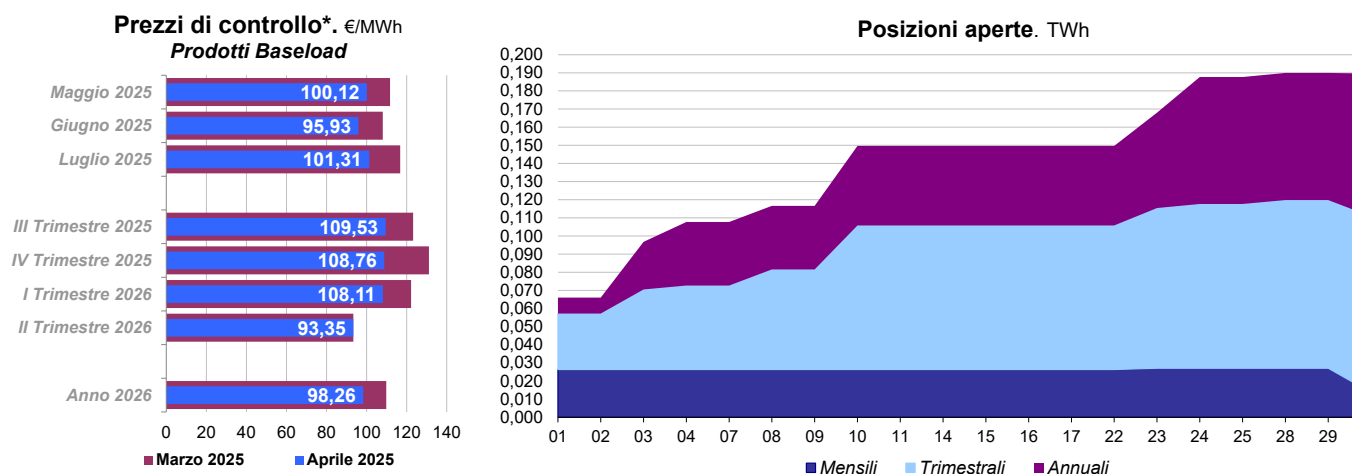
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione		MW	MW	MW		MW	MWh
Maggio 2025	95,47	-19,6%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2025	93,92	-16,8%	-	-	-	-	-	-	-
Luglio 2025	100,61	-12,9%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2025	108,59	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	126,65	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2025	124,76	-11,8%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2026	121,96	-12,7%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2026	98,97	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2026	117,41	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			-
TOTALE			-	-	39	39			189.594

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente

**In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla PCE con consegna/ritiro dell'energia ad aprile scendono a 15,7 TWh (-4,4% su marzo in media oraria), portandosi ai minimi da luglio 2024. Mostra un calo anche la posizione netta, attestatasi a 10,1 TWh (-1,0%), con il Turnover

in flessione a 1,55 (Tabella 12, Grafico 10). I programmi registrati ammontano a 3,9 TWh nei conti in immissione e a 6,4 TWh in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano rispettivamente pari a 6,2 TWh e a 3,8 TWh.

Tabella 12: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad aprile e programmi

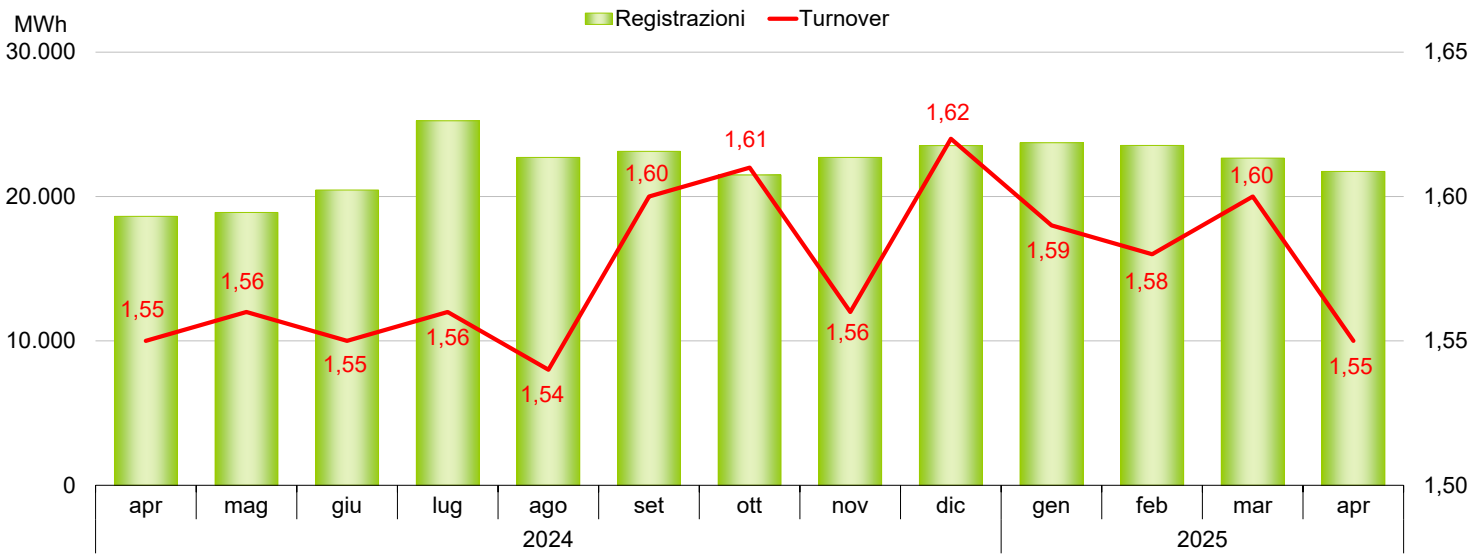
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	2.137.238	+2,4%	13,6%	Richiesti	5.120.104	+13,1%	6.371.841	-1,2%
Off Peak	0	-	-	Rifiutati	1.202.300	+91,4%	123	+10040,6%
Peak	6.468	+72,8%	0,0%	Registrati	3.917.804	+0,5%	6.371.719	-1,2%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	2.143.706	+2,0%	13,7%	Sbilanciamenti a programma	6.207.507	+29,7%	3.753.592	+67,9%
Totale Non standard	13.504.360	+19,4%	86,2%	Saldo programmi	-	-	2.453.914	-3,9%
PCE bilaterali	15.648.067	+16,7%	99,8%					
MTE	10.800	+161,6%	0,1%					
MPEG	12.792	- 82,4%	0,1%					
TOTALE PCE	15.671.659	+16,2%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	10.125.311	+16,6%						

in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 10: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

Ad aprile nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 14,6 TWh, rappresentando una quota sul totale consumato nel sistema pari al 31%. Gli scambi risultano ancora concentrati nei mercati a contrattazione continua, in

particolare sull'orizzonte day-ahead (9,2 TWh). Con riferimento ai prezzi, mediamente ad aprile l'IG Index (IGI) scende a 37,59 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti del GME, tutte comprese tra 36-38 €/MWh.

IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

Ad aprile l'IG Index (IGI) si porta in media a 37,59 €/MWh, in calo di 5 €/MWh rispetto al mese precedente, flessione diffusa durante l'arco del mese, con valori sui 33 €/MWh nell'ultima parte. L'andamento appare in linea con quanto osservato sulle principali quotazioni europee, tra cui il TTF, che scende a

35,55 €/MWh (-6 €/MWh), per uno spread IGI-TTF che sale a 2,0 €/MWh (era 0,9 €/MWh a marzo).

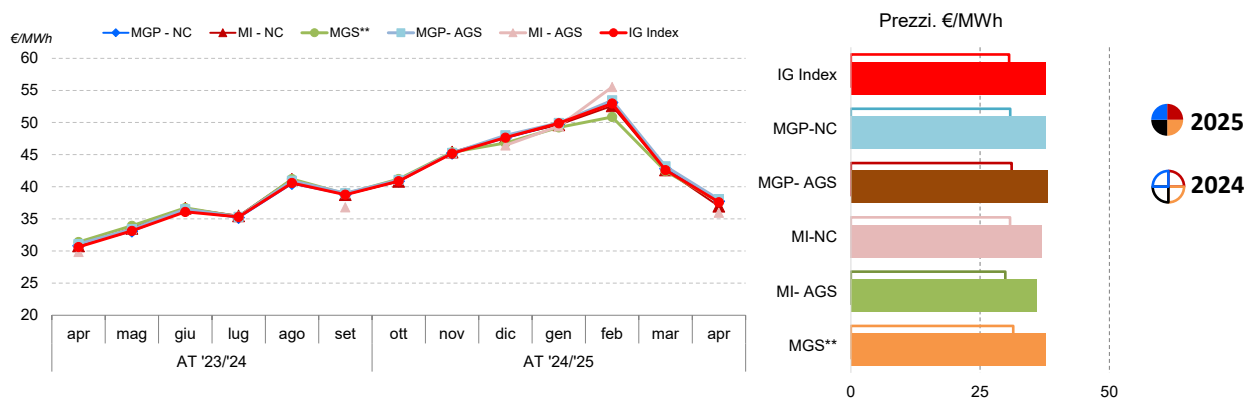
Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, anch'essi in ribasso sul mese precedente, risultano tutti compresi nell'intorno dei 36-38 €/MWh.

Figura 1: MP-GAS – prezzi* sui mercati GME

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				
	Media	Var	Min	Max	
IG Index	37,59	(30,62)	+22,8%	33,18	43,35
MP-GAS					
<i>MGP</i>					
<i>Negoziazione continua</i>	37,74	(30,82)	+22,4%	32,22	43,64
<i>Comparto AGS</i>	38,03	(31,09)	+22,3%	33,06	43,49
<i>MI</i>					
<i>Negoziazione continua</i>	36,96	(30,78)	+20,1%	28,65	43,20
<i>Comparto AGS</i>	35,96	(29,86)	+20,4%	35,96	35,96
<i>MGS**</i>	37,63	(31,40)	+19,8%	34,00	44,30
<i>Stogit</i>	37,63	(31,40)	+19,8%	34,00	44,30
<i>Edison</i>	-	(-)	-	-	-
<i>MPL</i>	-	(-)	-	-	-

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente



* 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.

** 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 Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

MERCATO GAS ITALIA

I VOLUMI SUI MERCATI DEL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) risultano pari a 14,6 TWh, in calo rispetto al mese precedente (-32%), con una quota sul totale consumato nel sistema gas che rimane su livelli alti (31%, -1 p.p. su marzo 2025).

Gli scambi sull'orizzonte day-ahead si attestano a 11,2 TWh (-36% su marzo), di questi 9,2 TWh contrattati nel comparto a negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si porta al 63%. Pari a 2,0 TWh i volumi scambiati nel comparto AGS, il 14% del totale MP-GAS, quasi tutti relativi a movimentazioni in acquisto di Snam (98% del totale).

Meno intensa la flessione degli scambi sull'orizzonte intraday che si portano a 3,1 TWh, quasi tutti relativi alla negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si

attesta al 21%. Su tale mercato risultano ancora deboli le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,6 TWh), mentre si confermano poco sotto i 2,5 TWh le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB. Nel comparto AGS sono stati scambiati 30 GWh, concentrati in una sola sessione. Le quantità scambiate sul MGS si attestano a 0,3 TWh (erano 0,7 TWh il mese precedente), in corrispondenza di minori movimentazioni effettuate da Snam (0,2 TWh), dinamica registrata sia in vendita che in acquisto e con finalità di bilanciamento, e di maggiori contrattazioni tra operatori terzi (0,1 TWh).

Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad aprile non sono stati registrati scambi.

Figura 2: MP-GAS - volumi sui mercati GME

Fonte: dati GME

	Volumi. MWh	
	Totale	Var
MP-GAS		
<i>MGP</i>		
Negoziazione continua	9.206.064	(8.700.528) +5,8%
Comparto AGS	1.975.320	(3.103.392) -36,3%
<i>MI</i>		
Negoziazione continua	3.092.064	(3.346.656) -7,6%
Comparto AGS	29.880	(213.072) -86,0%
MGS**	289.162	(210.826) +37,2%
Stogit	289.162	(210.826) +37,2%
Edison	-	(-)
MPL	-	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

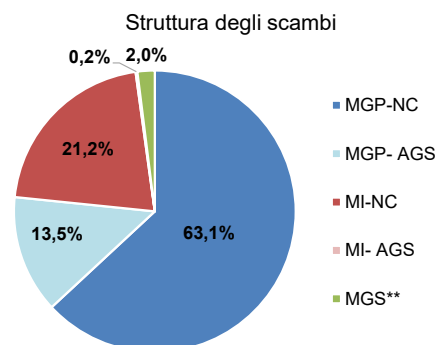
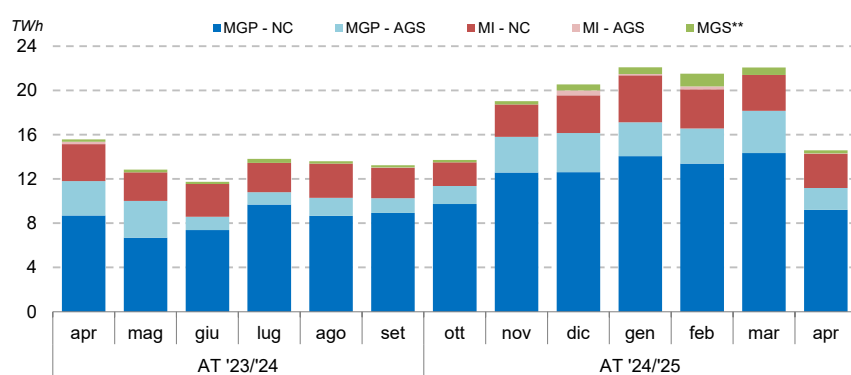


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

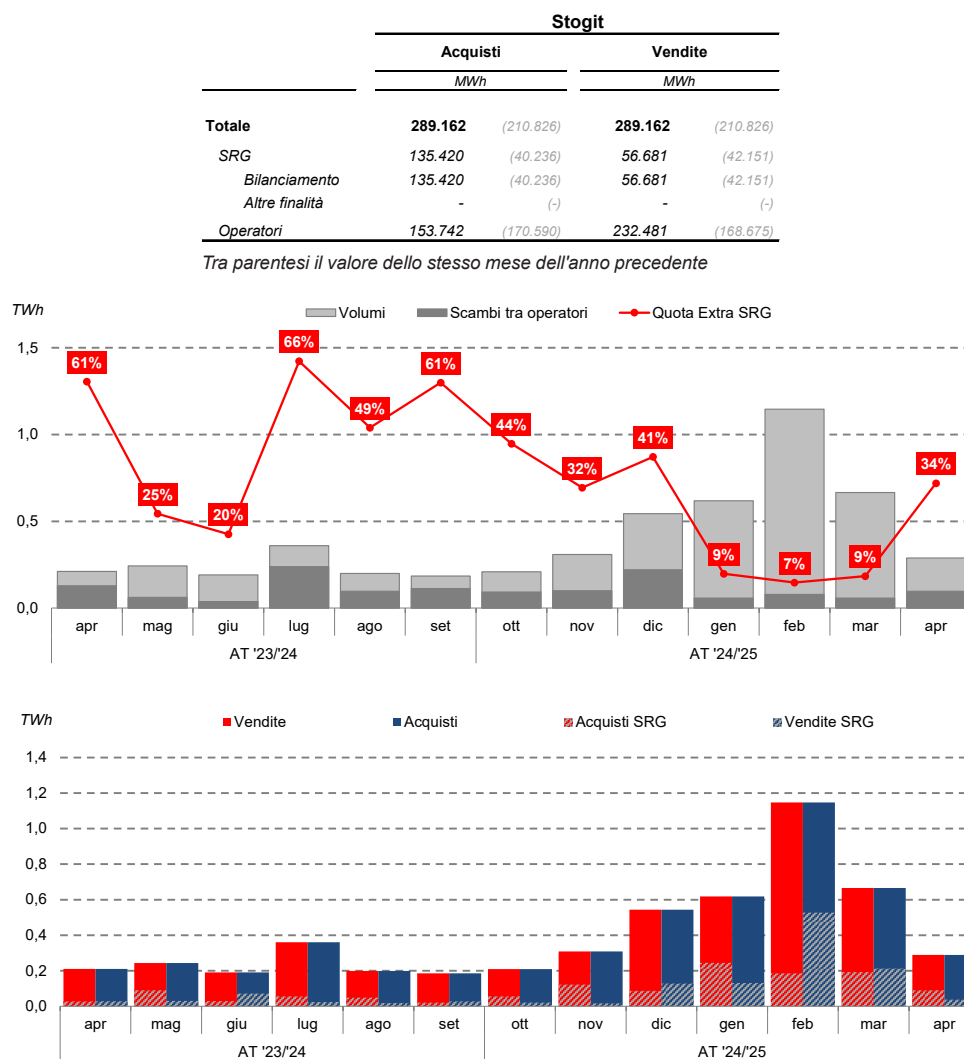


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato						OTC		Totale		Posizioni aperte**	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2025-04	-	-	40,28	-0,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2025-05	-	-	36,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-05	-	-	41,67	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-06	-	-	37,51	-9,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-07	-	-	38,82	-11,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-08	-	-	37,36	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-03	-	-	39,04	-14,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-04	-	-	37,50	-11,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-01	-	-	40,17	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-02	-	-	35,68	-15,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2025/2026	-	-	40,04	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2026	-	-	37,28	-10,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2026	-	-	35,98	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					-	-			-		-	

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

**In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

IL SISTEMA GAS

Ad aprile in Italia i consumi di gas naturale (al lordo delle esportazioni) si attestano a 4.386 milioni di mc (46,4 TWh), in calo rispetto al mese precedente. La dinamica dei consumi rispetto a marzo riflette una flessione più intensa dei prelievi nel comparto civile (1.720 milioni di mc, 18,2 TWh) e termoelettrico (1.393 milioni di mc, 14,7 TWh) e un calo moderato nel settore industriale (983 milioni di mc, 10,4 TWh). In diminuzione anche le esportazioni e gli altri consumi, complessivamente pari a 290 milioni di mc (3,1 TWh). Sul lato delle importazioni (5.214 milioni di mc, 55,1 TWh) aumentano su base mensile i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.655 milioni di mc (38,6 TWh), mentre si riducono i flussi tramite rigassificatori GNL, a 1.559 milioni

di mc (16,5 TWh), con una quota di questi ultimi al 30%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra dinamiche rialziste a Mazara (19,4 TWh, 35% del totale), a Passo Gries (8,6 TWh, 16% del totale) e a Panigaglia (2,0 TWh, 4% del totale), mentre riparte l'import da Tarvisio (1,0 TWh, 2%). In controtendenza, i flussi da Melendugno (8,2 TWh, 15% del totale) e Gela (1,4 TWh, 3%) e le movimentazioni sugli altri terminali di rigassificazione. Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (11,7 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 4.242 milioni di mc (44,9 TWh), in calo rispetto al valore raggiunto nello stesso periodo dello scorso anno.

Figura 4: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.214	55,1	-1,0%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.839	19,4	-13,9%
Tarvisio	92	1,0	-84,2%
Passo Gries	815	8,6	+275,4%
Gela	134	1,4	-36,3%
Gorizia	-	-	-100,0%
Melendugno	773	8,2	-5,3%
Panigaglia (GNL)	191	2,0	+0,5%
Cavarzere (GNL)	744	7,9	-5,3%
Livorno (GNL)	361	3,8	-
Piombino (GNL)	194	2,0	-40,4%
Ravenna	69	1	-
Produzione Nazionale	281	3,0	+23,7%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.495	58,1	+0,0%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	983	10,4	+4,3%
Termoelettrico	1.393	14,7	+18,6%
Reti di distribuzione	1.720	18,2	-2,3%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	290	3,1	+42,2%
Esportazioni	335	3,5	+174,1%
Reti di terzi e altri consumi di sistema*	-46	-0,5	-156,1%
TOTALE CONSUMATO (al lordo delle esportazioni)	4.386	46,4	+6,2%
Iniezioni negli stoccaggi	1.109	11,7	-18,6%
TOTALE PRELEVATO	5.495	58,1	+0,0%

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

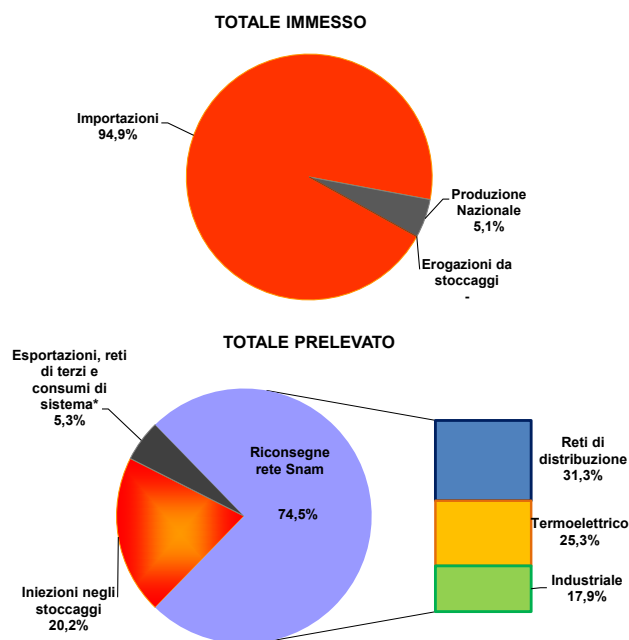
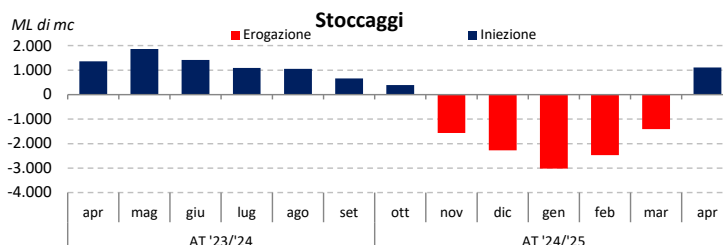
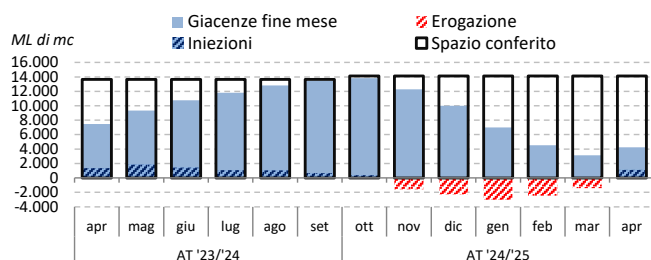


Figura 5: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/04/2025)	4.242	44,9	-43,2%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	1.109	11,7	-18,6%
Flusso netto	1.109	11,7	-18,6%
Spazio conferito su base annuale	14.121	149,3	+3,3%
Giacenza/Spazio conferito	30,0%		-24,6 p.p.



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Anche ad aprile si registrano ribassi per i prezzi di tutte le principali commodities energetiche europee, con la sola eccezione del carbone, con flessioni che si confermano in doppia cifra per il gas e l'elettricità.

Ad aprile la quotazione del Brent scende sotto 70 \$/bbl per la prima volta negli ultimi quattro anni (69,65 \$/bbl, -5% su marzo) e un'analoga dinamica si osserva anche per l'olio combustibile (440,41 \$/MT, -7%) e il gasolio (615,42 \$/MT, -6%). Si conferma su livelli tra i bassi del quadriennio anche il carbone, sebbene in lieve aumento su marzo (101,67 \$/MT, +6%). Ribassiste anche le aspettative espresse dai mercati a

termine, che indicano quotazioni dei combustibili per i prossimi mesi in linea o inferiori agli attuali valori spot.

Ancora in aumento, invece, il tasso di cambio euro/dollaro che si porta ai massimi da inizio 2022 (1,12 €/€, +4%), dinamica che favorisce, nella loro conversione in euro, un'intensificazione delle riduzioni osservate sui prezzi di greggio e derivati e un'attenuazione della crescita del carbone.

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

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/BBL	69,65	-5%	-23%				66,69	-6%	65,76	-7%		
Olio Combustibile	USD/MT	440,41	-7%	-26%	437,02	403,12	-5%	397,77	-6%	392,24	-6%	363,34	-6%
Gasolio	USD/MT	615,42	-6%	-23%	686,00	620,27	-5%	615,28	-5%	611,07	-6%		
Carbone	USD/MT	101,67	6%	-12%	95,70	101,67	9%	100,16	-4%	100,00			

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/BBL	62,24	-9%	-27%			-	59,21	-	58,28	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	393,57	-11%	-29%		358,55	-	353,14	-	347,60	-	317,23	-
Gasolio	EUR/MT	549,94	-10%	-26%		551,13	-	545,69	-	540,97	-		-
Carbone	EUR/MT	90,89	2%	-15%		89,96	-	88,46	-	88,16	-		-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,12	4%	4%	1,08	1,12	-	1,13	-	1,13	-	1,15	-

Fonte: LSEG Data & Analytics

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

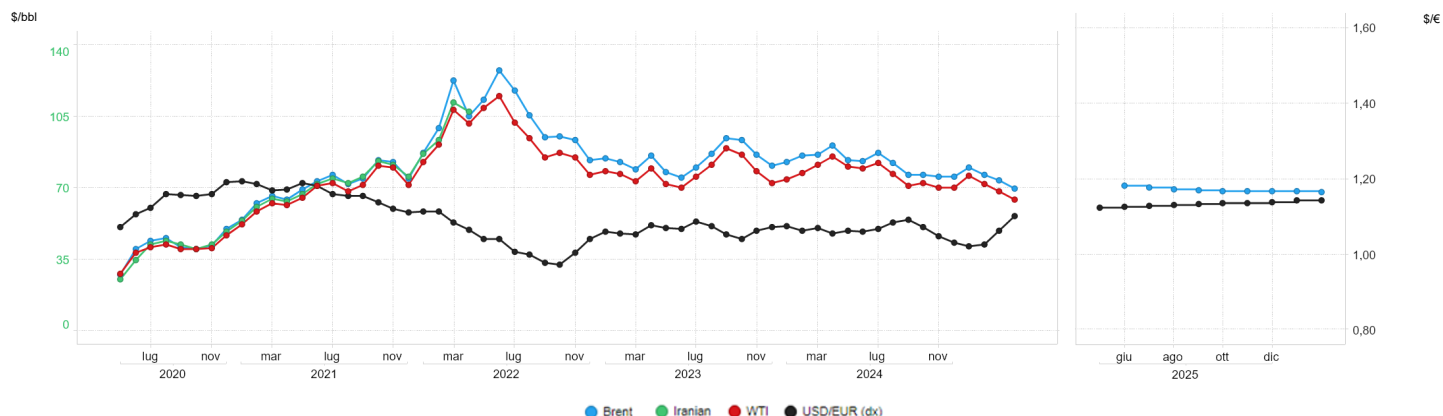


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

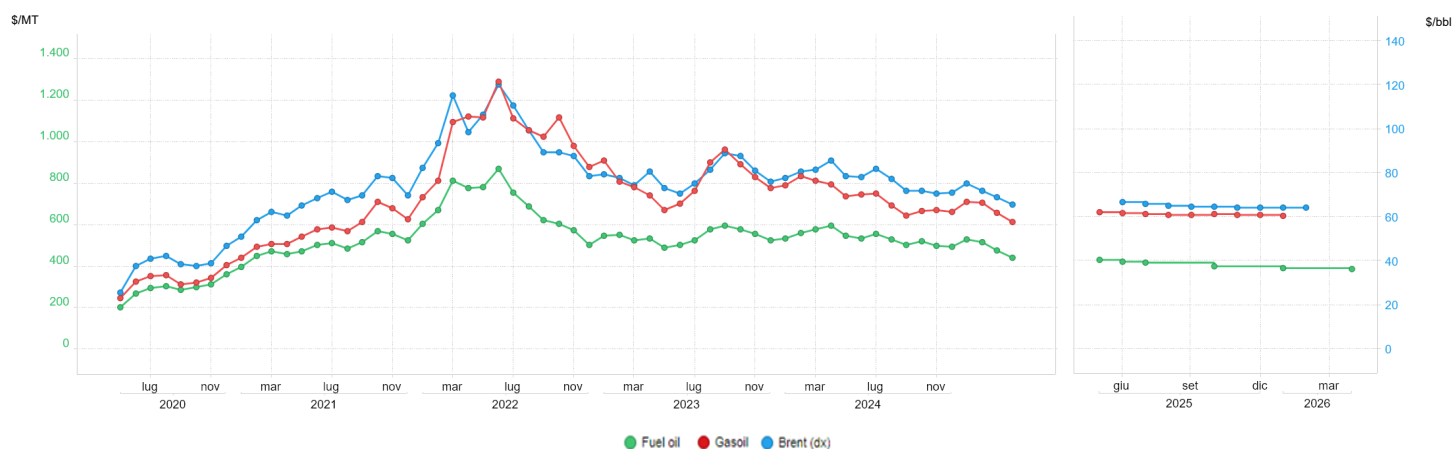
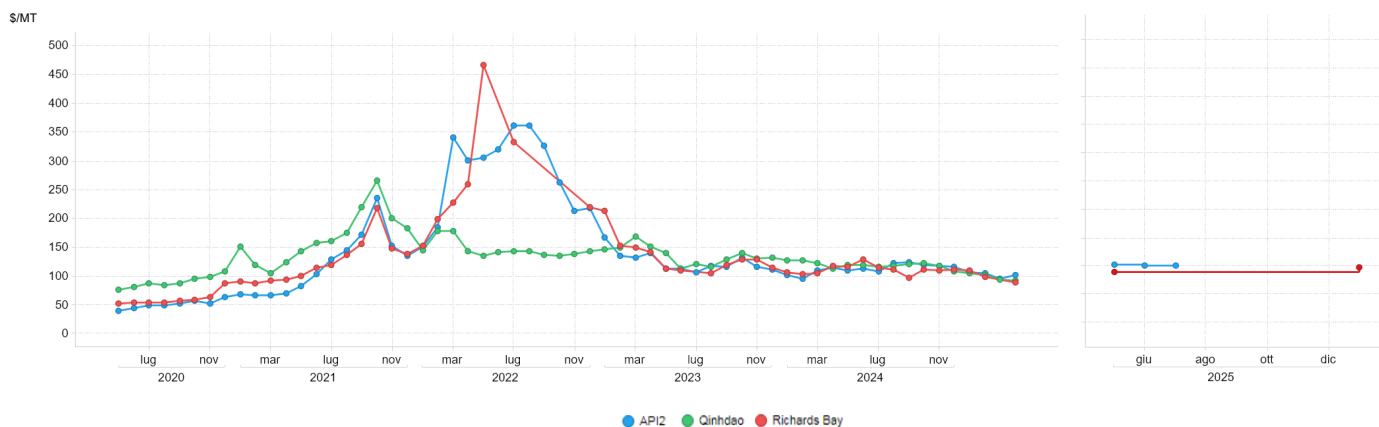


Grafico 3: Carbone*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica



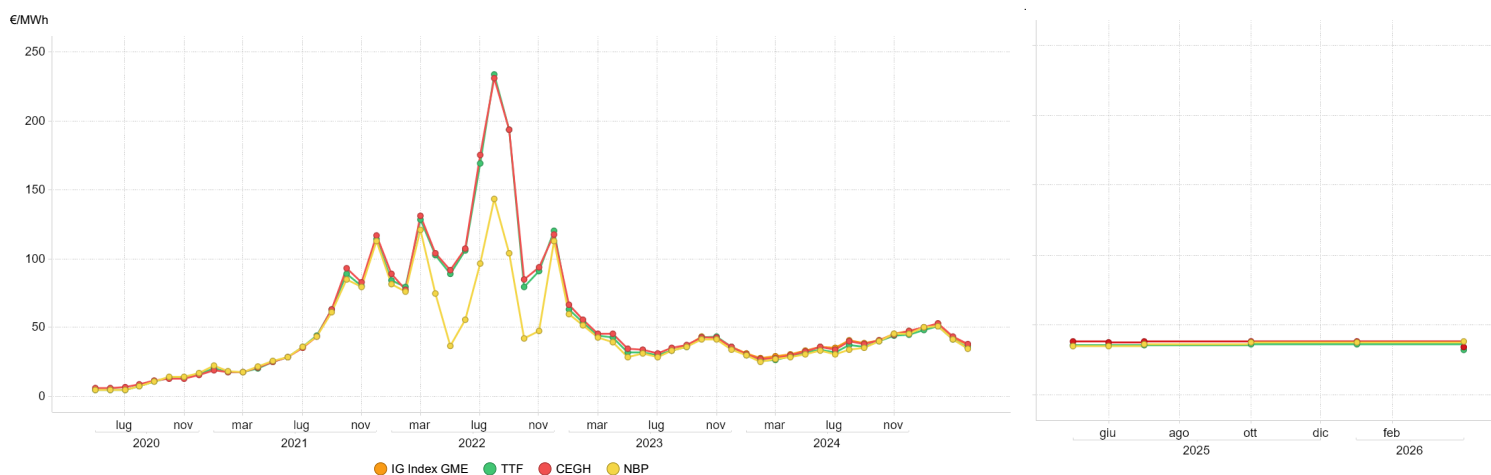
*A partire dal 1° aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alle quotazioni future M+1.

Prosegue la discesa delle quotazioni del gas che, ancora con variazioni in doppia cifra, tornano tutte sotto 40 €/MWh. L'IG Index del GME scende a 37,59 €/MWh (-12% su marzo) e il TTF olandese a 35,55 €/MWh (-15%), entrambi tendenzialmente in riduzione nel corso del mese, da 41/42 €/MWh a 31/33 €/MWh.

In ripresa, invece, il loro differenziale (2,04 €/MWh, +1,10 €/MWh), particolarmente elevato a metà mese (fino a oltre 6 €/MWh). Restano ribassiste anche le aspettative espresse dai mercati a termine, che quotano il gas in Europa su livelli analoghi agli attuali spot anche nei prossimi mesi.

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

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
IG Index GME	IT	37,59	-12%	23%									
TTF	NL	35,55	-15%	22%	40,40	35,23	-15%	35,31	-16%	35,53	-15%	32,99	-6%
CEGH	AT	38,15	-13%	26%	42,96	37,95	-12%	37,85	-13%	37,97	-13%	35,45	-4%
NBP	UK	34,58	-17%	21%	40,30	34,56	-16%	34,70	-17%	36,08	-63%		



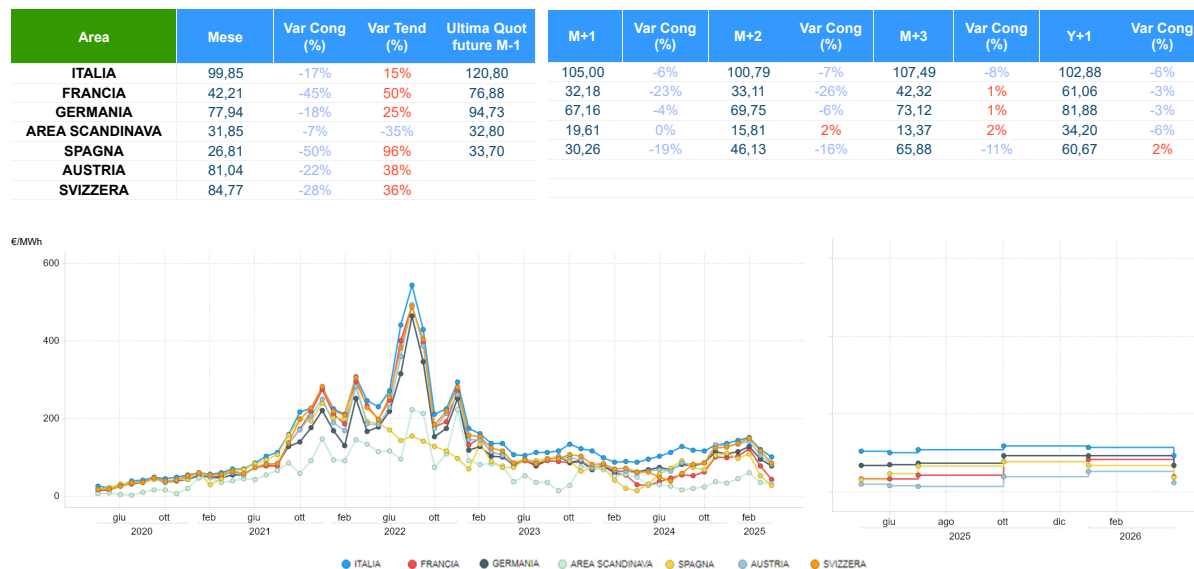
Fonte: LSEG Data & Analytics

MERCATI ENERGETICI EUROPA

In corrispondenza dell'ulteriore calo del costo dei combustibili, nuove flessioni in doppia cifra si osservano anche per i prezzi elettrici in Europa, che scendono tutti, su base mensile, sotto 100 €/MWh. Il Pun Index italiano, ai minimi da quasi un anno, si attesta a 99,85 €/MWh (-17% su marzo), mentre scendono

rispettivamente a 78 €/MWh e a 42 €/MWh i prezzi in Germania (-18%) e in Francia (-45%). Le aspettative espresse dai mercati a termine per i prossimi mesi mostrano prezzi in Italia leggermente superiori agli attuali livelli a pronti e un allargamento dello spread IT-FR e IT-DE.

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



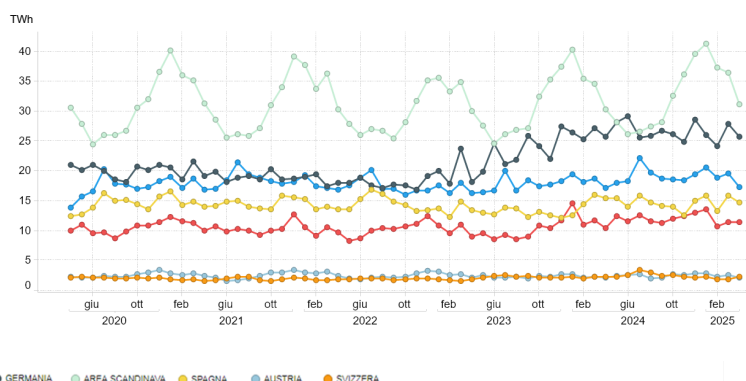
Fonte: LSEG Data & Analytics

Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici europei a pronti, si rilevano volumi che, in media oraria, risultano in crescita mensile in Francia (11,4 TWh, +3%) e,

anche per effetto della tipica stagionalità, in calo in Italia (17,3 TWh, -8%), in Spagna (14,8 TWh, -4%), in Germania (25,8 TWh, -5%) e nell'Area scandinava (31,1 TWh, -12%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,3	-8%	1%
FRANCIA	11,4	3%	9%
GERMANIA	25,8	-5%	0%
AREA SCANDINAVA	31,1	-12%	3%
SPAGNA	14,8	-4%	-4%
AUSTRIA	2,2	-15%	0%
SVIZZERA	2,2	21%	-4%



* 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

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), nel mese di aprile, il prezzo medio si porta a 250,02 €/tep (-0,5%) con scambi pari a 148 mila tep (+53%). Sulla piattaforma bilaterale, invece, si rilevano dinamiche rialziste sia in termini di prezzo (+9%) che di volumi (+50%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2024 il prezzo medio si attesta a 0,22 €/MWh (+12%), inferiore

alle quotazioni bilaterali, in calo a 2,61 €/MWh (-22%). Le GO riferite al periodo di produzione 2025, invece, fanno registrare scambi solo sulla piattaforma bilaterale ad un prezzo medio di 0,59 €/MWh. Gli scambi complessivi risultano pari a 8,2 GWh sul mercato organizzato e a 229 GWh sulla piattaforma bilaterale. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) ad aprile non sono stati registrati scambi.

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

Nel mese di aprile il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 250,02 €/tep, in leggero calo rispetto al mese precedente (-0,5%). In crescita a 228,70 €/tep, invece, la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (+8,9%), che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a 21 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 2 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 92% (+7 p.p. su marzo). In crescita al 71% (+31 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (246,50-252,35 €/tep). Nelle due sessioni di mercato tenutesi ad aprile, i titoli negoziati

crescono a 148 mila tep sul MTEE (+53% su marzo), con la liquidità del mercato stabile al 58%, in corrispondenza di una crescita degli scambi sia sul mercato (+53%) che sulla piattaforma bilaterale (+50%). L'analisi delle due sessioni mostra quotazioni più alte e meno volatili a inizio mese (251,28 €/tep, differenziale tra minimo e massimo a 2,45 €/tep), a fronte di volumi medi scambiati pari circa a 74 mila tep. Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine aprile, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 74.646.652 tep, in aumento di 430.672 tep rispetto a fine marzo. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.399.474 tep, in aumento di 430.672 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo					Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	250,02	-0,5%	246,50	252,35	148.217	+53,3%	37,06	+52,5%	1.823	-29,1%	1,2%	-1,4 p.p.	4	-1
Bilaterali	228,70	+8,9%	0,00	254,30	105.173	+49,8%	24,05	+63,0%						
con prezzo >1	247,82	+0,5%	27,00	254,30	97.058	+62,2%	24,05	+63,0%						
Totale	241,17	+3,1%	0,00	254,30	253.390	+51,8%	61,11	+56,5%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

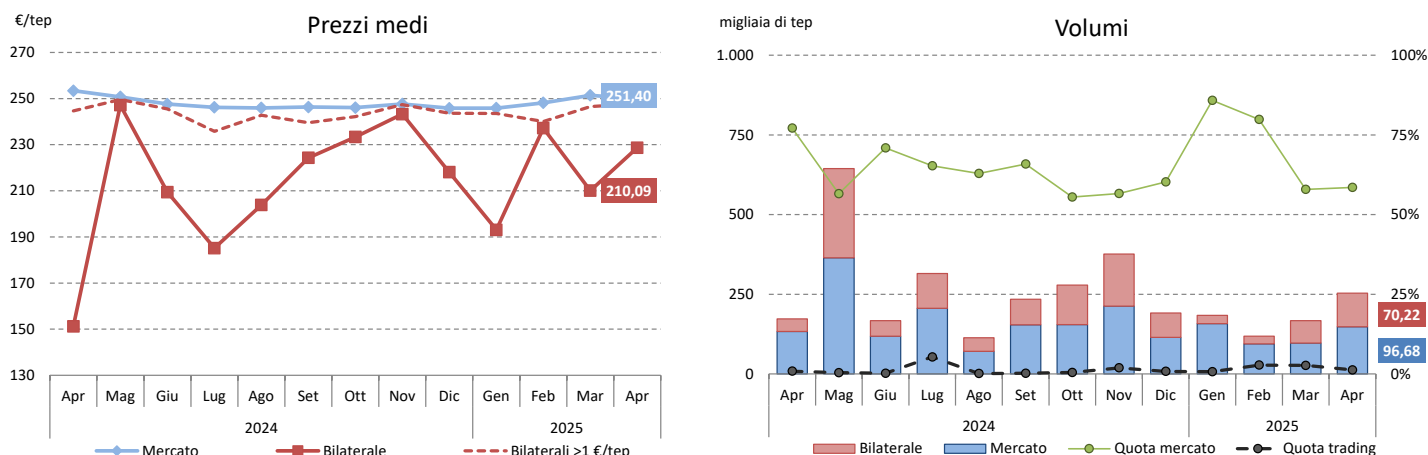


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2024

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260	€/tep						
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	tep
24	247,25	1.529.250	867.940	245,16		776.498	246,84	4.399.474	74.646.652	2.772.123

*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.

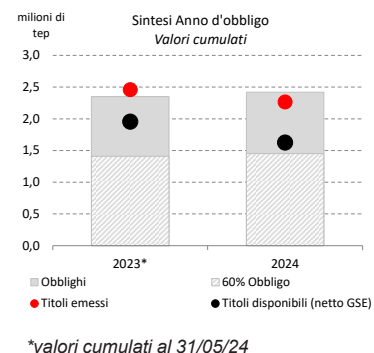
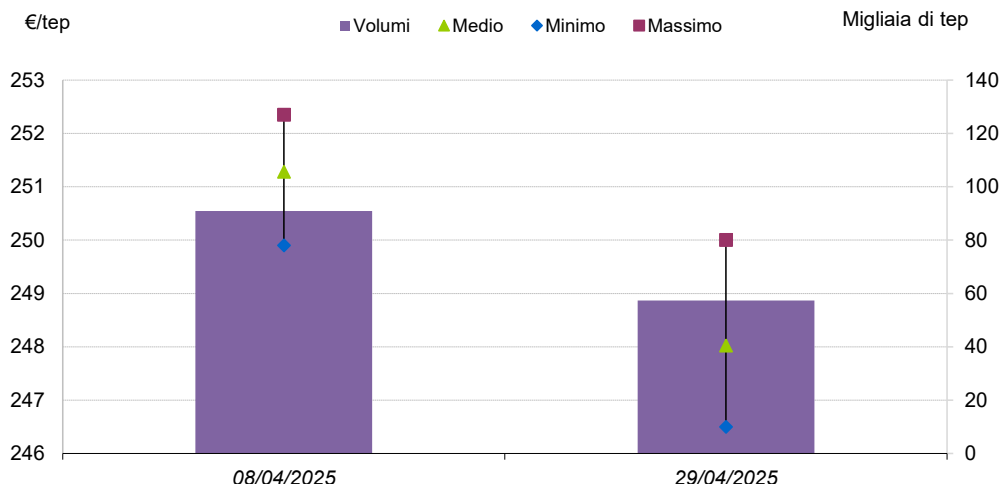


Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Ad aprile, sul Mercato delle Garanzie di Origine, il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2024, indipendentemente dalla tipologia, cresce rispetto al mese precedente a 0,22 €/MWh (+12%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale calano a 2,61 €/MWh (-22%). Sul MGO le quotazioni delle due tipologie scambiate si collocano a 0,20 €/MWh per la tipologia Idroelettrico e a 0,22 €/MWh per la tipologia Bio mentre variano, invece, tra 0,39 €/MWh della tipologia Eolico e 4,30 €/MWh della

tipologia Solare i prezzi sulla PBGO. Le Garanzie d'Origine riferite all'anno di produzione 2025, invece, fanno registrare scambi solo sulla piattaforma bilaterale dove la tipologia Solare fa registrare una quotazione media pari a 0,80 €/MWh e la tipologia Geotermoelettrico a 0 €/MWh. I volumi complessivamente negoziati, indipendentemente dall'anno di produzione e tipologia, si attestano a 8,2 GWh sul MGO (-92% rispetto al mese precedente), tutti relativi a produzione del 2024, e a 223 GWh sulla piattaforma bilaterale.

Tabella 3: GO Anno di produzione 2024, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh			Var. cong.
Mercato	0,22	+12,2%	0,20	0,22	8.193	-91,2%	1.801
Settore Elettrico	0,22	+12,2%	0,20	0,22	8.193	-91,2%	1.801
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-
Bilateriali	2,61	-22,1%	0,15	26,32	222.899	-99,2%	581.587
Settore Elettrico	2,61	-22,2%	0,15	26,32	222.899	-99,2%	581.587
Settore Gas	-	-100,0%	-	-	-	-100,0%	-
con prezzo >0	2,61	-28,2%	0,15	26,32	222.899	-99,1%	581.587

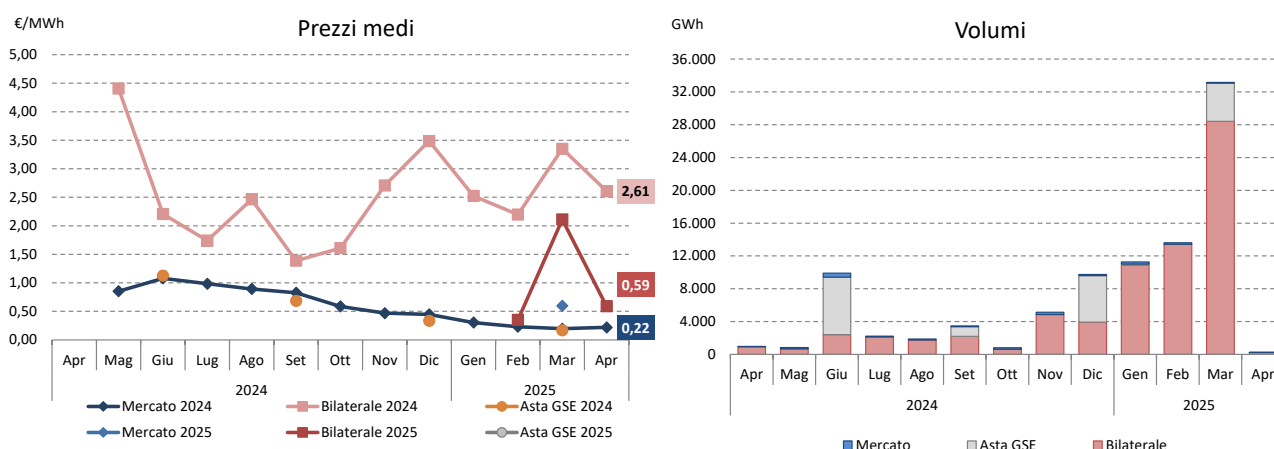
Tabella 4: GO Anno di produzione 2025, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh			Var. cong.
Mercato	-	-100,0%	-	-	-	-100,0%	-
Settore Elettrico	-	-100,0%	-	-	-	-100,0%	-
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-
Bilateriali	0,59	-72,0%	0,00	0,80	5.727	-98,8%	3.382
Settore Elettrico	0,59	-72,0%	0,00	0,80	5.727	-98,8%	3.382
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-
con prezzo >0	0,80	-62,1%	0,80	0,80	4.227	-99,1%	3.382

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2024 evidenzia una ripartizione piuttosto omogenea delle tipologie Idroelettrico (29,6%), Solare (32,3%) e Bio (30,2%) sul MGO, una predominanza della tipologia Idroelettrico nella

contrattazione bilaterale (56,5%) e della tipologia Solare nelle aste di assegnazione del GSE (53,3%). Con riferimento ai titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2025 si rileva la netta predominanza dell'Idroelettrico sul mercato (88%) e dell'Eolico sul bilaterale (97%).

Figura 4: GO Anno di produzione 2024, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

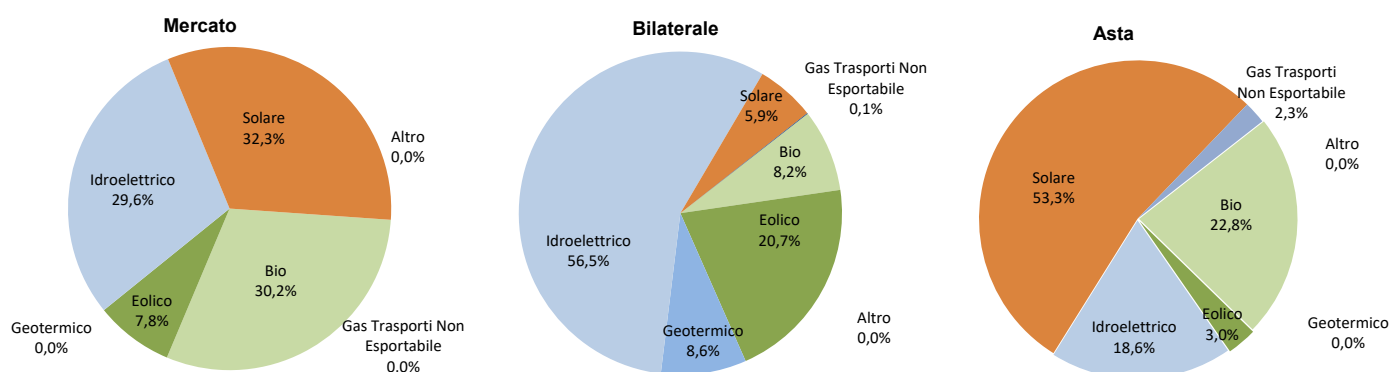
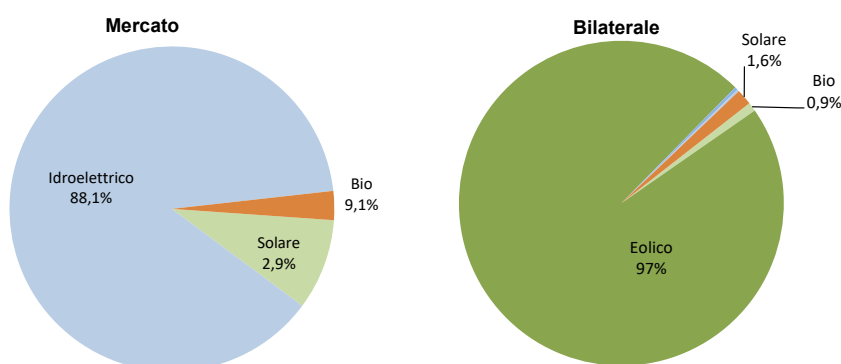


Figura 5: GO Anno di produzione 2025, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME



SHALE GAS: A CHE PUNTO SIAMO?

di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

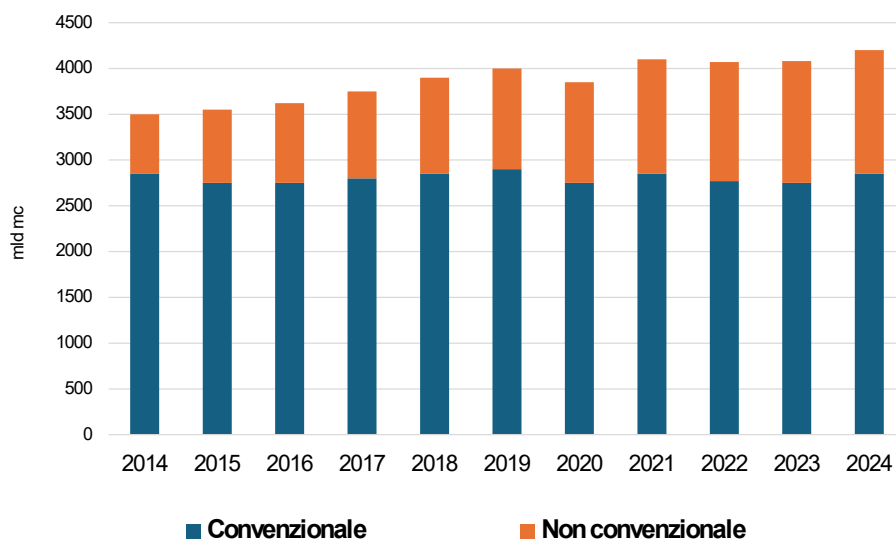
(continua dalla prima)

Lo stato dell'arte globale

Nell'ultimo decennio, l'incidenza dell'unconventional sul totale gas prodotto è aumentata notevolmente, passando dal 19% del 2014 al 32% nel 2024; oggi, inoltre, costituisce circa il 30% delle riserve provate di gas naturale nel mondo. Un tale sviluppo è stato possibile grazie ai progressi tecnologici nella fratturazione idraulica e nella perforazione orizzontale, a condizioni di mercato favorevoli,

a investimenti crescenti. Nel 2024, la produzione di gas non convenzionale nel mondo è cresciuta di 30 miliardi di metri cubi (mld mc), raggiungendo i 1.336 mld mc. Tuttavia, quest'anno il tasso di crescita ha subito un rallentamento significativo, attestandosi a solo il 2% annuo, rispetto al tasso medio del 7,3% del decennio precedente, periodo in cui, appunto, l'unconventional ha rappresentato uno dei principali motori della crescita produttiva di gas nel mondo¹.

Fig. 1 - Produzione di gas naturale nel mondo, 2014-2024

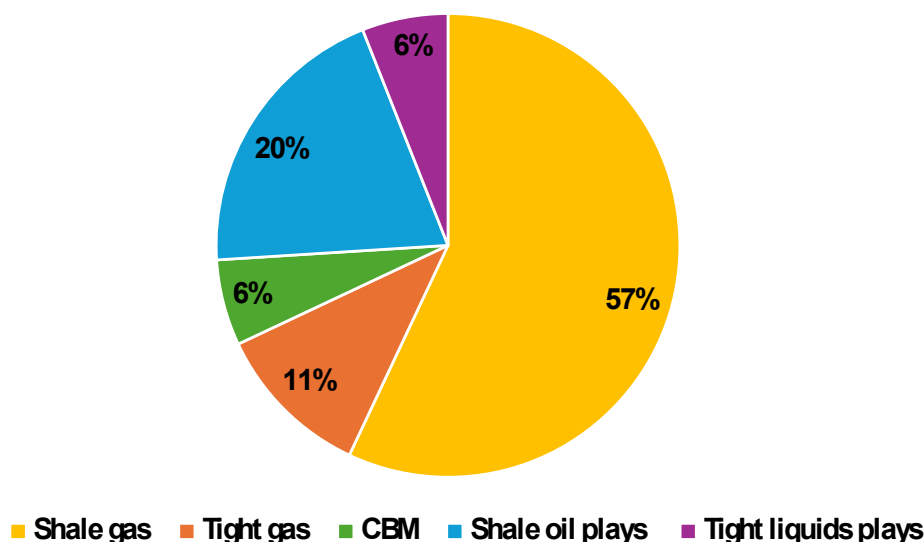


Fonte: Elaborazioni su dati GECF

A livello regionale, il Nord America si conferma attore dominante nella produzione globale di gas non convenzionale, detenendo una quota dell'84%, trainata principalmente dagli USA. L'Asia-Pacifico segue a distanza con il 10%, grazie alla significativa crescita della produzione di shale gas e Coalbed Methane (CBM) in Cina. L'America Latina ha rappresentato il 3%, con l'aumento della produzione nel bacino di shale Vaca Muerta in Argentina. In termini di

tipologia, lo shale gas ha costituito il 57% dell'offerta totale di gas non convenzionale, proveniente prevalentemente dagli USA; il gas associato ai giacimenti di shale oil segue con il 20%, cui ha contribuito, in particolare, l'aumento della produzione nel bacino statunitense Permian. Il tight gas ha rappresentato l'11%, concentrato soprattutto nel bacino Montney in Canada e in Cina. Infine, la produzione di CBM ha rappresentato il 6%, con Australia e Cina in testa.

Fig. 2 - Ripartizione della produzione mondiale di gas non convenzionale nel 2024



Fonte: elaborazioni su dati GECF

Tensioni protezionistiche in Nord America

Il Nord America ospita i maggiori produttori di gas non convenzionale a livello globale: gli Stati Uniti, protagonisti indiscussi della shale revolution avviata nei primi anni 2000, e il Canada. Attualmente, la produzione di gas non convenzionale del Nord America rappresenta quasi un terzo della produzione globale di gas naturale.

Gli USA sono da sempre il protagonista indiscusso del settore O&G non convenzionale, con una produzione lato gas che rappresenta oltre il 70% di quella globale². Tuttavia, nell'ultimo anno, la produzione ha registrato un leggero calo dello 0,5%, portando la quota unconventional a 961 mld mc sui 1063 totali. Per quanto esiguo, questo dato è comunque molto rilevante considerando che il tasso di crescita medio annuo dell'ultimo decennio dello shale gas è stato del 6,5%. Ciò è stato causato principalmente dai tagli alla produzione da parte dei principali produttori nazionali in risposta ai bassi prezzi del gas al punto di scambio Henry Hub. I tagli sono stati annunciati a febbraio 2024, quando i prezzi del Henry Hub sono scesi al di sotto del punto di pareggio, rendendo meno redditizia la perforazione dei pozzi³. La regione produttrice più colpita è stata Haynesville dove è più costoso perforare in quanto i pozzi hanno profondità più elevate di altri plays, comprese tra 3.200 e 4.100 metri. Il calo è stato, in buona parte, compensato da un aumento della produzione di gas associato registrato nel bacino di Permian, dove si concentrano la maggior parte dei campi di shale oil⁴. Sostanzialmente piatta, invece, la produzione nel grande bacino degli Appalachi, responsabile del 31% della produzione di gas commercializzato. In questa regione, il rallentamento della crescita produttiva negli ultimi

anni è stato causato dalla limitata capacità di trasporto del gas naturale tramite pipeline verso i mercati di domanda.

Il ritorno di Trump alla Presidenza degli Stati Uniti, con una retorica fortemente a sostegno dell'industria fossile sintetizzabile nel suo slogan elettorale Drill, baby, drill, dovrebbe favorire l'espansione di questo settore. Nel primo giorno della sua nuova presidenza, Donald Trump ha dichiarato lo stato di emergenza energetica nazionale e revocato le restrizioni alle trivellazioni in Alaska come parte di una serie di azioni volte a "liberare" la produzione energetica nazionale⁵.

Alla deregulation ambientale si affianca una politica commerciale protezionistica che dovrebbe rafforzare lo sviluppo dell'industria fossile nazionale. Tuttavia, contrariamente a tale retorica, diversi esperti ritengono che la politica tariffaria della nuova Amministrazione rappresenti in realtà una sfida alla stabilità dell'industria O&G statunitense, mantenendo elevato il rischio di stagnazione della produzione⁶. Il 10 febbraio 2025 Trump ha, infatti, annunciato un decreto esecutivo, entrato in vigore il 12 marzo, che impone una tariffa del 25% su tutte le importazioni di acciaio e alluminio; ciò ha suscitato preoccupazioni tra i produttori fossili, dato che l'industria energetica fa ampio uso di tubazioni e attrezzature metalliche, i cui costi aumenteranno a causa delle nuove tariffe⁷. Inoltre, l'introduzione il 2 aprile scorso di una politica dei dazi, universale e specifica per paese, alle importazioni USA, seppur messa in pausa pochi giorni dopo per alcuni partner, sta creando forti incertezze sull'economia globale, aumentando i costi delle materie e ostacolando di fatto la competitività dell'industria dello shale. Sebbene l'intento sia importazioni, la politica tariffaria della nuova Amministrazione

potrebbe avere un impatto negativo sull'economia di regioni che sono fortemente dipendenti dall'estrazione di petrolio e gas⁸. Infatti, la crescita della produzione di shale gas non può riprendere ai ritmi degli anni passati senza innovazioni tecnologiche e investimenti in infrastrutture. Le incertezze legate alle politiche tariffarie non fanno altro che disincentivare gli investimenti nel settore, rallentando lo sviluppo di nuovi giacimenti e la modernizzazione delle infrastrutture esistenti. Inoltre, l'introduzione di dazi sulle esportazioni di GNL ha reso il gas statunitense meno competitivo sui mercati internazionali, riducendo le opportunità di esportazione e influenzando negativamente le entrate del settore⁹.

Nel 2024, il Canada ha compensato il calo produttivo statunitense, contribuendo ad aumentare la produzione di gas non convenzionale nel Nord America. La produzione totale di gas del Canada è aumentata del 5%, raggiungendo i 190 mld mc nel 2024, con shale e tight gas che hanno rappresentato più di due terzi del totale. Il 28 aprile scorso, il candidato liberale Mark Carney, che aveva assunto la guida del governo a marzo dopo le dimissioni del Primo Ministro Justin Trudeau a gennaio, è stato riconfermato alle elezioni. Nell'attuale contesto di tensioni con gli USA a seguito delle politiche protezionistiche della nuova Amministrazione Trump, anche la strategia energetica canadese è stata ridefinita per «trasformare il Canada in una superpotenza mondiale sia nell'energia pulita che in quella convenzionale», tentando di far coesistere obiettivi di sostenibilità ambientale e di sicurezza nazionale. Questo nuovo corso che punta a rafforzare l'indipendenza energetica e diversificare i partner commerciali, pur investendo nella transizione energetica, avrà necessariamente un impatto sul settore unconventional, in termini di: sostegno allo sviluppo della produzione interna, esplorazione di nuove rotte di esportazione, promozione di tecnologie a basse emissioni per rendere il settore più competitivo e sostenibile. Il deterioramento delle relazioni tra Canada e USA sta aumentando anche il sostegno a progetti infrastrutturali di esportazione O&G (pipeline, terminali GNL, reti elettriche), in passato oggetto di molte opposizioni, volti a rendere il Canada meno dipendente dagli USA¹⁰.

Argentina in fermento

Nel 2024, la crescita produttiva del gas non convenzionale nel bacino di Vaca Muerta ha trainato al rialzo la produzione di gas dell'Argentina, aumentata del 5% a 51 mld mc, il volume di produzione di gas più elevato degli ultimi due decenni¹¹. In pochi anni, la produzione unconventional è arrivata a rappresentare il 63% della produzione totale del Paese, compensando il calo produttivo dei bacini convenzionali. In particolare, nel 2024, lo shale gas ha raggiunto i 25 mld mc (+21%), pari al 45% della produzione totale, mentre il tight gas, con 6,5 mld mc, ha coperto una quota del 13%.

Storicamente, lo sviluppo del bacino di Vaca Muerta è iniziato circa un decennio fa, ma ha visto un'importante accelerazione nel 2021, grazie ad un aumento dell'attività di perforazione,

ai progressi tecnologici, a prezzi favorevoli del gas e a miglioramenti infrastrutturali, tra cui l'attivazione di nuovi gasdotti per eliminare i colli di bottiglia presenti in quest'area. In particolare, il paese ha investito in infrastrutture chiave per espandere il trasporto di gas naturale dal bacino di Vaca Muerta verso il nord del Paese, incluso l'inversione del flusso di alcuni gasdotti originariamente progettati per l'importazione dalla Bolivia, al fine di favorire le esportazioni verso il Brasile. Inoltre, lo scorso anno, il governo ha introdotto modifiche significative alla sua legislazione sugli idrocarburi, puntando a liberalizzare il settore energetico, incentivare investimenti nel gas non convenzionale e modernizzare il quadro normativo¹². Secondo gli esperti, queste misure dovrebbero catalizzare nuovi flussi di capitale nell'upstream e dare ulteriore impulso al settore O&G¹³. Tali sviluppi fanno presagire a breve il passaggio dell'Argentina da importatore a un potenziale esportatore di gas naturale nella regione¹⁴.

Tuttavia, aperte critiche sono state mosse da gruppi ambientalisti alla riforma normativa del Presidente Javier Milei, apertamente negazionista del cambiamento climatico e orientato alla deregulation economica¹⁵. Per quanto gli investimenti infrastrutturali e le agevolazioni regolatorie prospettino un continuo aumento della produzione di gas in Argentina, è essenziale monitorare l'equilibrio tra sviluppo economico e protezione ambientale per garantire una crescita sostenibile nel settore energetico.

Le ambizioni cinesi

Nell'ultimo decennio, la Cina ha registrato un significativo aumento della produzione di gas non convenzionale, dai 35 mld mc nel 2014 ai 99 del 2024, arrivando a coprire il 40% della produzione totale di gas del Paese. All'interno di questa percentuale, shale e tight gas hanno contribuito per il 33%, mentre il CBM ha costituito il restante 7% della produzione domestica. Quest'ultimo, in particolare, ha raggiunto una produzione record di 16,5 mld mc, con una crescita annua del 19%, spinta dall'avvio di diversi nuovi progetti¹⁶, rispetto a solo uno entrato in esercizio per lo shale gas nell'ultimo anno. La crescita produttiva del gas non convenzionale cinese è sostenuta da politiche governative favorevoli, tra cui la recente estensione del programma di sussidi per la perforazione di gas non convenzionale, valido dal 2025 al 2029, che introduce un meccanismo di agevolazioni basato sulle prestazioni¹⁷; inoltre, ha avviato la creazione di un consorzio statale per affrontare le sfide dell'esplorazione di riserve ultra-profonde¹⁸. Nel 2012, un sondaggio della World Gas Conference rivelava che l'81% dei partecipanti fosse certo che la Cina sarebbe diventata il principale produttore mondiale di shale gas nel 2030¹⁹; sappiamo che ciò è molto lontano da venire e che, con ogni probabilità, a questo orizzonte gli USA resteranno imbattuti. Le sfide sono numerose – difficoltà geologiche, infrastrutture limitate, problematiche ambientali – ma resta l'ambizione della Cina di diventare un leader globale dell'unconventional, di cui possiede tra le riserve provate più vaste al mondo.

Proteste in Australia

L'Australia è leader nel CBM, rappresentando il 55% della produzione globale nel 2024. Internamente, la produzione di CBM costituisce il 28% del totale di gas prodotto in Australia, in aumento nell'ultimo decennio. Lo scorso anno, il governo ha lanciato la sua Future gas Strategy che decreta un ruolo centrale del gas nel percorso verso la neutralità carbonica, sollevando importanti malumori nella società civile e tra i gruppi ambientalisti. Proteste hanno riguardato anche la presentazione di specifici progetti per l'esplorazione di gas, tra cui l'approvazione di 151 nuovi pozzi di CBM nell'ambito del progetto Senex Atlas nel Queensland e la presentazione del primo piano di fracking per l'esplorazione di shale gas, con un progetto pilota nella regione del Kimberley, nel bacino di Canning²⁰.

Conclusioni

Guardando al prossimo futuro, la shale revolution sembra orientata ad espandersi anche al di fuori degli USA, con

paesi come Argentina e Cina che hanno avviato politiche di sostegno alla produzione unconventional. Gli USA restano i protagonisti indiscussi con una Amministrazione apertamente a favore delle fossili. Tuttavia, al di là della retorica, la politica tariffaria del nuovo governo Trump potrebbe rappresentare un ostacolo significativo al settore, con un aumento dei costi e perdita di competitività. La complessità del contesto attuale richiede all'industria risposte innovative alle sfide attuali: da un lato, sul fronte economico, la volatilità dei prezzi, la crescente competizione globale e le sfide infrastrutturali; dall'altra, sul piano ambientale, gli interrogativi sulla compatibilità dello shale gas agli obiettivi climatici, con le critiche legate alle emissioni di metano, all'uso dell'acqua e ai rischi sismici. Pertanto, le prospettive dello shale gas dipenderanno, sempre di più, dalla capacità del settore di innovare tecnologicamente, ridurre l'impronta ecologica e adattarsi a un contesto energetico sempre più orientato alla decarbonizzazione.

¹ GECF, *Annual Gas Market Report 2025*, Aprile 2025;

² GECF, *Annual Gas Market Report 2025*, Aprile 2025;

³ Il prezzo spot al Henry Hub è stato in media di 2,21 dollari per milione di unità termiche britanniche (MMBtu) nel 2024, il prezzo medio annuo più basso mai registrato e inferiore del 16% rispetto alla media annuale del 2023. EIA DOE, U.S. natural gas production remained flat in 2024, 17 aprile 2025;

⁴ I prezzi del greggio WTI si sono attestati in media a 77 dollari al barile nel 2024, un livello sufficientemente elevato da sostenere le trivellazioni petrolifere nel intorno a 62-64 \$/bbl nel Permian Midland Basin e nel Permian Delaware Basin, due delle aree produttive più grandi del Permian. . EIA DOE, U.S. natural gas production remained flat in 2024, 17 aprile 2025;

⁵ The Guardian, *Trump vows to 'unleash' oil and gas drilling as he rolls back climate rules*, 21 gennaio 2025;

⁶ The Guardian, *Revealed: Forecasts of greenhouse gas emissions from fossil fuels soar in Trump's first 100 days*, 2 maggio 2025;

⁷ Rispetto alla politica già introdotta durante il primo mandato, ha eliminato le precedenti esenzioni e aumentato la tariffa sull'alluminio dal 10% al 25%. CNN, *Trump imposes 25% tariffs on steel and aluminum*, 10 febbraio 2025;

⁸ Financial Times, *Trump tariff talk roils US oil industry in bedrock Republican territory*, 22 aprile 2025;

⁹ Euractiv, *La Cina risponde ai dazi con lo stop alle importazioni di gas naturale liquefatto dagli USA*, 18 aprile 2025; The New Yorker, *From "America First" to "Sell America"*, 28 aprile 2025;

¹⁰ Reuters, *Trump threat vaults energy policy to center stage in Canada election*, 23 aprile 2025; Reuters, *Carney aims for global leadership role against Trump after Canada election win*, 29 aprile 2025; The Narwhal, *What Carney's win means for environment and climate issues in Canada*, 28 aprile 2025;

¹¹ Deloitte Global Economics Research Center, *Argentina oil and gas sector: Vaca Muerta shale can drive near-term growth and fuel medium-term opportunities*, 26 febbraio 2025;

¹² Deloitte Global Economics Research Center, *Argentina oil and gas sector: Vaca Muerta shale can drive near-term growth and fuel medium-term opportunities*, 26 febbraio 2025; Baker McKenzie, *Argentina: Hydrocarbons – Regulation of the new O&G framework: Decree 1057/2024*, 23 dicembre 2024;

¹³ S&P Global, *Argentina's reforms likely to catalyze oil and gas export boom*, 5 aprile 2024;

¹⁴ The Rio Times, *Argentina's Gas Gambit Reshapes South American Energy*, 5 novembre 2024; Deloitte Global Economics Research Center, *Argentina oil and gas sector: Vaca Muerta shale can drive near-term growth and fuel medium-term opportunities*, 26 febbraio 2025;

¹⁵ Mongabay, *Sweeping reform package threatens environmental protections in Argentina, critics say*, 28 giugno 2024;

¹⁶ Tre giacimenti CBM nella provincia del Sichuan hanno avviato la produzione, prevedendo di raggiungere a regime un output di 1,3 mld mc/anno. GECF, *Annual Gas Market Report 2025*, Aprile 2025;

¹⁷ I produttori riceveranno sussidi proporzionali alla crescita annua della produzione di gas non convenzionale, con un premio maggiore per una maggiore crescita. Inoltre, saranno stanziati premi aggiuntivi per la produzione incrementale durante la stagione invernale del riscaldamento. S&P Global, *China unveils subsidy incentives to boost unconventional gas production*, 13 marzo 2025;

¹⁸ Reuters, *China extends resource tax concession on shale gas to end-2027*, 27 settembre 2025; Reuters, *China sets up new state body to drill deep for oil and gas reserves*, 1 luglio 2024;

¹⁹ Hartenergy, *WGC Poll: China Will Be Largest Shale Gas Producer By 2030*, 8 giugno 2012;

²⁰ 350.org.au, *Plibersek approves 151 coal seam gas wells in Queensland, activists plan MP office actions in anger*, 24 giugno 2024; psnews.com.au, *Nation's first shale gas fracking plan released under federal environment laws*, 31 luglio 2024; Australian Conservation Foundation, *So far in 2024: Communities put polluters and parliament on notice*, 16 maggio 2024.

Novità normative di settore

a cura del GME

MERCATO ELETTRICO

Delibera 155/2025/R/eel del 8 aprile 2025 | “Definizione di prime condizioni per l’approvvigionamento di energia elettrica a termine da parte di Acquirente Unico S.p.A., ai sensi dell’articolo 2 del decreto-legge 19/2025 e modifiche al TIV” | pubblicata il 9 aprile 2025
Download <https://www.arera.it>

Con la Deliberazione n. 155/2025/R/eel, l'ARERA ha fornito, ai sensi dell'art. 2 del decreto-legge 19/2025¹, le prime indicazioni all'Acquirente Unico in merito all'utilizzo di prodotti a termine per l'approvvigionamento di energia elettrica destinata ai clienti domestici vulnerabili serviti in maggior tutela.

In particolare, al fine di favorire il contenimento dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai suddetti clienti, l'Autorità ha stabilito che l'Acquirente Unico potrà sia ricorrere agli strumenti disponibili sui mercati regolamentati dell'energia elettrica (i.e. MGP-MI-MPEG-MTE), sia stipulare contratti bilaterali a termine con operatori del mercato all'ingrosso, selezionati all'esito di procedure competitive gestite dalla società stessa.

In tal modo, in funzione delle effettive condizioni di mercato, sarà possibile per l'Acquirente Unico diversificare gli strumenti di approvvigionamento fra prodotti a pronti e prodotti a termine, ivi inclusi contratti bilaterali fisici e contratti alle differenze a due vie. In particolare, tali contratti dovranno prevedere la consegna fisica sul territorio nazionale e, con riferimento agli approvvigionamenti a termine - in conformità a quanto previsto dal decreto-legge 19/25 - un prezzo non superiore al valore dei prodotti a termine quotati sulle piattaforme operate da gestori esteri, di analoga durata e con consegna in Italia.

È inoltre previsto che eventuali decisioni da parte di Acquirente Unico di approvvigionare a termine quantitativi superiori al 70% del fabbisogno complessivo trimestrale siano preventivamente sottoposte alla valutazione dell'ARERA.

Con la medesima delibera, l'ARERA ha inoltre aggiornato le condizioni economiche del servizio di maggior tutela, segnatamente i corrispettivi a copertura dei costi sostenuti dall'Acquirente Unico per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti vulnerabili, modificando e pubblicando la versione aggiornata del Testo Integrato per l'erogazione dei servizi di Vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (TIV).

Comunicato stampa dei NEMO | “COMMITMENT TO TIMELY IMPLEMENTATION OF 15-MINUTE MARKET TIME UNIT IN SINGLE DAY-AHEAD COUPLING ON 11th JUNE 2025” | pubblicato il 30 aprile 2025
Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato stampa a firma congiunta in oggetto, i NEMOs europei (i.e. OTE, EXAA, ENEX, Nord Pool, OKTE, OMIE, GME, IBEX, TGE, CROPEX, BRM) hanno confermato e ribadito il proprio impegno e la “full readiness” a procedere con l'avvio operativo delle MTU a 15 minuti nell'ambito del progetto di coupling SDAC UE, alla data di go-live, già condivisa in ambito comunitario, fissata al 11 giugno p.v. (giorno di flusso 12 giugno 2025).

In particolare, con tale comunicato, i NEMO firmatari riaffermano, nel rispetto della piena trasparenza sia nei confronti degli operatori di mercato che delle Istituzioni di riferimento, la solidità dell'infrastruttura e dei processi operativi definiti per la corretta introduzione delle MTU a 15 minuti nei mercati Day A-head europei - frutto di rigorosa preparazione e di un estensiva fase di testing - non condividendo e dissociandosi dalle presunte criticità sollevate in merito, in via del tutto individuale e autonoma, dal NEMO franco-tedesco (EPEX SPOT) con precedente proprio comunicato del 17 aprile u.s..

Nello specifico, i suddetti NEMO considerano il tempestivo avvio delle MTU a 15 minuti nello SDAC quale elemento essenziale per il miglioramento dell'efficienza e della flessibilità del mercato integrato dell'elettricità, atteso il supporto che tale funzionalità fornisce ai fini dell'integrazione “a mercato” delle fonti di produzione rinnovabili; in tale ottica, il rispetto delle tempistiche di avvio già prefissate rappresenta un elemento cruciale per mettere a disposizione degli operatori, quanto prima, tutti i benefici previsti dall'implementazione delle MTU a 15 minuti nello SDAC.

Documento per la consultazione TERN A S.p.A. | “Meccanismo di approvvigionamento della FCR” | pubblicato il 3 aprile 2025 |
Download <https://download.terna.it>

Con il documento per la consultazione in oggetto, Terna S.p.A. al fine di raccogliere osservazioni dai soggetti interessati, ha pubblicato lo schema di proposta avente ad oggetto il meccanismo di approvvigionamento di bande di potenza per l'erogazione della riserva per il contenimento della frequenza (Frequency Containment Reserve – FCR), da selezionarsi mediante le procedure di mercato di cui alla Sezione 15.2 del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE). Alle procedure saranno tenuti a partecipare i Balancing Service Providers (BSP) che, all'interno del proprio contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali, gestiscono le unità abilitate alla fornitura di risorse per la riserva per il contenimento della frequenza in stato normale o stato di allerta. Il documento illustra altresì le caratteristiche delle offerte, nonché i diritti e obblighi dei BSP assegnatari.

Al riguardo, si evidenzia che l'avvio operativo del meccanismo è previsto al 1° febbraio 2026, contestualmente all'avvio della fase di consolidamento del TIDE.

In particolare, il nuovo sistema di approvvigionamento prevede la progressiva riduzione, fino al 31 luglio 2028, delle bande allo stato obbligatoriamente fornite a titolo gratuito dalle unità abilitate all'erogazione del servizio. Terminato il periodo transitorio sopra indicato, il fabbisogno residuo di FCR sarà infatti soddisfatto attraverso le procedure di mercato delineate nel DCO. Saranno in ogni caso esclusi dalle aste i sistemi di accumulo contrattualizzati nell'ambito delle procedure concorsuali del MACSE², per cui invece resterà in vigore l'obbligo di fornitura gratuita delle bande di regolazione di FCR.

Inoltre, il documento rende note le tempistiche di svolgimento delle aste giornaliere, le quali avverranno, per il giorno D, successivamente alla pubblicazione degli esiti di MGP ed entro il termine di presentazione delle offerte per la fase MSD dell'Integrated Scheduling Process. Al riguardo, si ricorda che le tempistiche del MGP e del MSD sono definite nella Disposizione Tecnica di Funzionamento MPE n.03 rev.12 del GME.

Documento per la consultazione ARERA n. 168/2025/R/eel del 15 aprile 2025 | “Sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico. Orientamenti sul premio massimo” | pubblicato in data 16 aprile 2025 | Download <https://www.arera.it>

Con il documento di consultazione in oggetto, l'ARERA ha illustrato i propri orientamenti circa la definizione del premio massimo che troverà applicazione nella prima asta, dedicata alle batterie, del nuovo sistema di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio elettrico (di seguito: MACSE), introdotto dall'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021.

La disciplina del MACSE prevede il riconoscimento, ai titolari della capacità di stoccaggio aggiudicata all'esito delle aste, di un premio annuo per l'intero orizzonte di consegna, a fronte dell'obbligo di rendere disponibile detta capacità a soggetti terzi per la partecipazione ai mercati dell'energia ed ai servizi connessi.

Il documento è volto a richiedere le osservazioni dei soggetti interessati in merito ai parametri da utilizzare per la determinazione del valore del premio massimo applicabile all'asta. Al riguardo, seguendo l'impostazione delineata dalla Decisione del 21 dicembre 2023 della Commissione Europea³, la proposta dell'ARERA prende a riferimento i valori dei parametri di costo riportati nello studio, predisposto da Terna ai sensi della deliberazione 247/2023/R/eel, sulle tecnologie di stoccaggio elettrico. In base a tali parametri, il premio massimo stimato dall'ARERA per la prima asta dedicata alle batterie risulta pari a 32.000 €/MWh/anno.

Tutti i soggetti interessati sono invitati a far pervenire ad ARERA le proprie osservazioni entro il 16 maggio 2025,

termine di chiusura della consultazione, utilizzando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito dell'Autorità, ovvero trasmettendo i propri contributi all'indirizzo di posta elettronica certificata: protocollo@pec.arera.it.

Comunicato del GME | “MTU 15 minuti su MGP: adeguamento formati e file esempio” | pubblicato in data 23 aprile 2025 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto il GME ha pubblicato, ai soli fini conoscitivi, la nuova versione del documento “Nuovo formato XSD per le offerte a blocchi a 15”, consultabile nella sezione TIDE del sito istituzionale. Nello specifico, tale documento riporta, nella Sezione 2 - “Seconda Fase”, gli aggiornamenti funzionali all'avvio delle MTU a 15 minuti su MGP, rendendo altresì disponibili agli operatori i nuovi formati XSD e i relativi file XML di esempio, opportunamente adeguati per consentire la pubblicazione degli esiti MGP a valle dell'introduzione delle MTU a 15 minuti.

AMBIENTALI

Parere ARERA 15 aprile 2025 n.175/2025/I/EFER | “Parere al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica sullo schema di decreto recante l'aggiornamento della disciplina dei certificati bianchi e la determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico da perseguire per gli anni dal 2025 al 2030” | pubblicato il 17 aprile 2025 | Download <https://www.arera.it>

Con il provvedimento n.175/2025/I/EFER, l'ARERA ha trasmesso al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (di seguito: MASE) il parere in merito allo schema di decreto recante l'aggiornamento della disciplina dei titoli di efficienza energetica (TEE) e la definizione degli obiettivi quantitativi di risparmio energetico per gli anni d'obbligo 2025-2030.

Con il suddetto parere, l'Autorità ha espresso una valutazione favorevole rispetto alle disposizioni contenute nella bozza di decreto TEE, ritenendo che le stesse contribuiscano ad aumentare la concorrenzialità del mercato dei TEE, incrementino la fruibilità del meccanismo, fornendo ulteriore stimolo alla promozione dell'efficienza energetica nel sistema energetico nazionale.

Con il medesimo provvedimento, l'ARERA ha altresì rappresentato al MASE due indicazioni finalizzate ad adeguare il testo su specifici aspetti di competenza.

La prima ha ad oggetto il termine entro il quale l'ARERA è chiamata a definire annualmente la ripartizione degli obblighi di risparmio energetico tra i soggetti obbligati. Come noto, tale ripartizione è calcolata e pubblicata dall'Autorità sulla base dei dati che la stessa raccoglie nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati; dati quest'ultimi che, tipicamente, possono

essere soggetti a rettifiche e che risultano pertanto consolidati solo nel corso dell'anno d'obbligo. In considerazione di ciò, l'ARERA propone di posticipare il termine per la ripartizione degli obblighi - previsto all'art. 4, comma 8, dello schema di decreto - dal 1° gennaio al 31 ottobre di ciascun anno. La seconda indicazione riguarda il sistema a base d'asta - previsto all'art. 17 dello schema di decreto - cui ricorrere, eventualmente, tenendo conto del grado di efficacia delle misure proposte e della necessità di conseguire risultati

aggiuntivi. Qualora dette aste dovessero svolgersi, l'Autorità propone di eliminare il riferimento secondo cui il valore economico posto a base d'asta debba tener conto anche dell'andamento dei prezzi dei TEE sul mercato organizzato. Al riguardo, l'ARERA suggerisce invece di tener conto, nella definizione del valore posto a base d'asta, unicamente delle specificità delle singole tecnologie di riferimento e delle caratteristiche progettuali degli interventi, nonché delle esternalità ambientali positive generate dai progetti.

¹ Decreto-legge 28 febbraio 2025 recante "Misure urgenti in favore delle famiglie e delle imprese di agevolazione tariffaria per la fornitura di energia elettrica e gas naturale nonché per la trasparenza delle offerte al dettaglio e il rafforzamento delle sanzioni delle Autorità di vigilanza."

² Nuovo sistema di approvvigionamento a lungo termine di capacità di stoccaggio, previsto ai sensi dell'articolo 18 del decreto legislativo n. 210 del 8 novembre 2021

³ Decisione della Commissione Europea del 21 dicembre 2023 recante "State Aid SA.104106 (2023/N) – Italy – Support for the development of a centralised electricity storage system in Italy, 21 December 2023, C(2023) 9226 final".

Gli appuntamenti

15 maggio

Conferenza nazionale sull'economia circolare

Roma, Italia

Organizzato da Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile

<https://www.fondazionevilupposostenibile.org>

15 maggio

DEESME 2050 Final Conference "The Path to Energy Efficient Companies"

Evento online

Organizzato da Fire

<https://fire-italia.org>

16 maggio

Energia, sviluppo sostenibile e sicurezza nazionale: nuove sfide e prospettive alla luce del Diritto internazionale e del Diritto dell'UE

Roma, Italia

Organizzato da Universitas Mercatorum

<https://www.unimercatorum.it>

19 maggio

Scenari Energetici 2025: Fonti, Tecnologia, Geopolitica e Sicurezza

Milano, Italia

Organizzato da The Adam Smith Society e Edison

<https://d5a0d.mailupclient.com>

19-22 maggio

NanoOstrava 2025

Ostrava, Repubblica Ceca

Organizzato da Nanotechnology Centre, CEET

<http://www.nanoostrava.cz>

20 maggio

Italian Energy Day 2025

Milano, Italia

Organizzato da Montel

<https://montel.energy>

20 maggio

Essere o non essere: il dilemma della mobilità tra innovazione e adattamento

Milano, Italia

Organizzato da Polimi e Osservatori.net

<https://www.osservatori.net>

21 maggio

Reti elettriche, mercati, governance – riflessioni sui processi di transizione e sviluppo energetico in Italia

Assisi, Italia

Organizzato da Utilitalia

<https://www.utilitalia.it>

21-22 maggio

Gli esperti in Gestione dell'Energia tra presente e futuro, tra obblighi ed opportunità

Rimini, Italia

Organizzato da Fire

<https://fire-italia.org>

22 maggio

MobilitAria 2025

Evento online

Organizzato da Kyoto Club

<https://www.kyotoclub.org>

22 maggio

Bioeconomy Day

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da Assobiotech

<https://assobiotech.federchimica.it>

22 maggio

Materie prime critiche per l'energia

Roma, Italia

Organizzato da Accademia dei Lincei e Fondazione Guido

Donegani

<https://www.lincai.it>

22 maggio

Africa e Piano Mattei: strumenti e prospettive per l'analisi della politica internazionale

Evento online

Organizzato da IAI

<https://www.iai.it>

23-25 maggio

International Symposium on New Energy Technologies and Power Systems

Evento online e in presenza

Hangzhou, Cina

Organizzato da NETPS

<https://ais.cn>

24-25 maggio

XVII Giornata Nazionale delle Miniere

Eventi diffusi sul territorio

Organizzato da Ispra

<https://www.isprambiente.gov>

26-27 maggio

European Conference on Renewable Energy Systems

Perugia, Italia

Organizzato da ECRES

<https://www.ecres.net>

27-29 maggio

International Conference on Environmental Engineering and Applications

Parigi, Francia

Organizzato da ICEEA

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

28-31 maggio

International Conference on Chemical, Energy Science and Environmental Engineering

Lovanio, Belgio

Organizzato da Sase

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

29 maggio

Cer e autoconsumo

Ancona, Italia

Organizzato da Italia Solare

<https://www.italiasolare.eu>

29 maggio

Green Book 2025 - I dati sulla gestione dei rifiuti in Italia

Bologna, Italia

Organizzato da Utilitalia

<https://www.utilitalia.it>

2-5 giugno

International Conference on Energy and Meteorology

Galzignano Terme (Pd), Italia

Organizzato da World Energy & Meteorology Council

<https://www.wemcouncil.org>

6-8 giugno

World Symposium on Electrical Systems

Evento online e in presenza

Lanzhou, Cina

Organizzato da Lanzhou Jiaotong University

<https://wses.net/>

10-11 giugno

Gas, LNG & The Future of Energy

Londra, Regno Unito

Organizzato da Wood Mackenzie

<https://www.woodmac.com>

10-12 giugno

Waste Management Europe Exhibition & Conference

Bologna, Italia

Organizzato da IES Group

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

11-12 giugno

Future of Utilities Summit 2025

Londra, Regno Unito

Organizzato da Future of Utilities

<https://futureofutilities.com>

11-12 giugno

Italia No Dig live 2025

Segrate, Italia

Organizzato da Italian Association for Trenchless Technology

<https://eventiatt.it/>

11-13 giugno

Solar and Wind Power Conference

Evento online e in presenza

Edinburgo, Regno Unito

Organizzato da Edinburgh Napier University

<https://blogs.napier.ac.uk>

11-13 giugno

CEES 2025

Bari, Italia

Organizzato da Politecnico di Bari

<https://www.rinnovabili.it>

12 giugno

Assemblea annuale Unem

Roma, Italia

Organizzato da Unem

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

12-14 giugno

Seminario Estivo di Fondazione Symbola

Mantova, Italia

Organizzato da Fondazione Symbola

<https://symbola.net>

16-19 giugno

International Conference and Exhibition on Electricity Distribution

Ginevra, Svizzera

Organizzato da Cired

<https://www.cired2025.org>

17 giugno

Relazione Annuale Arera

Roma, Italia

Organizzato da Arera

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

18-19 giugno

MobyDixit - Conferenza Nazionale sul Mobility Management e la Mobilità Sostenibile

Bologna, Italia

Organizzato da Ecomobility

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

19 giugno

Acqua Summit 2025

Evento online e in presenza

Organizzato da 24ore Eventi

<https://24oreventi.ilsole24ore.com>

19-20 giugno

WindEurope Technology Workshop 2025

Istanbul, Turchia

Organizzato da WindEurope

<https://windeurope.org>

23-25 giugno

International Conference on Environmental Sciences and Renewable Energy

Evento online e in presenza

Madrid, Spagna

Organizzato da Universidad Politécnica de Madrid

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

23-25 giugno

International Conference on Power and Smart Grid

Evento online e in presenza

Madrid, Spagna

Organizzato da ICPSG

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

25-26 giugno

Global Energy Transition 2025

New York, Usa

Organizzato da Reuters Events

<https://events.reutersevents.com>

3 luglio

Solar4Industry

Evento online

Organizzato da ItaliaSolare

<https://www.italiasolare.eu>

9-12 settembre

Gastech

Milano, Italia

Organizzato da Gastech

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

17-19 settembre

European Fuel Cells and Hydrogen

Capri, Italia

Organizzato da EFCH2

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

18-21 settembre

Milano Green Week

Milano, Italia

Organizzato da Comune di Milano

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

25-27 settembre

HeySun 2025

Misterbianco, Italia

Organizzato da SiciliaFiera

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

1-2 ottobre

Italian Energy Summit 2025

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da 24ore Eventi

<https://24oreventi.ilsole24ore.com>

1-2 ottobre

SolarSolution Torino 2025

Torino, Italia

Organizzato da Solarsolution – Xpo Italia

<https://www.solarsolutionstorino.com>

7-9 ottobre

Accadueo

Bologna, Italia

Organizzato da Bolognafiere

<https://www.accadueo.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,