

**APPROFONDIMENTO**

**IL DECRETO LEGISLATIVO N. 5/2026 E LE FONTI RINNOVABILI NEI TRASPORTI**

Di Agata Gugliotta, Gian Paolo Repetto - RIE Srl


Con il decreto legislativo n. 5/2026 del 9 gennaio l'Italia ha recepito nel proprio ordinamento la direttiva UE n. 2023/2413, la c.d. RED III, per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Il nuovo decreto modifica il quadro normativo delineato dal D.lgs n. 199/2021, che aveva attuato a sua volta la precedente direttiva RED II. Questo articolo fa il punto sulle modifiche e sulle novità introdotte relativamente all'energia rinnovabile nei trasporti, con particolare riferimento ai nuovi obblighi al 2030, ai comparti coinvolti e all'inclusione dell'energia elettrica tra i vettori energetici che contribuiranno al raggiungimento dei target, in attesa del previsto decreto ministeriale attuativo che

disciplinerà, tra l'altro, il funzionamento del nuovo sistema di sostegno attraverso i Certificati di Immissione in Consumo.



**In crescita le emissioni del settore trasporti in Italia**

Secondo dati ISPRA, in Italia nel 2024 il settore dei trasporti è stato responsabile del 31,2% delle emissioni nazionali di gas climalteranti. Tra le varie tipologie di trasporto, è il comparto stradale la fonte maggiore di emissioni con il 92,7%, seguito dalla navigazione nazionale (4,5%), dall'aviazione domestica (2,1%), dal trasporto del gas naturale attraverso condotte (0,7%) e dalle ferrovie (0,02%, in relazione alle emissioni dovute alla trazione a gasolio)<sup>1</sup> (fig. 1).

continua a pag. 25



Monitoraggio costante ai mercati  
**Scarica  
la GME APP**

Available on the  



**IG Index  
GME**

Nuovo indice del prezzo del gas

**IN QUESTO NUMERO**

■ **REPORT/ MAGGIO 2026**

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

■ **APPROFONDIMENTO**

*Il Decreto Legislativo n. 5/2026 e le fonti rinnovabili nei trasporti di Agata Gugliotta, Gian Paolo Repetto - RIE Srl*

■ **NOVITA' NORMATIVE**

Pagina 30

■ **APPUNTAMENTI**

Pagina 32

## A cura del GME

■ Sul Mercato del Giorno Prima il Pun Index GME si mantiene sostanzialmente stabile, attestandosi a 119,35 €/MWh, in uno scenario caratterizzato da prezzi del gas in crescita, acquisti in aumento (23,0 TWh, +1,2%, con la liquidità del mercato all'84,5%) e saldo con l'estero in flessione. Salgono,

invece, le vendite FER. I volumi negoziati sul MI rimangono fondamentalmente invariati a 3,3 TWh, di cui 1,2 TWh relativi alla contrattazione continua. Si rilevano sul MTE registrazioni OTC a fini di clearing per 11,0 GWh. In flessione a 16,2 TWh le transazioni registrate sulla PCE.

## PUN INDEX GME

Il Pun Index GME si mantiene pressoché invariato rispetto ad aprile a 119,35 €/MWh, mentre sulle altre principali borse elettriche europee si osservano dinamiche rialziste (52/100 €/MWh, +12/+19 €/MWh). Il contesto in cui si forma il prezzo italiano è connotato da una lieve crescita dei principali riferimenti di prezzo del gas (IGI: 46,89 €/MWh, +0,90 €/MWh), acquisti in aumento e un calo delle importazioni

nette, a fronte di vendite rinnovabili in crescita. L'analisi per gruppi di ore della dinamica del Pun Index evidenzia, al pari del mese precedente, prezzi di picco in calo (-3 €/MWh), con il rapporto picco/baseload ancora sotto l'unità e pari a 0,94. Infine, si osservano minimi al quarto d'ora di 0 €/MWh nelle giornate del 1,2,3 e 24 maggio (Grafico 1 e Tabella 1).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi

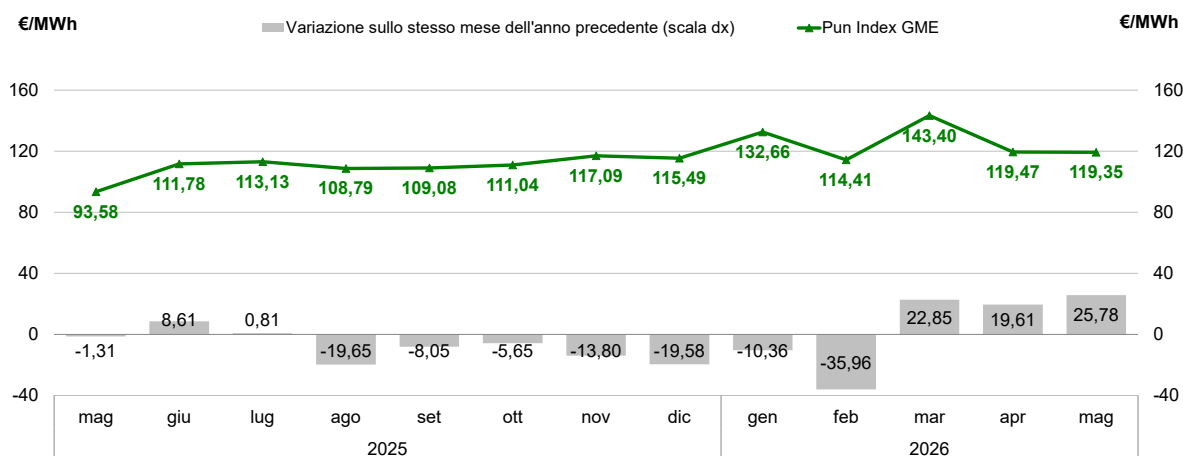
Fonte: GME

	Prezzo medio				Volumi				Liquidità	
	2026	2025	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2026	2025
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	GWh	Var.	GWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>119,35</b>	93,58	+25,78	+27,5%	<b>19.420</b>	+7,5%	<b>22.994</b>	+4,1%	<b>84,5%</b>	<b>81,8%</b>
Picco	112,04	93,01	+19,03	+20,5%	7.557	-65,0%	8.734	-66,2%	86,5%	83,6%
Fuori picco	122,83	93,87	+28,97	+30,9%	11.863	-27,0%	14.260	-29,2%	83,2%	80,7%
Minimo	0,00	0,00			17,6		5,5		76,4%	75,0%
Massimo	215,62	162,00			37,1		10,2		95,2%	89,0%

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

Grafico 1: MGP, Pun Index GME

Fonte: GME



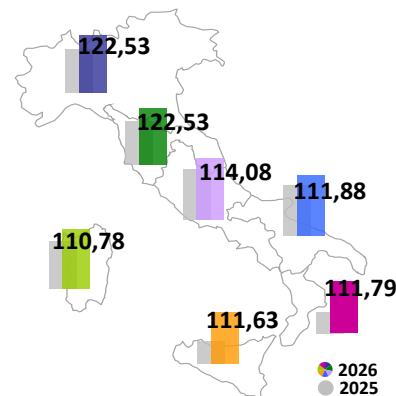
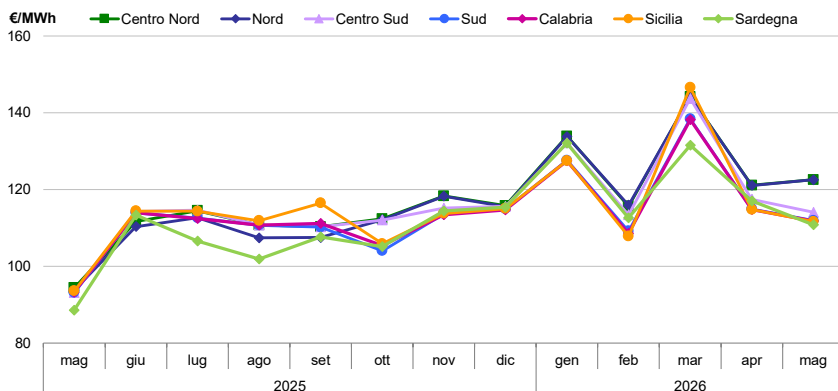
## I PREZZI ZONALI

I prezzi zionali medi mostrano dinamiche differenziate, risultando in debole crescita al Nord e Centro Nord a 123 €/MWh (+1 €/MWh) e calando nel resto del Sistema a 111/114 €/MWh (-6/-3 €/MWh), anche in corrispondenza di limitazioni sul transito CSUD-

CNOR. Per effetto di tali andamenti il differenziale NORD-SUD mostra una crescita a 11 €/MWh (+5 €/MWh). In ultimo, anche in presenza di picchi di offerta rinnovabile, si registrano in tutte le zone minimi di 0 €/MWh in diversi giorni del mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zionali

Fonte: GME



## LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

Le offerte semplici in vendita salgono a 28,0 TWh (+4,6% su aprile), di cui 16,4 TWh accettate, con volumi sempre concentrati sul prodotto a 15 minuti (il 67% del totale). Le offerte in vendita tramite blocchi calano a 7,9 TWh (-2,7%), di cui 2,2 TWh accettati e sempre concentrati sul prodotto a 15 minuti (il 71%

del totale). Lato acquisto, le offerte semplici salgono a 23,7 TWh (+1,7%), accettate per 22,3 TWh, concentrate sul prodotto a 15 minuti (circa il 96%). I volumi offerti in acquisto tramite blocchi si mantengono sostanzialmente stabili sui 14 GWh, quasi tutti interamente accettati (Tabella 2, Grafico 3a e Grafico 3b).

Tabella 2: MGP, utilizzo dei prodotti

Fonte: GME

MTU	OFFERTE DI VENDITA (GWh)					
	SEMPLICI			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	19.310 (+3,9%)	10.972 (+5,1%)	8.338 (+2,4%)	7.054 (-7,6%)	1.530 (+24,8%)	5.524 (-13,8%)
30 min	28 (-4,4%)	2 (+192,7%)	26 (-8,9%)	-	-	-
60 min	8.661 (+6,1%)	5.463 (+8,2%)	3.198 (+2,6%)	881 (+71,1%)	621 (+76,2%)	260 (+60,0%)
<b>TOTALE NAZIONALE</b>	<b>27.999</b> (+4,6%)	<b>16.437</b> (+6,1%)	<b>11.562</b> (+2,4%)	<b>7.935</b> (-2,7%)	<b>2.150</b> (+36,3%)	<b>5.785</b> (-12,0%)

MTU	OFFERTE DI ACQUISTO (GWh)					
	SEMPLICI			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	22.767 (+1,9%)	21.474 (+4,2%)	1.293 (-25,5%)	3 (+32,0%)	2 (+0,4%)	1
30 min	-	-	-	-	-	-
60 min	901 (-2,3%)	862 (-1,8%)	40 (-12,4%)	11 (-10,7%)	10 (-12,3%)	1 (+21,8%)
<b>TOTALE NAZIONALE</b>	<b>23.668</b> (+1,7%)	<b>22.336</b> (+4,0%)	<b>1.333</b> (-25,2%)	<b>14</b> (-4,0%)	<b>12</b> (-10,2%)	<b>1</b> (+148,4%)

\*in tabella sono riportate le variazioni rispetto al mese precedente

Grafico 3: MGP, struttura dell'offerta

Fonte: GME

Grafico 3a: quantità vendute e rifiutate

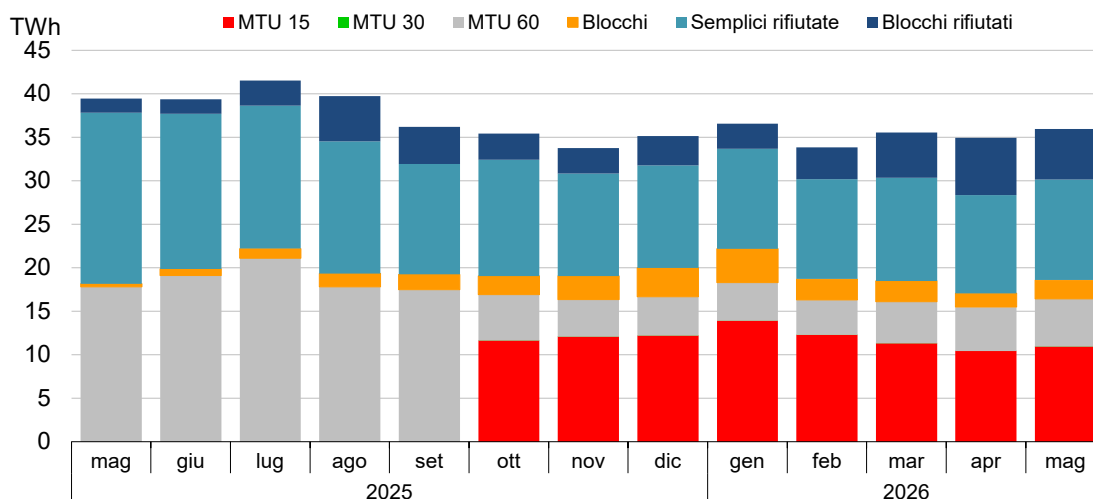
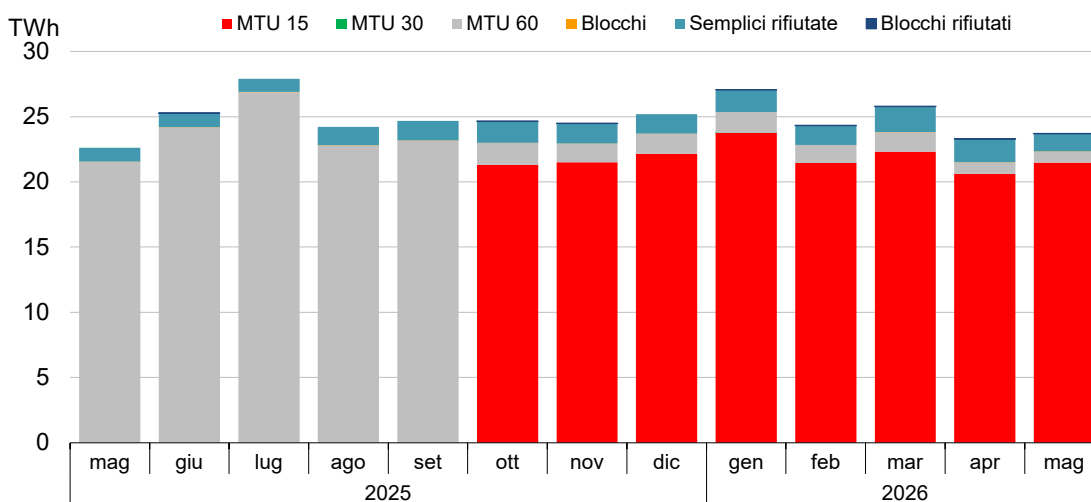


Grafico 3b: quantità acquistate e rifiutate



## I VOLUMI

I volumi di energia elettrica in Italia salgono a 23,0 TWh (+1,2% in media al quarto d'ora su aprile), in crescita sia nella componente di borsa a 19,4 TWh (+0,9%) che sulla componente fuori borsa a 3,6 TWh (+2,7%), mentre appare più contenuto l'aumento su IPEX, con la liquidità del mercato in leggero calo all'84,5% (-0,2 p.p.). Gli acquisti nazionali salgono a 22,3 TWh (+0,6%), per effetto di una crescita dei volumi al

centro-settentrione (+0,2%/+2,1%), a fronte di un calo nelle restanti zone (-3,4%/-0,4%). Cresce anche l'export, al massimo da febbraio, pari a 0,6 TWh (+25,8%). Le vendite nazionali crescono a 18,6 TWh (+5,4%), aumento osservabile in tutte le zone, con l'eccezione di Centro Nord (-2,4%) e Calabria (-12,0%), mentre il livello dell'import cala ai minimi da febbraio, a 4,4 TWh (-13,4%) (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 4).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>19.420</b>	<b>+7,5%</b>	<b>84,5%</b>
Operatori	11.806	+6,7%	51,3%
GSE	3.241	+3,0%	14,1%
Zone estere	4.373	+13,1%	19,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>3.574</b>	<b>-11,0%</b>	<b>15,5%</b>
Zone estere	34	-42,8%	0,1%
Zone nazionali	3.540	-10,5%	15,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>22.994</b>	<b>+4,1%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>17.412</b>	<b>-18,5%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>40.407</b>	<b>-7,0%</b>	

Tabella 4: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>19.420</b>	<b>+7,5%</b>	<b>84,5%</b>
Acquirente Unico	373	+0,3%	1,6%
Altri operatori	14.433	-0,3%	62,8%
Pompaggi	299	+81,9%	1,3%
Zone estere	646	+19,9%	2,8%
Saldo programmi PCE	3.668	+45,3%	16,0%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>3.574</b>	<b>-11,0%</b>	<b>15,5%</b>
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	7.242	+11,1%	31,5%
Saldo programmi PCE	-3.668	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>22.994</b>	<b>+4,1%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>1.836</b>	<b>+6,8%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>24.830</b>	<b>+4,3%</b>	

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

Grafico 4: MGP, liquidità

Fonte: GME

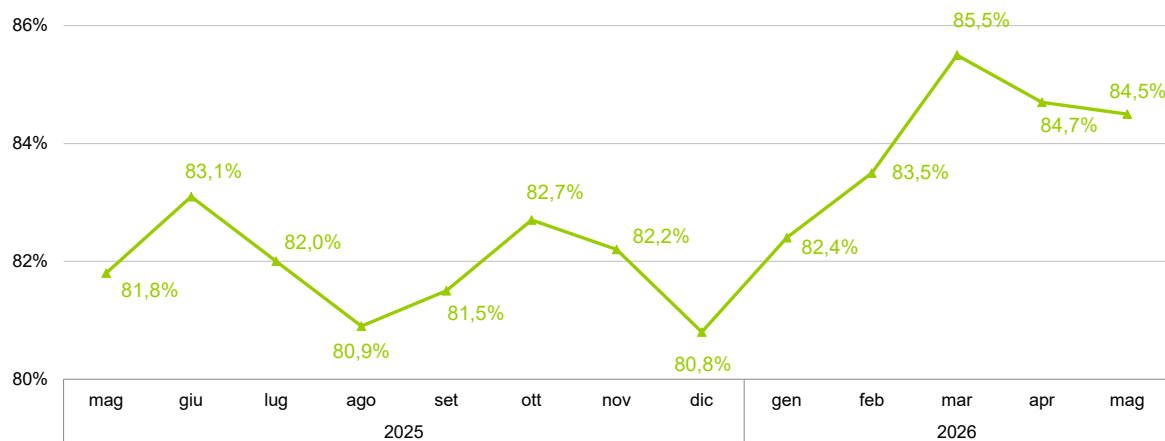


Tabella 5: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media a 15 min	Var	Totale	Media a 15 min	Var	Totale	Media a 15 min	Var
Nord	18.110	6,1	-13,8%	8.784	3,0	-11,3%	12.769	4,3	+3,9%
Centro Nord	1.786	0,6	+14,3%	1.339	0,5	+13,5%	1.984	0,7	+6,0%
Centro Sud	5.031	1,7	-21,4%	2.674	0,9	+13,9%	3.893	1,3	+2,9%
Sud	3.854	1,3	-20,4%	2.524	0,8	+6,8%	1.338	0,4	+1,8%
Calabria	2.636	0,9	+22,0%	1.047	0,4	+107,9%	405	0,1	+1,6%
Sicilia	3.018	1,0	+43,3%	1.214	0,4	+50,2%	1.260	0,4	-0,6%
Sardegna	1.500	0,5	+8,5%	1.005	0,3	-4,9%	700	0,2	+11,4%
<b>Totale nazionale</b>	<b>35.934</b>	<b>12,1</b>	<b>-8,9%</b>	<b>18.587</b>	<b>6,2</b>	<b>+2,3%</b>	<b>22.348</b>	<b>7,5</b>	<b>+3,7%</b>
Estero	4.473	1,5	+11,7%	4.407	1,5	+12,3%	646	0,2	+19,9%
<b>Sistema Italia</b>	<b>40.407</b>	<b>13,6</b>	<b>-7,0%</b>	<b>22.994</b>	<b>7,7</b>	<b>+4,1%</b>	<b>22.994</b>	<b>7,7</b>	<b>+4,1%</b>

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

## LE FONTI

La crescita delle vendite nazionali si concentra sulle tecnologie rinnovabili, la cui quota sul totale venduto sale al 62,7% (+1,3 p.p.). L'aumento dei volumi FER è osservabile in prima battuta sull'idrico fluente, in particolare al Nord (1,3 GWh medi, +0,2 GWh medi al quarto d'ora, il massimo da inizio anno). Segue anche un aumento delle vendite

eoliche e solari, diffuso in tutte le zone, con l'eccezione del Nord nel primo caso e della Calabria nel secondo. Crescono, sebbene in misura più contenuta, anche i volumi derivanti dalle fonti tradizionali, sempre trainate dai cicli combinati, con la quota di mercato del termico al 35,5% (-1,2%) (Tabella 6, Grafico 5).

Tabella 6: MGP, vendite per fonte

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>3.341</b>	<b>+4,3%</b>	<b>367</b>	<b>+33,8%</b>	<b>822</b>	<b>+3,0%</b>	<b>707</b>	<b>-6,6%</b>	<b>563</b>	<b>+204,4%</b>	<b>306</b>	<b>+74,8%</b>	<b>486</b>	<b>-29,8%</b>	<b>6.593</b>	<b>+8,3%</b>
Gas	3.034	+19,4%	353	+69,5%	707	+15,5%	594	+3,2%	497	+453,1%	265	+86,7%	271	-31,2%	5.721	+25,4%
Carbone	0	-	-	-	0	-	0	-	0	-	-	-	171	-32,0%	171	-32,0%
Altre	307	-53,5%	13	-79,8%	115	-38,1%	114	-37,6%	66	-30,4%	41	+24,1%	43	-6,2%	700	-44,8%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>5.208</b>	<b>-17,3%</b>	<b>971</b>	<b>+7,4%</b>	<b>1.815</b>	<b>+19,5%</b>	<b>1.817</b>	<b>+13,1%</b>	<b>484</b>	<b>+51,9%</b>	<b>907</b>	<b>+43,4%</b>	<b>454</b>	<b>+25,5%</b>	<b>11.656</b>	<b>+0,1%</b>
Idraulica	4.286	-1,1%	448	+125,8%	941	+82,0%	654	+71,0%	219	+155,4%	293	+119,0%	156	+156,6%	6.997	+22,5%
- Fluente	3.803	+18,3%	420	+154,9%	878	+92,5%	644	+75,3%	216	+155,5%	293	+121,7%	148	+153,3%	6.403	+43,0%
- Modulazione	483	-56,8%	28	-17,0%	63	+3,6%	11	-31,6%	2	+142,8%	0	-100,0%	7	+243,2%	594	-51,8%
Geotermica	-	-	429	-4,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	429	-4,7%
Eolica	15	-16,9%	19	+32,6%	439	+14,3%	1.039	+14,9%	239	+46,4%	343	+18,8%	158	+32,2%	2.251	+19,0%
Solare e altre	907	-53,4%	75	-68,9%	434	-29,7%	124	-61,3%	27	-62,1%	271	+29,1%	141	-22,6%	1.979	-44,8%
<b>Sistemi di accumulo</b>	<b>234</b>	<b>-42,0%</b>	<b>1</b>	<b>+22,0%</b>	<b>37</b>	<b>+20,7%</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>+30,4%</b>	<b>64</b>	<b>+2928,1%</b>	<b>338</b>	<b>-22,8%</b>
Pompaggio	174	-51,8%	0	-	23	+12,9%	0	-	0	-	0	-100,0%	0	-100,0%	197	-48,4%
Bess e altri accumuli	60	+40,0%	1	+22,0%	14	+36,4%	0	-	0	-	1	+8415,6%	64	+2951,8%	141	+149,5%
<b>Totale</b>	<b>8.784</b>	<b>-11,3%</b>	<b>1.339</b>	<b>+13,5%</b>	<b>2.674</b>	<b>+13,9%</b>	<b>2.524</b>	<b>+6,8%</b>	<b>1.047</b>	<b>+107,9%</b>	<b>1.214</b>	<b>+50,2%</b>	<b>1.005</b>	<b>-4,9%</b>	<b>18.587</b>	<b>+2,3%</b>

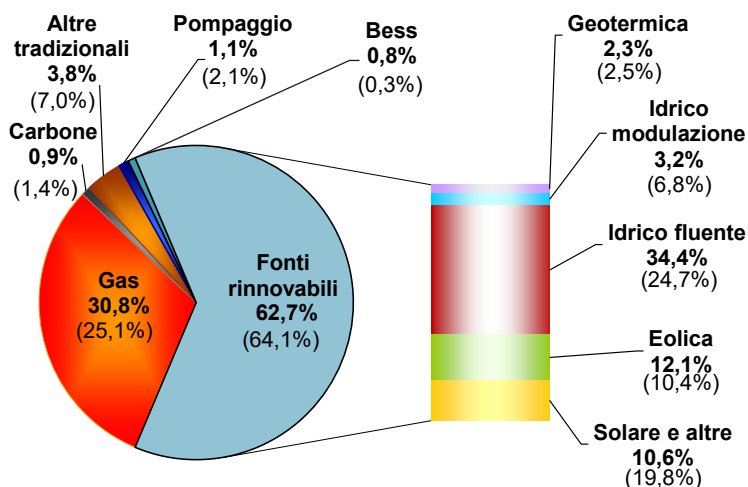
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

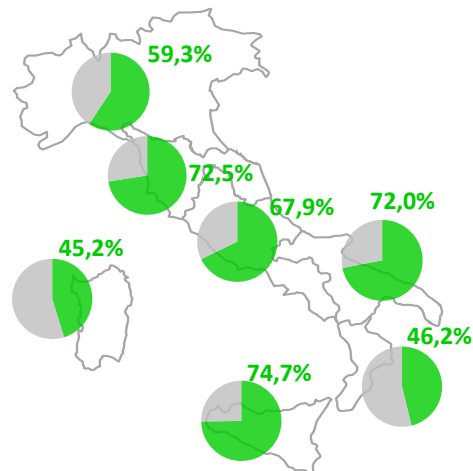
Fonte: GME

Grafico 6: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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



## LE FRONTIERE ESTERE

Il saldo con l'estero nel mese di maggio registra ancora una flessione, attestandosi a 3,8 TWh (-0,7 TWh su aprile), il minimo da febbraio. Sul lato delle vendite estere, il calo rispecchia una flessione dei flussi in entrata diffuso su tutte le frontiere, anche in virtù di restringimenti o inibizioni delle

interconnessioni con l'Italia. Sul lato degli acquisti esteri, si rileva una lieve crescita dei flussi in uscita verso Svizzera, Montenegro e la frontiera slovena, dove si osservano prezzi esteri più frequentemente superiori o uguali al riferimento del Nord (Tabella 7 e Figura 1).

Tabella 7: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale GWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale GWh	Coupling GWh	Limite MW medi	Totale GWh	Coupling GWh
Italia - Francia*	2.090 (2.024)	98,2% (95,7%)	1,5% (1,6%)	0,3% (2,7%)	79,1% (78,5%)	- (-)	3.197 (3.166)	2.099 (2.027)	2.092 (2.027)	1.823 (1.946)	9 (3)	9 (3)
Italia - Svizzera	1.672 (1.329)	91,2% (90,5%)	8,8% (9,4%)	- (0,1%)	- (-)	- (-)	2.832 (2.306)	1.813 (1.402)	n/a n/a	1.974 (2.709)	142 (74)	n/a n/a
Italia - Austria*	155 (138)	69,7% (70,3%)	29,0% (25,7%)	1,3% (4,0%)	60,0% (60,8%)	25,9% (22,7%)	386 (350)	185 (165)	185 (165)	146 (147)	30 (27)	30 (27)
Italia - Slovenia*	-100 (-128)	47,0% (36,0%)	51,2% (59,4%)	1,8% (4,6%)	36,5% (24,2%)	37,9% (38,0%)	379 (393)	128 (93)	128 (93)	661 (602)	228 (220)	228 (220)
Italia - Montenegro	47 (116)	45,6% (63,0%)	53,0% (36,3%)	1,4% (0,7%)	0,7% (2,7%)	- (-)	408 (538)	181 (237)	n/a n/a	622 (946)	134 (121)	n/a n/a
Italia - Grecia*	0 (-)	- (-)	- (-)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	0 (-)	0 (-)	0 (-)	0 (-)	0 (-)	0 (-)
Italia - Malta	-77 (-69)	- (-)	98,3% (94,5%)	1,7% (5,5%)	- (-)	1,2% (-)	225 (225)	0 (-)	n/a n/a	225 (225)	77 (69)	n/a n/a
<b>TOTALE**</b>	<b>3.786</b> (3.410)							<b>4.407</b> (3.924)	<b>2.405</b> (2.285)		<b>620</b> (514)	<b>267</b> (250)

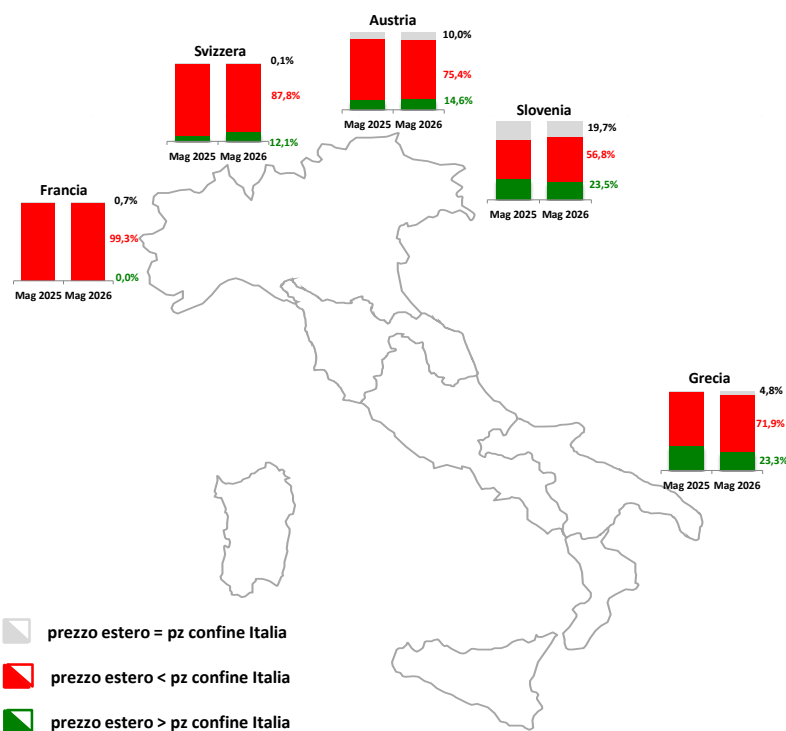
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\* 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 dei periodi 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



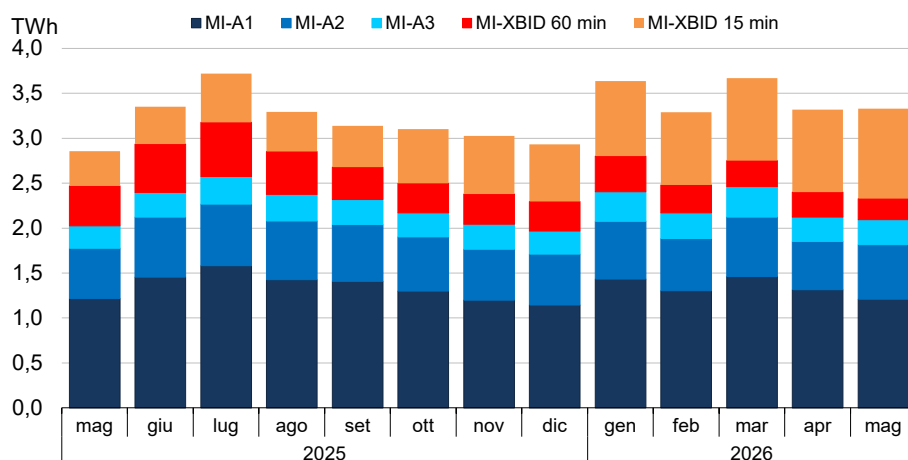
## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Sul Mercato Infragiornaliero i volumi si mantengono sostanzialmente stabili sui livelli del mese precedente, pari a 3,3 TWh. Deboli variazioni negli scambi possono essere osservate sui primi due mercati in asta, con il MI-A1 in calo a 1,2 TWh (-0,1 TWh) e il MI-A2 in crescita a 0,6 TWh (+0,1 TWh), mentre rimangono pressoché invariati i volumi sul MI-A3, a 0,3 TWh. Anche sul mercato a negoziazione continua non si registrano significative movimentazioni nei volumi, fondamentalmente stabili a 1,2 TWh e con il prodotto a MTU 15 minuti che copre oltre l'80% della liquidità del mercato (circa 1,0 TWh). Il numero di abbinamenti si porta sul livello più alto dall'avvio del mercato, a 2,6 milioni (di cui oltre 2,5 milioni sul XBID a 15

minuti), concentrati nelle fasi 2 e 3 (sempre circa il 90% per entrambi i prodotti), con la quota degli scambi con l'estero in calo al 35% (-3 p.p.) e quella degli scambi tra zone nazionali e all'interno della medesima zona nazionale in aumento al 52% (+2 p.p.) e al 13% (+1 p.p.). I prezzi medi, in virtù di lievi variazioni, si attestano sui mercati in asta a 112/118 €/MWh (-1/+4 €/MWh) e su XBID a 123/124 €/MWh (+1 €/MWh), con quotazioni inferiori ai corrispondenti valori del MGP sui mercati in asta e superiori sul mercato a negoziazione continua (Grafico 7, Grafico 8, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10). Infine, sul prodotto a 15 minuti di XBID si registrano minimi al quarto d'ora di -497 €/MWh nelle zone Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna.

Grafico 7: 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	
	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %
Nord	481	-22,3%	225	-1,5%	98	6,9%	804	-14,4%	61	-44,7%	277	163,5%	1.142	-1,4%
Centro Nord	123	54,4%	47	-3,3%	21	25,1%	191	31,8%	23	-53,8%	92	143,1%	307	30,8%
Centro Sud	148	-16,1%	83	-1,4%	39	1,5%	271	-9,7%	15	-60,2%	92	157,5%	378	1,0%
Sud	169	11,0%	92	10,1%	38	-20,7%	298	5,4%	23	-51,1%	107	172,3%	429	15,3%
Calabria	32	23,8%	19	38,0%	8	-3,6%	60	23,2%	4	-32,3%	16	265,2%	80	36,2%
Sicilia	91	61,3%	44	59,0%	22	28,5%	157	55,1%	10	-28,5%	62	564,2%	228	83,5%
Sardegna	67	55,8%	33	-3,3%	10	-14,8%	110	23,7%	2	-61,3%	26	177,8%	138	32,8%
Estero	100	57,2%	61	56,6%	42	136,7%	203	68,7%	97	-44,5%	328	147,7%	627	45,3%
<b>Totale</b>	<b>1.211</b>	<b>-0,5%</b>	<b>603</b>	<b>8,0%</b>	<b>279</b>	<b>11,2%</b>	<b>2.093</b>	<b>3,3%</b>	<b>235</b>	<b>-47,2%</b>	<b>1.000</b>	<b>167,7%</b>	<b>3.328</b>	<b>16,5%</b>

Tabella 9: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA				Mercato Infragiornaliero			
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID 60 min		XBID 15 min		Totale	
	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %
Nord	541	-12,8%	216	-6,4%	94	2,0%	851	-9,8%	73	-51,9%	295	127,6%	1.219	-0,9%
Centro Nord	62	8,8%	35	7,8%	15	2,5%	112	7,6%	21	-52,3%	93	192,9%	226	24,9%
Centro Sud	153	-18,9%	89	-2,9%	36	-11,5%	278	-13,4%	17	-57,1%	104	129,1%	400	-2,1%
Sud	190	13,8%	90	9,9%	37	-13,1%	317	8,8%	22	-58,1%	101	127,3%	441	12,7%
Calabria	62	82,4%	26	126,5%	13	14,3%	101	77,3%	4	-46,7%	18	179,0%	122	73,4%
Sicilia	78	100,0%	47	75,0%	20	39,6%	145	80,7%	10	-34,0%	72	595,8%	227	112,9%
Sardegna	57	45,8%	27	27,6%	11	-0,1%	95	33,3%	2	-67,7%	27	197,2%	124	42,4%
Esterio	68	-4,6%	74	18,1%	52	123,5%	194	23,5%	85	-32,6%	290	200,5%	569	48,6%
<b>Totale</b>	<b>1.211</b>	<b>-0,5%</b>	<b>603</b>	<b>8,0%</b>	<b>279</b>	<b>11,2%</b>	<b>2.093</b>	<b>3,3%</b>	<b>235</b>	<b>-47,2%</b>	<b>1.000</b>	<b>167,7%</b>	<b>3.328</b>	<b>16,5%</b>

Grafico 8: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

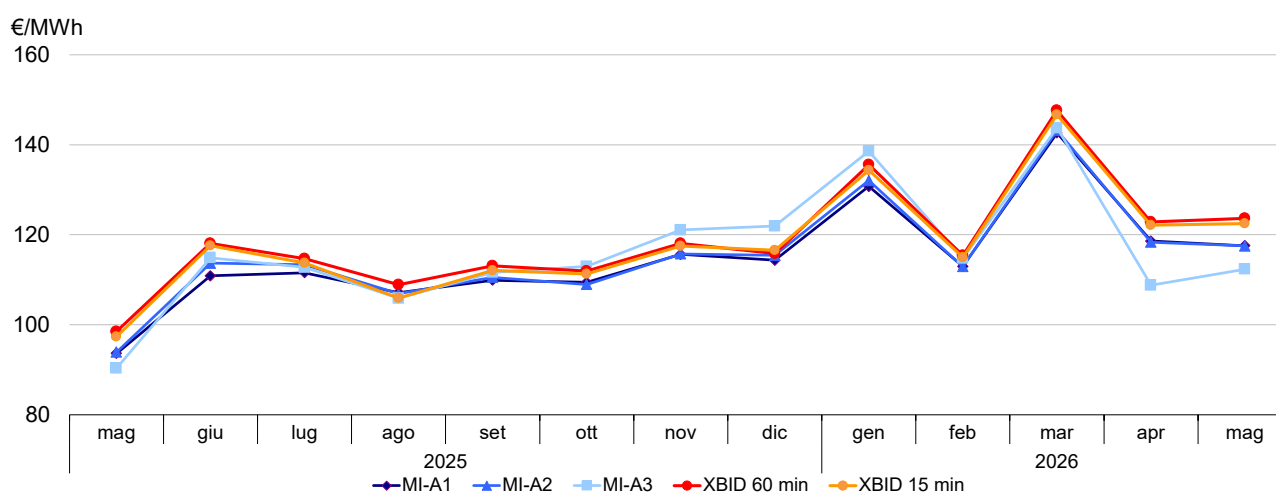


Tabella 10: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero									
	MGP (1-24 h)	MGP (13-24 h)	ASTA			NEGOZIAZIONE CONTINUA						
			MI-A1	MI-A2	MI-A3	XBID 60 min		XBID 15 min				
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	122,53	117,65	122,21	30,2%	122,55	30,2%	117,46	29,9%	125,22	28,6%	125,71	30,2%
Centro Nord	122,53	117,65	122,22	28,8%	122,48	29,0%	117,32	28,1%	125,21	25,1%	126,58	28,9%
Centro Sud	114,08	108,03	113,41	21,4%	115,04	22,7%	109,96	21,4%	119,78	23,0%	118,48	22,6%
Sud	111,88	105,44	110,50	18,3%	112,07	19,6%	105,99	17,0%	116,88	19,1%	115,90	19,5%
Calabria	111,79	105,43	110,25	17,9%	111,90	19,1%	105,76	16,1%	116,22	20,2%	115,44	16,0%
Sicilia	111,63	105,20	110,15	16,8%	111,84	18,3%	105,56	14,6%	117,68	19,3%	115,56	18,2%
Sardegna	110,78	103,35	110,12	23,4%	112,05	24,8%	105,32	27,7%	114,49	23,0%	115,80	21,7%

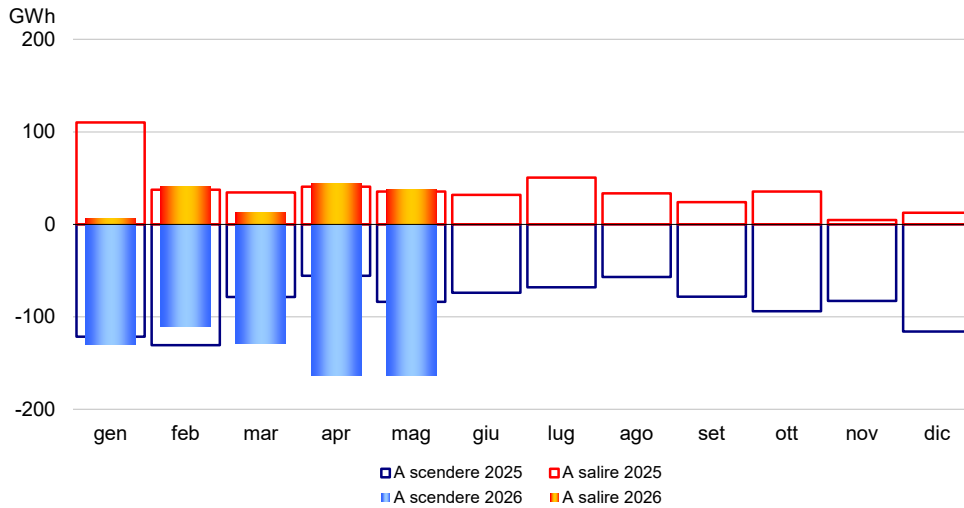
NOTE: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore). Si fornisce il dato MGP (13-24 h) per confronto con MI-A3.

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

Sul MSD ex-ante le vendite del TSO sul mercato a scendere risultano pari a 164 GWh, mentre i suoi acquisti sul mercato a salire si attestano a 37 GWh (Grafico 9).

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

Fonte: GME



## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

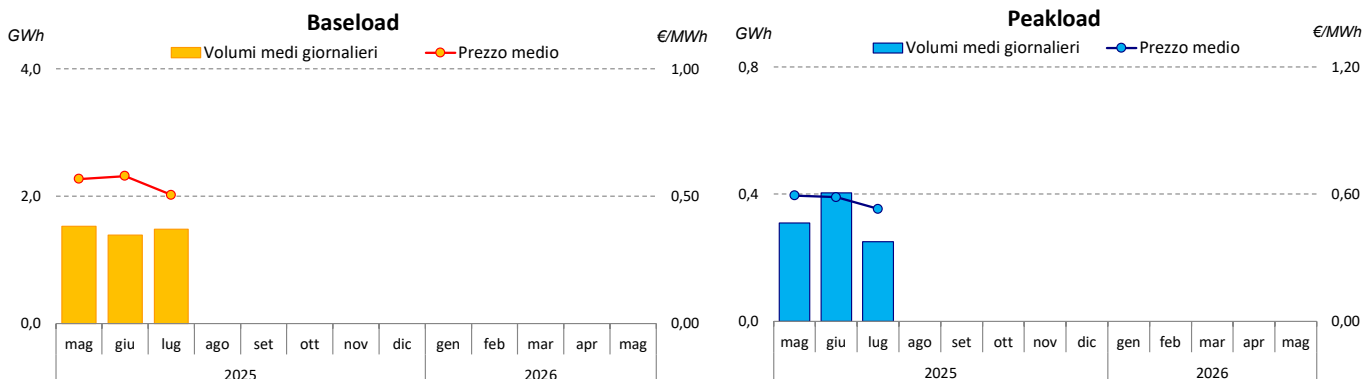
Non si registrano scambi sul MPEG nel mese di maggio (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	GWh	GWh/g
Baseload	-	0/31	-	-	-	-	-
	(23)	14/31	(0,57)	(0,50)	(0,70)	(21,4)	(1,5)
Peakload	-	0/21	-	-	-	(-)	(-)
	(8)	7/22	(0,59)	(0,55)	(0,70)	(2,2)	(0,3)
<b>Totale</b>	-					-	
	(31)					(24)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

A maggio si osservano 2 transazioni OTC registrate a fini di clearing per 11,0 GWh, riferite ai prodotti baseload IV Trimestre 2026 (2,2 GWh) e Anno 2027 (8,8 GWh). Il prodotto baseload relativo al mese di giugno 2026 chiude il periodo di contrattazione con una posizione aperta sul baseload di 30,2

GWh. Per effetto delle suddette dinamiche, la posizione aperta complessiva a fine mese scende a 202,9 GWh (-19,3 GWh). I prezzi di controllo salgono sui prodotti mensili di luglio e agosto 2026 e sui prodotti relativi al terzo trimestre 2026 (+3%/+21%) e rimangono stabili sugli altri prodotti (Tabella 11 e Grafico 10).

Tabella 11: MTE, prodotti negoziabili a maggio

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione				MW mese in corso	MW mese precedente	MW	GWh
Giugno 2026	117,09	+0,0%	-	-	-	-	-	42	30
Luglio 2026	136,20	+20,6%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2026	149,33	+21,0%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2026	138,15	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2026	141,26	+3,1%	-	-	-	-	2	39	86
IV Trimestre 2026	135,10	+0,0%	-	-	1	1	-	37	82
I Trimestre 2027	124,00	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2027	93,43	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2027	111,01	+0,0%	-	-	1	1	-	4	35
<b>Totale</b>			-	-	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>		<b>203</b>

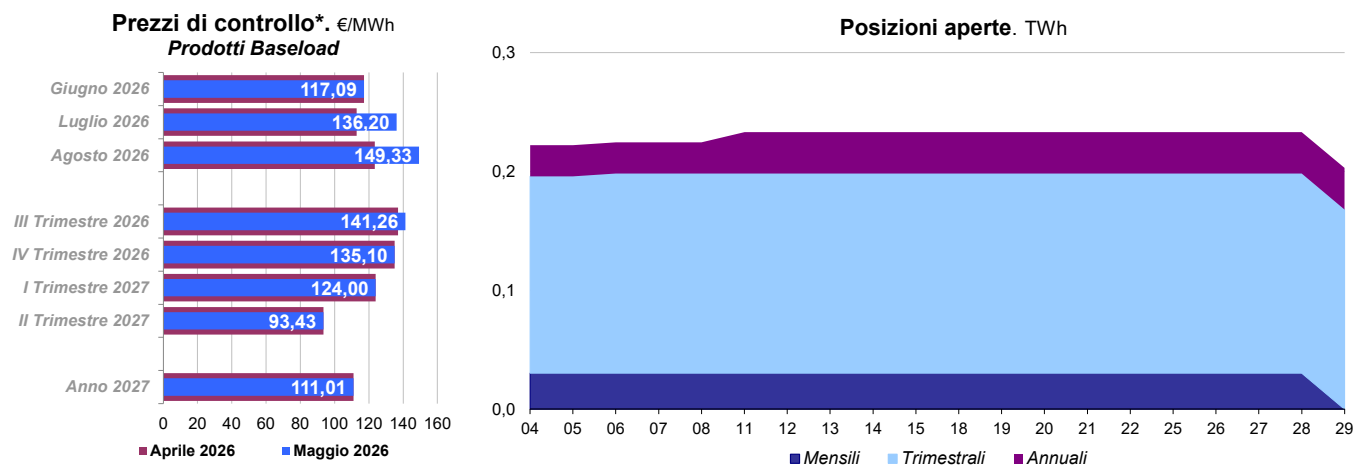
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione				MW mese in corso	MW mese precedente	MW	GWh
Giugno 2026	112,62	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Luglio 2026	133,95	+13,1%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2026	145,56	+21,1%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2026	136,02	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2026	138,33	+5,5%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2026	144,62	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2027	130,26	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2027	93,41	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2027	115,94	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>			-	-	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>		<b>203</b>

\* 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 10: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Sulla PCE le transazioni registrate si portano a 16,2 TWh (-1,8% su aprile in media al quarto d'ora). Mostra una flessione anche la posizione netta, attestatasi a 10,3 TWh (-1,0%), con il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta (Turnover)

in calo a 1,57. Nei conti in immissione i programmi registrati si attestano a 3,6 TWh, e in prelievo a 7,2 TWh, mentre gli sbilanciamenti a programma risultano rispettivamente pari a 6,7 TWh e a 3,0 TWh (Tabella 12, Grafico 11).

Tabella 12: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a maggio e programmi

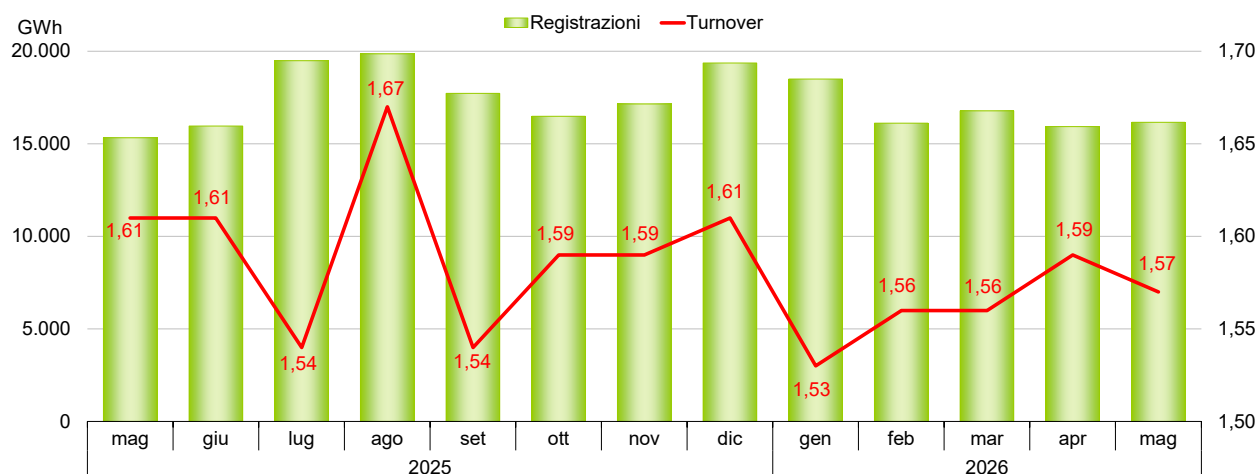
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	GWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					GWh	Variazione	GWh	Variazione
Baseload	1.907	- 16,0%	11,8%	Richiesti	4.620	+0,5%	7.244	+10,7%
Off Peak	0	-	-	Rifiutati	1.045	+80,7%	2	+606,3%
Peak	7	+2,5%	0,0%	<b>Registrati</b>	<b>3.574</b>	<b>-11,0%</b>	<b>7.242</b>	<b>+10,7%</b>
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	1.914	- 15,9%	11,8%	Sbilanciamenti a programma	6.689	+20,9%	3.021	+0,4%
Totale Non standard	14.211	+9,2%	87,9%	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.668</b>	<b>+45,3%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>16.125</b>	<b>+5,4%</b>	<b>99,8%</b>					
<b>MTE</b>	<b>34</b>	<b>+155,6%</b>	<b>0,2%</b>					
<b>MPEG</b>	<b>-</b>	<b>- 100,0%</b>	<b>-</b>					
<b>TOTALE PCE</b>	<b>16.159</b>	<b>+5,4%</b>	<b>100,0%</b>					
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>10.263</b>	<b>+7,5%</b>						

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

Grafico 11: PCE, contratti registrati e Turnover

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A maggio nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 15,6 TWh, rappresentando una quota sul totale consumato nel sistema superiore al 40%. Gli scambi risultano concentrati sull'orizzonte day-ahead, in particolare nel mercato a negoziazione continua

(10,0 TWh). Con riferimento ai prezzi, a maggio l'IG Index (IGI) si porta a 46,89 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti del GME, comprese principalmente tra 47-48 €/MWh, e sugli altri hub europei.

## IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

A maggio l'IG Index (IGI) si porta in media a 46,89 €/MWh, in rialzo rispetto ad aprile (+0,90 €/MWh), mostrando un andamento crescente nella parte centrale del mese quando raggiunge i 53 €/MWh. La dinamica appare in linea con quanto osservato sulle principali quotazioni europee, tra

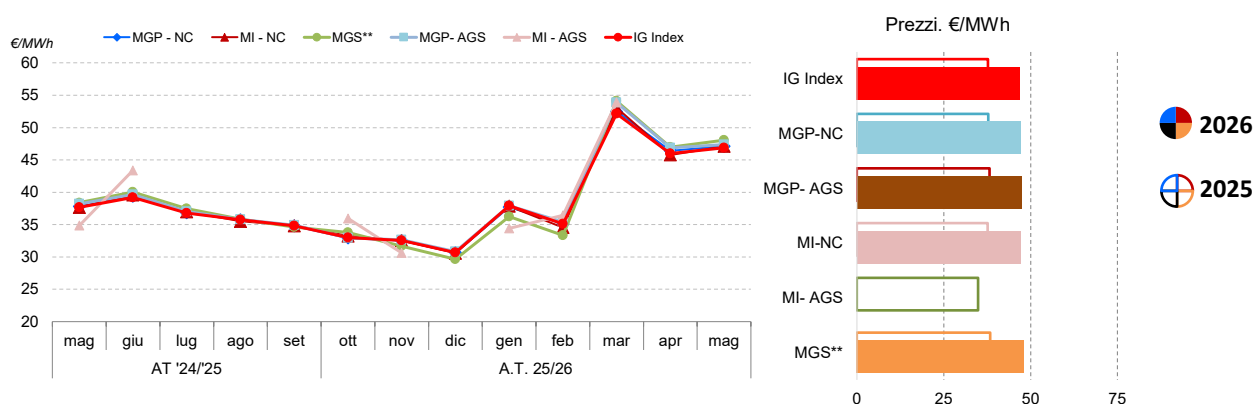
cui il TTF, che sale a 47,41 €/MWh (+1,71 €/MWh), per uno spread IGI-TTF che si inverte e si attesta a -0,52 €/MWh. Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, anch'essi in aumento rispetto al mese precedente, risultano tutti concentrati nell'intorno di 47-48 €/MWh.

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

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				
	Media	Var	Min	Max	
<b>IG Index</b>	46,89	(37,69)	+24,4%	41,96	53,07
<b>MP-GAS</b>					
<i>MGP</i>					
<i>Negoziazione continua</i>	47,14	(37,79)	+24,7%	40,00	54,00
<i>Comparto AGS</i>	47,37	(38,22)	+24,0%	42,59	52,30
<i>MI</i>					
<i>Negoziazione continua</i>	47,12	(37,66)	+25,1%	40,20	53,50
<i>Comparto AGS</i>	-	(34,85)	-100,0%	-	-
<i>MGS**</i>	48,08	(38,38)	+25,3%	44,02	52,30
<i>Stogit</i>	48,08	(38,38)	+25,3%	44,02	52,30
<i>Edison</i>	-	(-)	-	-	-
<i>MPL</i>	-	(-)	-	-	-

Tra parentesi i valori nello 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.

## I VOLUMI SUI MERCATI DEL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) risultano pari a 15,6 TWh (erano 17,3 TWh ad aprile), con una quota sul totale consumato nel sistema gas che si conferma su livelli molto alti, pari a 42% (in linea con il mese precedente). Gli scambi sull'orizzonte day-ahead si attestano a 12,4 TWh (erano 13,3 TWh ad aprile), di questi 10,0 TWh (-14%) contrattati nel comparto a negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si porta al 64%. In aumento, invece, rispetto al mese precedente i volumi scambiati nel comparto AGS, pari a 2,5 TWh (+12%) e 16% del totale MP-GAS, relativi principalmente a movimentazioni in acquisto di Snam. Gli scambi sull'orizzonte intraday si portano a 2,9

TWh (3,3 TWh ad aprile), riguardanti esclusivamente la negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si attesta al 19%. Su tale mercato le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento risultano pari a 0,4 TWh, mentre le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB ammontano a 2,5 TWh. Nessuno scambio nel comparto AGS. Le quantità scambiate sul MGS risultano in flessione rispetto ad aprile (0,3 TWh, -52%), in corrispondenza di significative riduzioni sia delle movimentazioni effettuate da Snam (0,14 TWh) e che delle contrattazioni tra operatori terzi (0,15 TWh). Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a maggio non sono stati registrati scambi.

Figura 2: MP-GAS - volumi sui mercati GME

Fonte: dati GME

	Volumi. MWh		Var
	Totale		
<b>MP-GAS</b>			
<i>MGP</i>			
Negoziazione continua	9.957.216	(8.173.296)	+21,8%
Comparto AGS	2.455.896	(3.476.952)	-29,4%
<i>MI</i>			
Negoziazione continua	2.920.032	(2.514.168)	+16,1%
Comparto AGS	-	(79.464)	-100,0%
<i>MGS**</i>			
Stogit	287.740	(293.579)	-2,0%
Edison	-	(-)	
MPL	-	(-)	

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

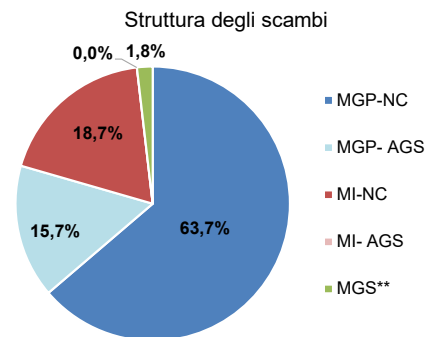
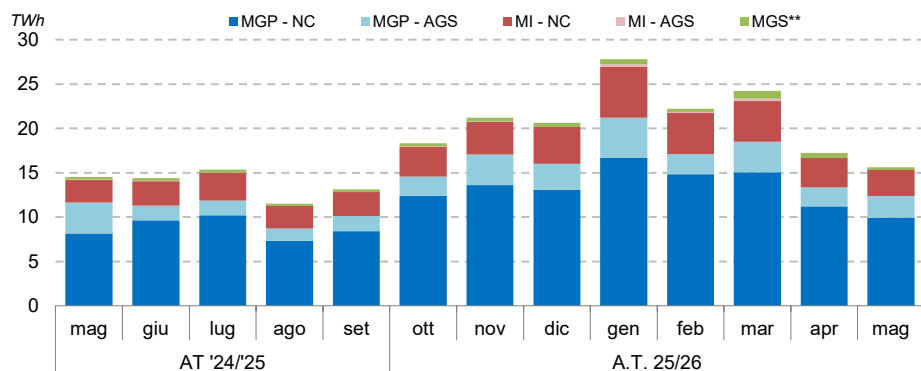


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Stogit Adriatica			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
<b>Totale</b>	<b>287.740</b>	(293.579)	<b>287.740</b>	(293.579)	-	(-)	-	(-)
SRG	57.565	(128.246)	81.120	(25.844)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	57.565	(128.246)	81.120	(25.844)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	230.175	(165.333)	206.621	(267.735)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

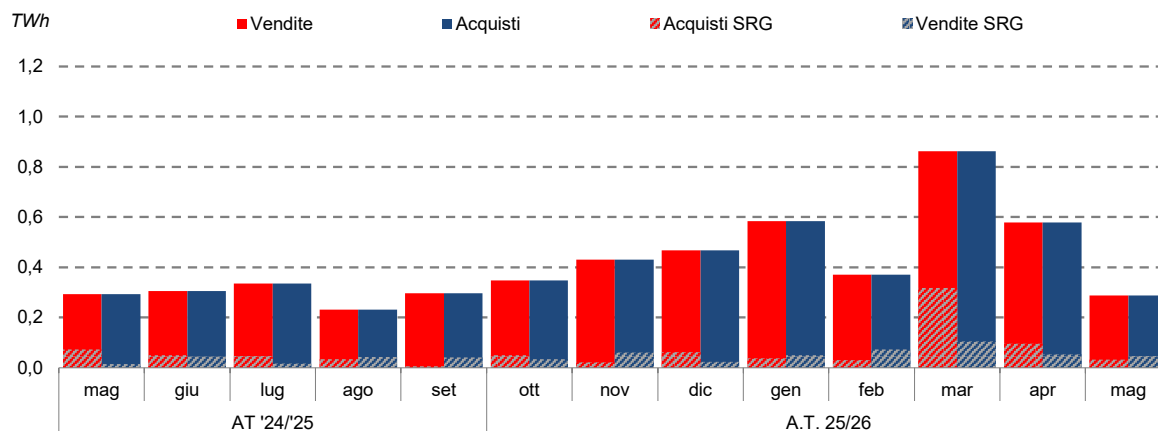
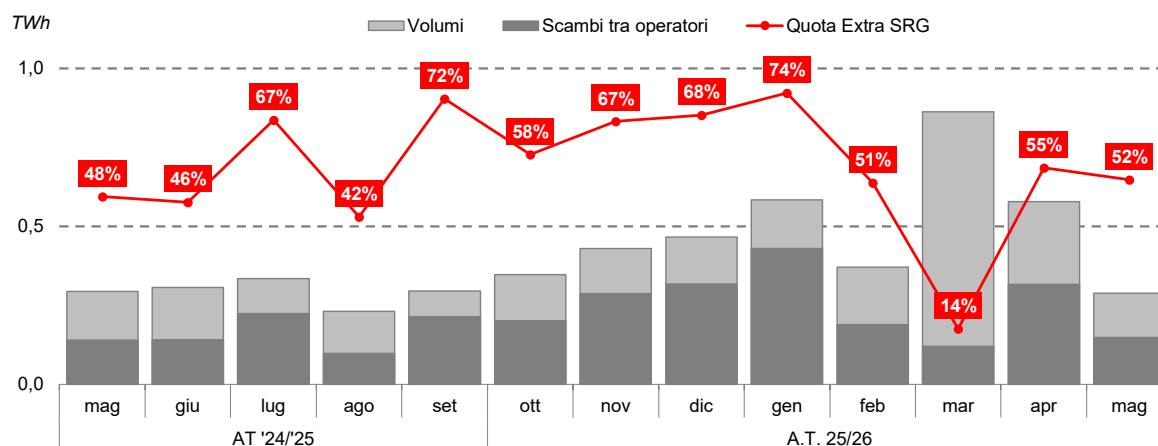


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC			Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi	variazioni %	MWh/g	MWh	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2026-05	-	-	44,86	0,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2026-06	-	-	51,49	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-06	-	-	51,85	10,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-07	-	-	46,11	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-08	-	-	49,45	1,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-09	-	-	49,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-03	-	-	48,46	4,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-04	-	-	44,47	-0,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-01	-	-	47,26	3,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-02	-	-	37,75	-0,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2026/2027	-	-	46,94	1,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2027	-	-	37,19	-0,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2027	-	-	39,13	1,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

## IL SISTEMA GAS

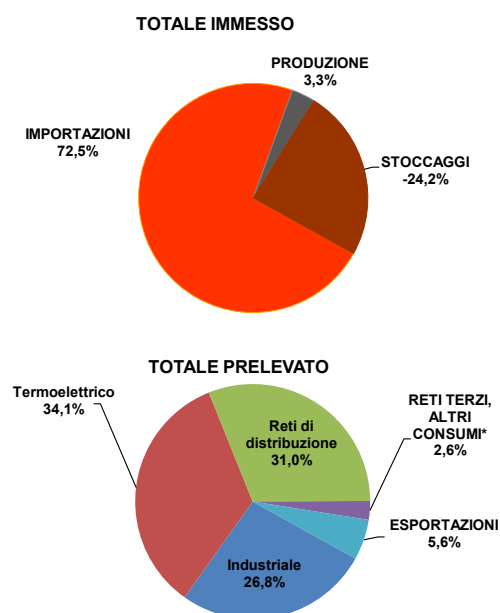
A maggio la Domanda Italia si attesta a 3.494 milioni di mc (36,9 TWh), in flessione rispetto al mese precedente per effetto di un significativo calo dei prelievi nel comparto civile (1.147 milioni di mc, 12,1 TWh), mentre risultano moderate le riduzioni dei consumi nel settore termoelettrico (1.260 milioni di mc, 13,3 TWh) e industriale (991 milioni di mc, 10,5 TWh). In flessione anche le esportazioni, pari a 205 milioni di mc (2,2 TWh). Sul lato delle importazioni (5.193 milioni di mc, 54,9 TWh) diminuiscono lievemente su base mensile i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.302 milioni di mc (34,9 TWh), mentre aumentano

i flussi tramite rigassificatori GNL, a 1.711 milioni di mc (18,1 TWh), con una quota sul totale di questi ultimi al 33%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra significative dinamiche rialziste rispetto ad aprile soprattutto a Mazara (21,7 TWh, 40% del totale). Scendono invece, i flussi a Passo Gries (3,9 TWh, 7% del totale). Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (18,3 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 6.492 milioni di mc (68,6 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.
<b>IMPORTAZIONI</b>	<b>5.193</b>	<b>54,9</b>	<b>-7,0%</b>
Mazara	2.054	21,7	+11,0%
Tarvisio	0	0,0	-99,9%
Passo Gries	371	3,9	-56,7%
Gela	46	0,5	-57,4%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	831	8,8	+3,8%
Panigaglia (GNL)	185	2,0	-34,2%
Cavarzere (GNL)	755	8,0	-11,8%
Livorno (GNL)	377	4,0	-4,9%
Piombino (GNL)	395	4,2	-2,4%
Ravenna	179	2	+814,1%
<b>PRODUZIONE</b>	<b>238</b>	<b>2,5</b>	<b>-11,1%</b>
<b>STOCCAGGI</b>	<b>-1.731</b>	<b>-18,3</b>	<b>-28,1%</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>3.699</b>	<b>39,1</b>	<b>+7,4%</b>
<b>RICONSEGNE SNAM RETE GAS</b>	<b>3.398</b>	<b>35,9</b>	<b>+7,8%</b>
Industriale	991	10,5	-2,8%
Termoelettrico	1.260	13,3	+25,3%
Reti di distribuzione	1.147	12,1	+1,8%
<b>RETI TERZI, ALTRI CONSUMI*</b>	<b>96</b>	<b>1,0</b>	<b>-25,3%</b>
<b>DOMANDA ITALIA</b>	<b>3.494</b>	<b>36,9</b>	<b>+6,5%</b>
<b>ESPORTAZIONI</b>	<b>205</b>	<b>2,2</b>	<b>+25,4%</b>
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>3.699</b>	<b>39</b>	<b>+7,4%</b>

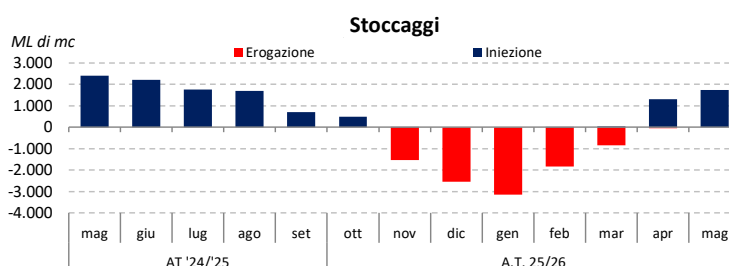
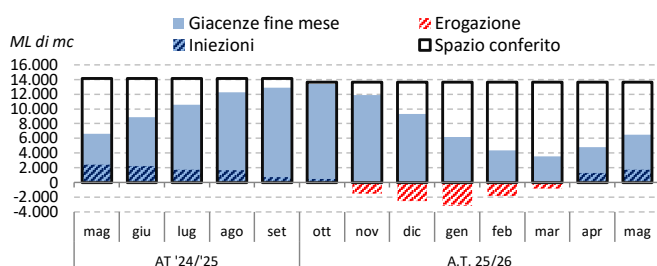


\* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato, delta line pack

Figura 5: Stoccaggio

Fonte: dati SRG

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/05/2026)</b>	<b>6.492</b>	<b>68,6</b>	<b>-2,3%</b>
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	1.731	18,3	-28,1%
<b>Flusso netto</b>	<b>1.731</b>	<b>18,3</b>	<b>-28,1%</b>
Spazio conferito su base annuale	13.609	143,9	-3,6%
<b>Giacenza/Spazio conferito</b>	<b>47,7%</b>		<b>+0,7 p.p.</b>



# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ In un contesto internazionale ancora incerto, restano molto elevate le quotazioni del Brent, sebbene in calo mensile.

Tornano in aumento i principali riferimenti europei del gas e soprattutto dell'elettricità, ad eccezione del Pun Index.

A maggio il prezzo del Brent (114,70 \$/bbl) risulta sui massimi dall'estate 2022 e inferiore solo a quello di aprile (-14%); un'analogica dinamica si osserva per il gasolio, a 1.142,51 \$/MT (-9%), e sale ai massimi dallo stesso periodo anche l'olio combustibile (700,56 \$/MT, +9%), mentre il carbone si attesta a 118,54 \$/MT. Rialziste le aspettative dei mercati a

termine per i prossimi mesi, con quotazioni attese inferiori agli attuali livelli spot per Brent e derivati e analoghe per il carbone. L'intensità delle variazioni mensili di greggio e combustibili non si modifica nella loro conversione in euro, in corrispondenza di un tasso di cambio euro/dollaro invariato (1,17 €/€).

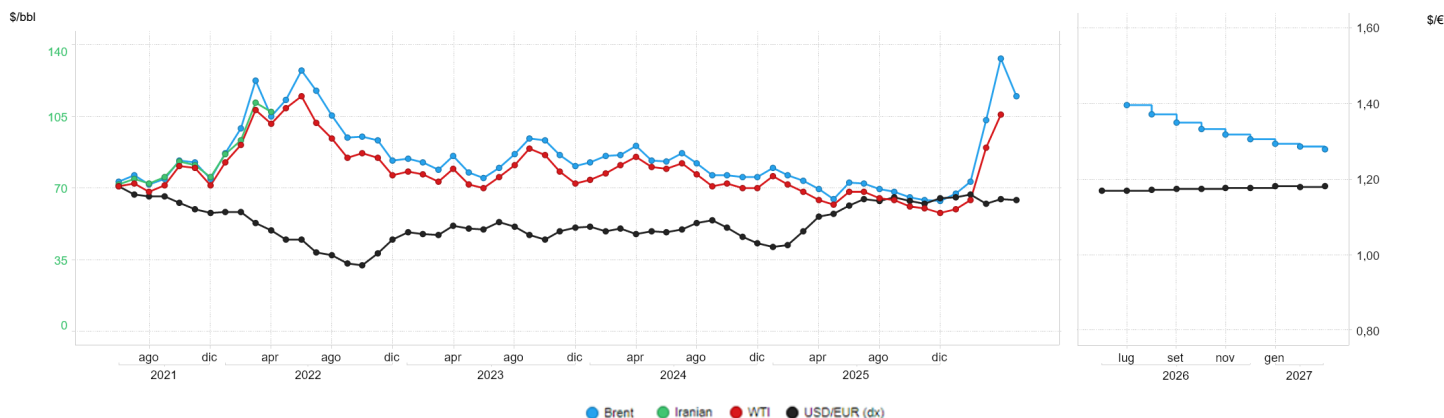
Tabella 1: Greggio e combustibili\*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

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	114,70	-14%	77%				104,30	8%	99,99	9%		
Olio Combustibile	USD/MT	700,56	9%	57%	605,92	577,20	6%	559,90	6%	546,63	6%	472,31	3%
Gasolio	USD/MT	1.142,51	-9%	93%	1.307,25	1.149,33	2%	1.113,96	7%	1.065,13	8%		
Carbone	USD/MT	118,54	12%	21%	110,44	118,54	7%	119,90	6%	121,00	4%	118,23	4%

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	98,21	-14%	71%			-	89,09	-	85,30	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	599,78	9%	52%		493,65	-	478,26	-	466,35	-	399,23	-
Gasolio	EUR/MT	978,12	-9%	86%		983,16	-	951,72	-	908,89	-		-
Carbone	EUR/MT	101,51	12%	17%		101,38	-	102,42	-	103,23	-	99,93	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,17	0%	4%	1,17	1,17	-	1,17	-	1,17	-	1,18	-

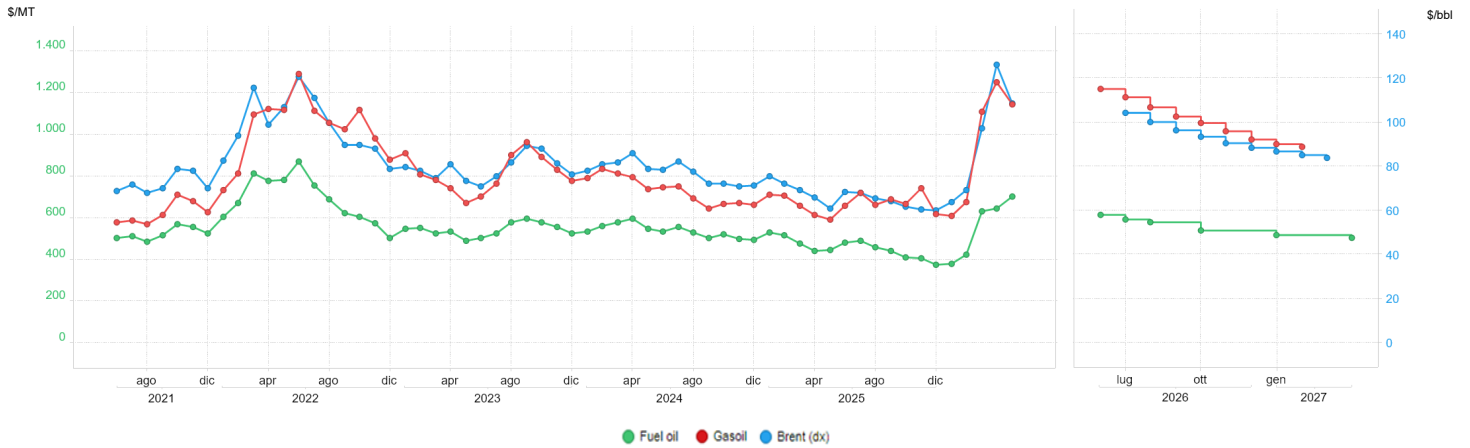
Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica



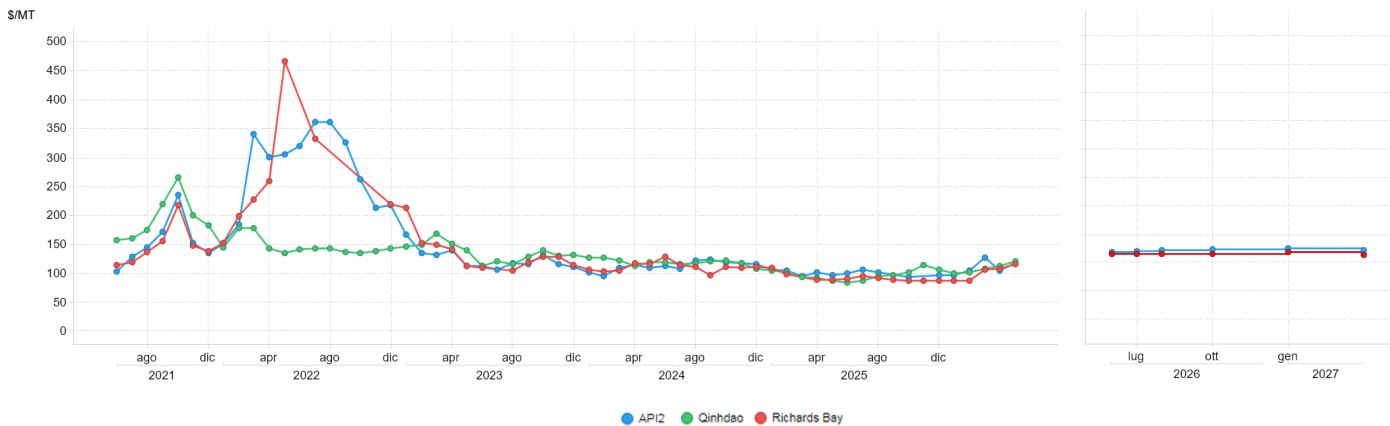
Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica



Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 3: Carbone\*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica



Fonte: LSEG Data & Analytics

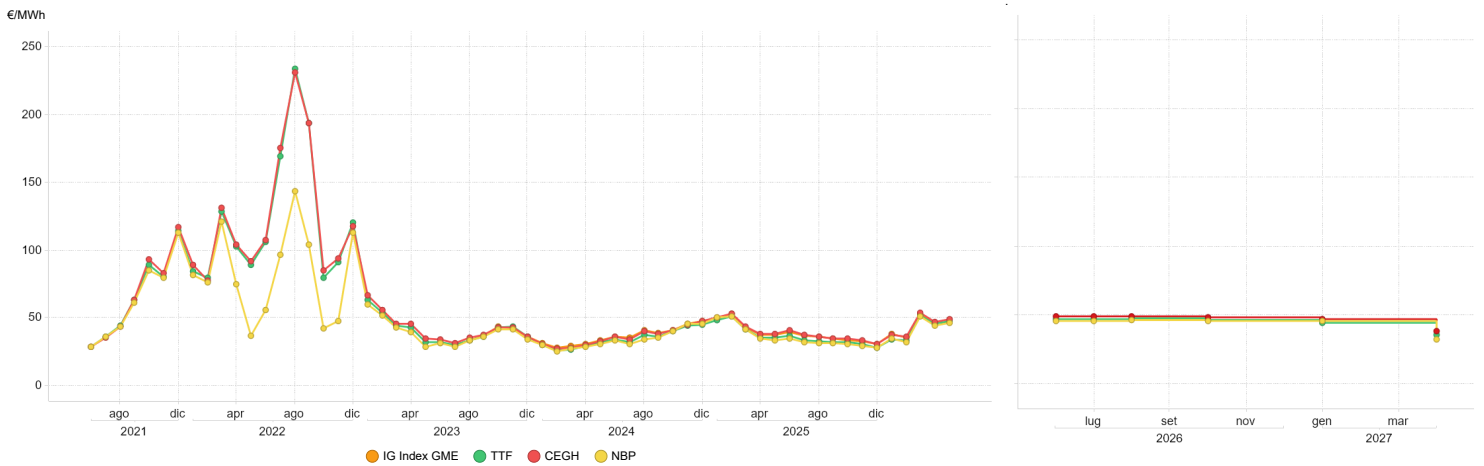
\*A partire dal 1° aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alle quotazioni future M+1, per le quali a partire dal 1° aprile 2026 il fornitore ha modificato il prodotto utilizzato come riferimento.

In aumento i principali riferimenti del gas, con l'IG Index del GME a 46,89 €/MWh (+2% su aprile), il TTF olandese a 47,41 €/MWh (+4%) e il loro spread negativo per la prima volta da

dicembre 2023 (-0,52 €/MWh). I mercati a termine esprimono aspettative rialziste, con livelli attesi del TTF nei prossimi mesi di poco inferiori agli attuali spot.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine<sup>1</sup>. 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 (%)
<b>IG Index GME</b>	<b>IT</b>	46,89	2%	24%									
<b>TTF</b>	<b>NL</b>	47,41	4%	35%	47,55	46,99	4%	47,09	4%	47,33	9%	37,28	0%
<b>CEGH</b>	<b>AT</b>	48,96	5%	28%	45,21	48,82	4%	48,94	4%	49,03	4%	40,14	1%
<b>NBP</b>	<b>UK</b>	46,18	4%	38%	45,59	45,59	1%	45,50	0%	46,03	-61%		



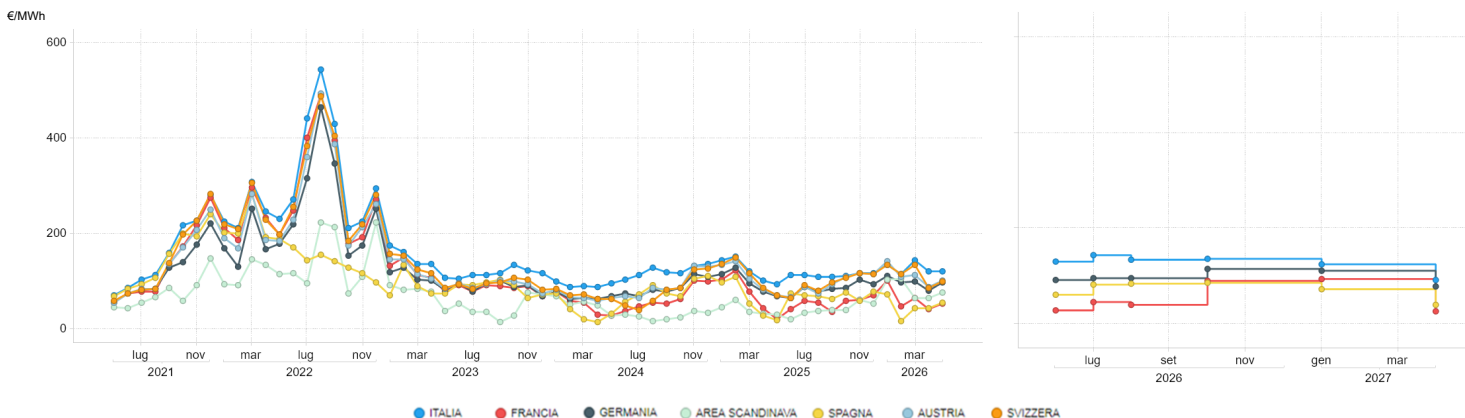
Fonte: LSEG Data & Analytics

Sulle principali borse elettriche, il Pun Index italiano si mantiene stabile poco sopra 119 €/MWh e riduce il suo differenziale dalle altre quotazioni europee, connotate da tassi di crescita in doppia cifra e poco sotto 100 €/MWh in Germania, Austria e Svizzera (+15/+24%), a 52/54 €/MWh in Francia e Spagna (+28/+31%)

e a 76 €/MWh nell'Area Scandinava (+20%). I mercati futures manifestano aspettative ovunque rialziste, con prezzi attesi a giugno e luglio progressivamente più alti degli spot attuali in Italia che dovrebbe tornare ad ampliare lo spread con Francia e Germania, attese su livelli inferiori a quelli di maggio.

Figura 2: Borse europee, quotazioni annuali e mensili spot\* e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

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 (%)
ITALIA	119,35	0%	28%	116,14	129,59	3%	142,24	4%	133,95	-1%	106,63	5%
FRANCIA	52,20	31%	169%	18,86	27,42	1%	43,54	13%	39,41	11%	54,76	0%
GERMANIA	97,54	24%	45%	76,70	91,06	6%	94,11	5%	94,05	5%	92,22	1%
AREA SCANDINAVA	76,15	20%	169%									
SPAGNA	54,23	28%	220%	44,10	60,68	10%	81,56	5%	82,77	8%	38,13	0%
AUSTRIA	99,98	15%	42%								59,40	4%
SVIZZERA	99,14	16%	41%									

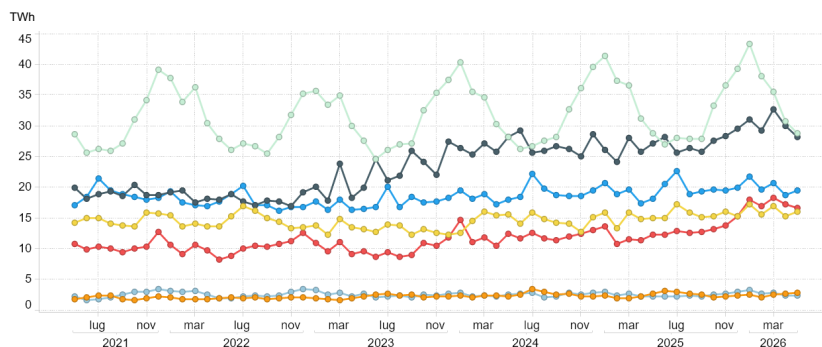


Fonte: LSEG Data & Analytics

Infine, crescono i volumi sui mercati spot in Italia (19,4 TWh, +4% su aprile) e in Spagna (16,0 TWh, +5%), mentre restano in calo in Germania (28,2 TWh, -6%), in Francia (16,6 TWh, -4%) e nell'Area scandinava (28,8 TWh, -14%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	19,4	4%	7%
FRANCIA	16,6	-4%	36%
GERMANIA	28,2	-6%	4%
AREA SCANDINAVA	28,8	-6%	0%
SPAGNA	16,0	5%	7%
AUSTRIA	2,3	2%	6%
SVIZZERA	2,7	5%	6%



Fonte: LSEG Data & Analytics

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

<sup>1</sup> 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), nell'ultimo mese dell'anno d'obbligo 2025, il prezzo medio cala a 250,81 €/tep (-1,4%) con gli scambi in aumento a 369 mila tep (+116%). Sulla piattaforma bilaterale, analogamente, si rilevano dinamiche ribassiste di prezzo (-2,7%), a fronte di un aumento di volumi (+76%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2025 il prezzo medio cresce a 1,70 €/MWh (+96%), a fronte

del calo delle quotazioni bilaterali a 0,10 €/MWh (-90%). Le Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2026, invece, mostrano quotazioni al rialzo sia sul mercato, a 1,75 €/MWh (+58%), che sulla piattaforma bilaterale, a 3,35 €/MWh (+141%). Complessivamente gli scambi ammontano a 76 mila MWh sul mercato organizzato e 355 mila MWh sulla piattaforma bilaterale. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a maggio non sono stati registrati scambi.

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

Nel mese di maggio 2026 il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 250,81 €/tep, in calo dell'1,4% rispetto al mese precedente. In flessione a 228,11 €/tep anche la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (-2,7%), che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a quasi 23 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 0,5 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 91% (-2,5 p.p. su aprile). In crescita al 66% (+11 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (249,01-254,00 €/tep). Nelle cinque sessioni di mercato tenutesi a maggio, i titoli negoziati crescono a 369 mila tep sul MTEE (+116%

su aprile), con la liquidità del mercato al 61% (-5 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza anche della crescita delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 236 mila tep (+76%). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine maggio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 77.432.377 tep, in aumento di 491.774 tep rispetto a fine aprile. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 5.131.235 tep, in aumento di 491.774 tep rispetto al mese precedente, in virtù dell'annullamento dei titoli relativo agli obblighi degli anni precedenti. L'analisi delle cinque sessioni mostra quotazioni medie comprese tra i 250 €/tep ed i 252 €/tep e volumi medi scambiati pari a oltre 80 mila tep, fatta eccezione per la sessione del 29 maggio, con volumi significativamente inferiori.

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	250,81	-1,4%	249,01	254,00	369.010	+115,6%	92,55	+112,6%	3.293	+426,9%	0,9%	+0,5 p.p.	5	+4
Bilaterali	228,11	-2,7%	0,00	255,29	235.619	+75,8%	53,75	+71,1%						
con prezzo >1	250,25	+0,0%	206,50	255,29	214.777	+71,1%	53,75	+71,1%						
Totale	241,96	-1,5%	0,00	255,29	604.629	+98,1%	146,30	+95,2%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

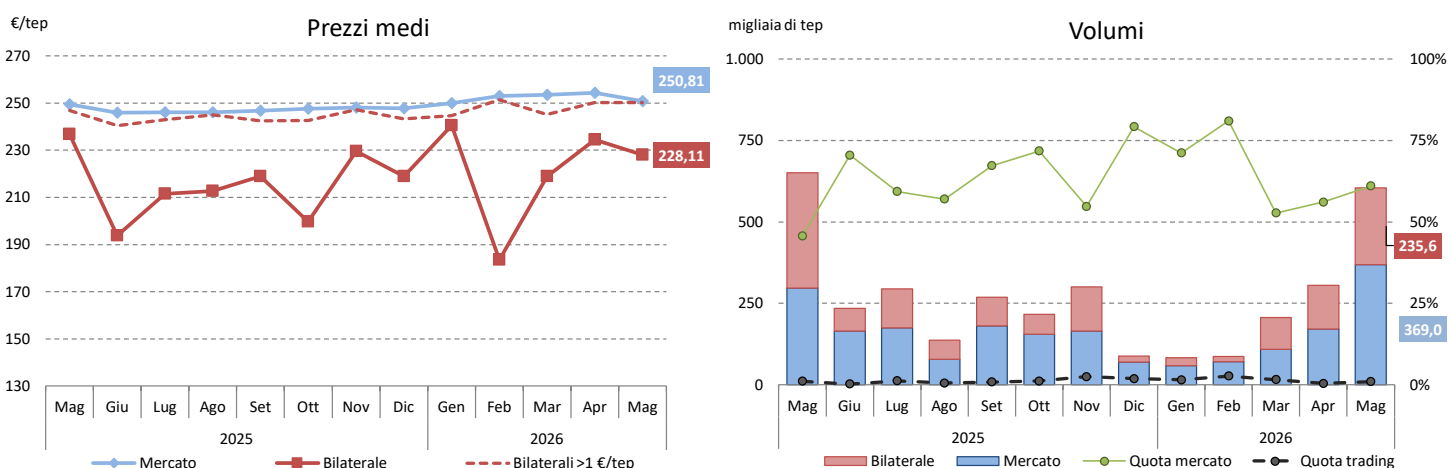


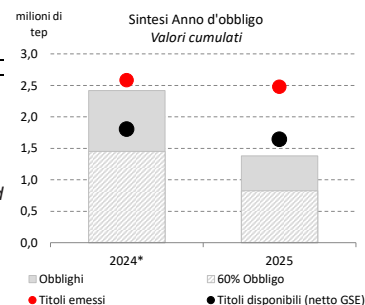
Tabella 2: TEE, sintesi per anno d'obbligo 2025

Fonte: dati GME

Sessioni N°	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep	Titoli sul conto GSE** tep
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	Volumi >260 €/tep						
29	249,16	1.765.017	1.057.975	707.042	246,71	942.718	248,42	5.131.235	77.432.377	3.491.072

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

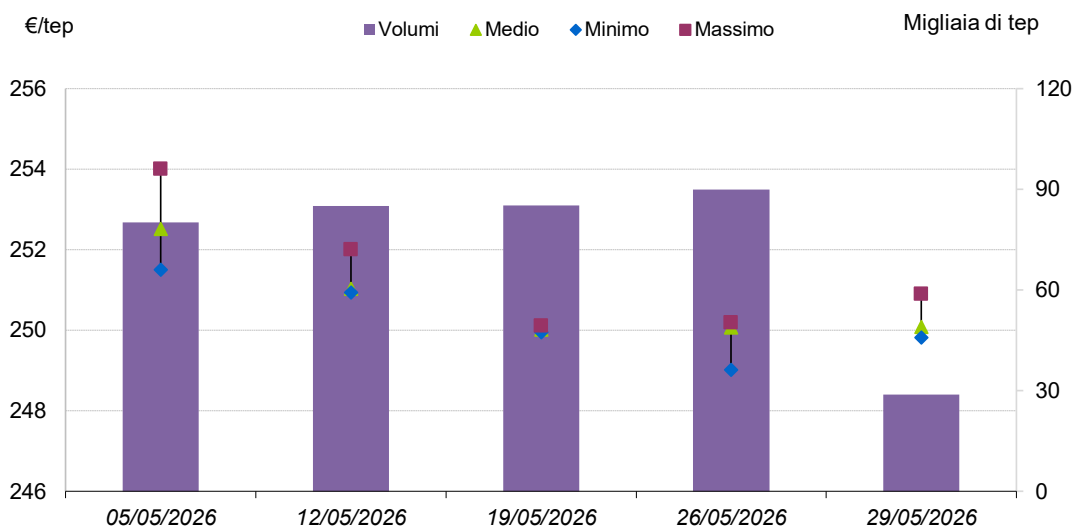
\*\*Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento. I Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati e comprendono quelli emessi sul conto del GSE a seguito di ritiro. I Titoli disponibili sono calcolati come somma dei titoli emessi al netto dei ritirati,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



\*valori cumulati al 31/05/25

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A maggio, sul Mercato delle Garanzie di Origine, il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2025, indipendentemente dalla tipologia, cresce rispetto al mese precedente a 1,70 €/MWh (+96%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 0,10 €/MWh (-90%). Sul MGO le quotazioni delle cinque tipologie scambiate si collocano tra 1 €/MWh della tipologia Eolico e 2,16 €/MWh del Gas Trasporti Non Esportabile CNG e LNG. Sulla PBGO, invece, i prezzi variano da 0,00 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile CNG e LNG e 1,32 €/MWh della tipologia Eolico. Le

Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2026, invece, mostrano quotazioni al rialzo sia sul mercato, a 1,75 €/MWh (+58%), che sulla piattaforma bilaterale, a 3,35 €/MWh (+141%). Sul MGO le quotazioni si collocano tutte a ridosso dei 2 €/MWh, mentre sulla PBGO, invece, i prezzi variano da 7,56 €/MWh della tipologia Gas Altri Usi Non Esportabile CNG e LNG e 0,47 €/MWh della tipologia Eolico. A maggio i volumi complessivamente negoziati sul MGO calano a 76 mila MWh (-15% rispetto al mese precedente), mentre risultano pari a 335 mila MWh gli scambi bilaterali (-65%).

Tabella 3: GO Anno di produzione 2025, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi		Controvalore		
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
<b>Mercato</b>	<b>1,70</b>	<b>+96,0%</b>	<b>1,00</b>	<b>2,16</b>	<b>34.921</b>	<b>-53,4%</b>	<b>59.347</b>	<b>-8,6%</b>
Settore Elettrico	1,70	+97,9%	1,00	1,78	34.916	-53,3%	59.336	-7,6%
Settore Gas	2,16	-1	2,16	2,16	5	-1	11	-1
<b>Bilaterali</b>	<b>0,10</b>	<b>-89,7%</b>	<b>0,00</b>	<b>1,90</b>	<b>323.669</b>	<b>-9,1%</b>	<b>31.210</b>	<b>-90,6%</b>
Settore Elettrico	0,99	+19,4%	0,00	1,90	31.480	-90,9%	31.210	-89,1%
Settore Gas	0,00	-1	-	0,01	292.189	25	0	-1
con prezzo >0	1,15	+22,3%	0,01	1,90	27.077	-92,3%	31.210	-90,6%

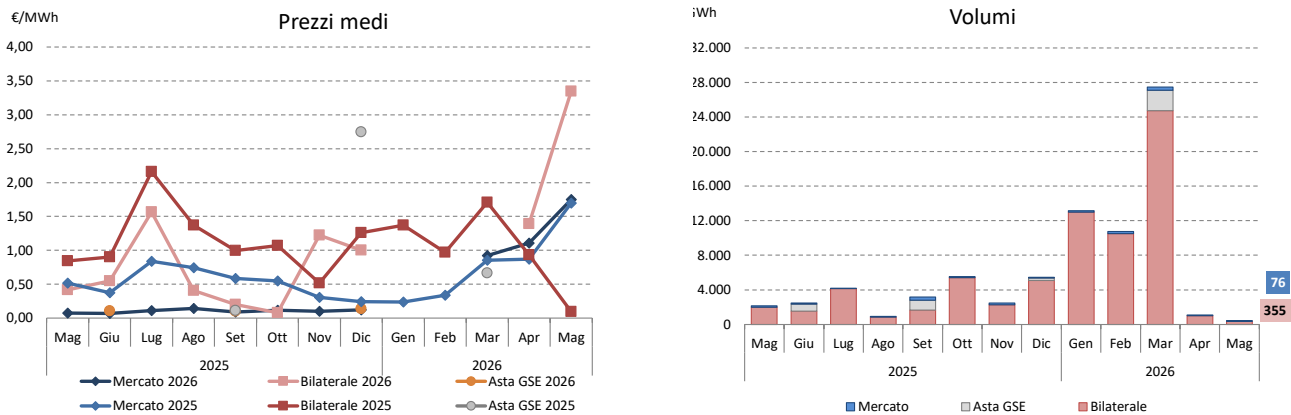
Tabella 4: GO Anno di produzione 2026, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi		Controvalore		
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
<b>Mercato</b>	<b>1,75</b>	<b>+58,1%</b>	<b>1,40</b>	<b>1,99</b>	<b>41.166</b>	<b>+178,9%</b>	<b>72.131</b>	<b>+340,9%</b>
Settore Elettrico	1,75	+58,1%	1,40	1,99	41.166	+178,9%	72.131	+340,9%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Bilaterali</b>	<b>3,35</b>	<b>+140,6%</b>	<b>0,00</b>	<b>7,97</b>	<b>31.643</b>	<b>-95,1%</b>	<b>105.871</b>	<b>-88,3%</b>
Settore Elettrico	0,53	-62,0%	0,00	1,10	18.973	-97,1%	10.087	-98,9%
Settore Gas	7,56	+5142,0%	0,75	7,97	12.670	+171,3%	95.784	+14121,9%
con prezzo >0	3,78	+170,2%	0,50	7,97	28.004	-95,7%	105.871	-88,3%

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 2025 evidenzia una concentrazione della tipologia Bio (35,3%) sul MGO, una predominanza della tipologia Idroelettrico nella contrattazione

bilaterale (53%) e della tipologia Solare nelle aste di assegnazione del GSE (34%). I titoli riferiti all'anno di produzione 2026, invece, mostrano una netta predominanza della tipologia Bio (81,8%) sul mercato e di quella Eolico (95,2%) sul bilaterale.

Figura 4: GO Anno di produzione 2025, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

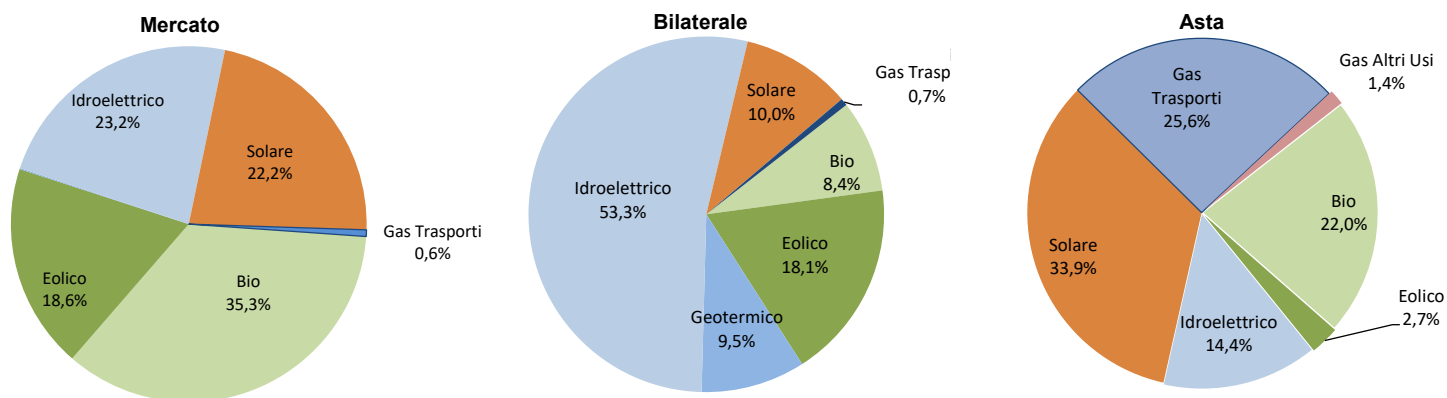
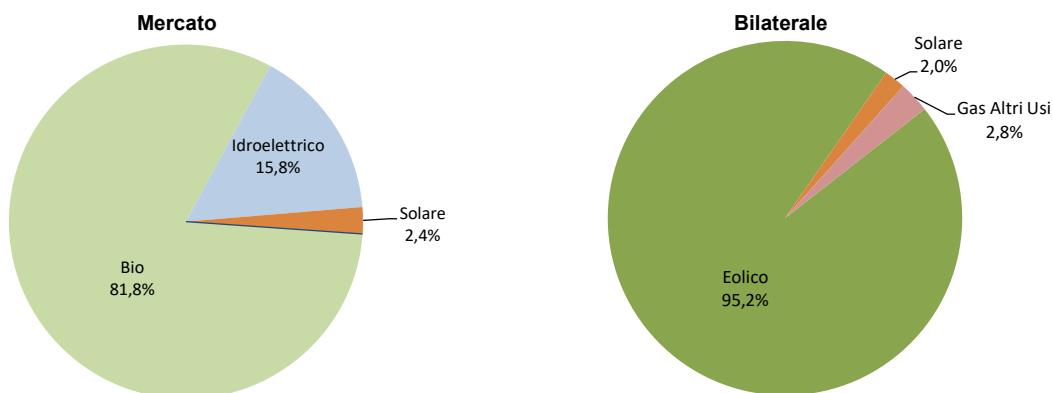


Figura 5: GO Anno di produzione 2026, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

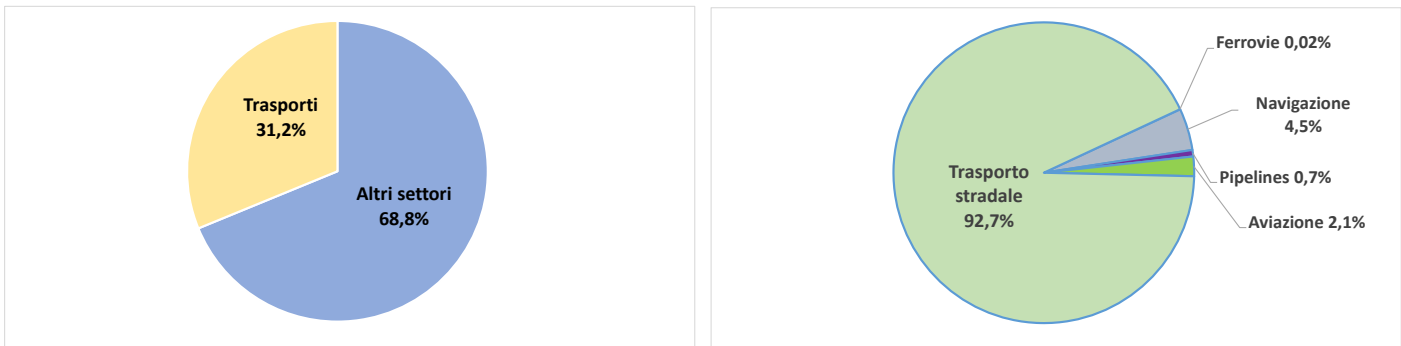


## IL DECRETO LEGISLATIVO N. 5/2026 E LE FONTI RINNOVABILI NEI TRASPORTI

Di Agata Gugliotta, Gian Paolo Repetto - RIE Srl

(continua dalla prima)

Fig.1 Peso del settore trasporti nelle emissioni GHG nazionali



Fonte: ISPRA

Dal 1990 fino al 2004-2007 le emissioni del trasporto su strada sono quasi costantemente aumentate in conseguenza dell'espansione della flotta veicolare, delle percorrenze e, quindi, dei consumi; successivamente, a causa sia della crisi economica che della penetrazione nel mercato di veicoli più efficienti dal punto di vista energetico, sono diminuite fino al 2013, per poi riprendere a crescere seppur moderatamente soprattutto dal 2018-2019 (fatta eccezione per il 2020 causa pandemia). Nel 2024, le emissioni da traffico su strada hanno registrato così un aumento dell'8% rispetto al 2019. La scomposizione delle emissioni del trasporto stradale vede la netta prevalenza delle autovetture con il 63% ca., seguono i veicoli commerciali con il 31,7%<sup>2</sup>. Il parco veicolare italiano è caratterizzato in netta maggioranza (83% ca.<sup>3</sup>) da mezzi ad alimentazione tradizionale fossile (benzina e gasolio). Complessivamente, mentre tutti gli altri settori economici hanno registrato marcate riduzioni delle emissioni<sup>4</sup>, quello dei trasporti mostra livelli complicati da abbattere. Risulta quindi evidente come gli interventi normativi per ridurre strutturalmente le emissioni anche in questo comparto assumano un'estrema rilevanza nell'ambito delle politiche per la transizione e per il raggiungimento degli obiettivi generali dell'UE.

### L'art. 16 del Decreto e la scelta della modalità d'obbligo

Ai trasporti è per l'appunto dedicato l'art. 16 del D.Lgs. 5/2026 che modifica l'art. 39 del precedente Decreto n. 199/2021, in linea con le disposizioni della direttiva europea RED III, che all'articolo 25 ha imposto agli Stati membri di stabilire

un obbligo di sviluppo delle fonti rinnovabili per i fornitori di energia al settore in modo da assicurare: a) una quota di energia rinnovabile nel consumo finale di energia nei trasporti pari ad almeno il 29% entro il 2030; b) in alternativa, una riduzione dell'intensità delle emissioni di gas a effetto serra pari ad almeno il 14,5% entro il 2030 rispetto al 2010. Gli Stati membri hanno potuto così decidere individualmente come recepire questo obbligo nel diritto nazionale, vale a dire se perseguire un obiettivo basato sulla quantità di energia rinnovabile o sulla diminuzione dell'intensità carbonica. L'Italia ha optato per la prima scelta e, nel quadro dell'aumento dal 30% al 39,4% dell'obiettivo generale 2030 della quota di rinnovabili nei consumi finali complessivi di energia, ha innalzato l'obbligo per i trasporti dal 16% al 29%. È rimasta, invece, invariata la quota aggiuntiva del 3,8% per l'immissione in consumo di biocarburanti in purezza<sup>5</sup>, corrispondente a 1 milione di tonnellate al 2030. Quindi, complessivamente, tra miscelazione e purezza il peso in energia delle fonti rinnovabili sui consumi finali al 2030 dovrà essere del 32,8% (fig. 2).

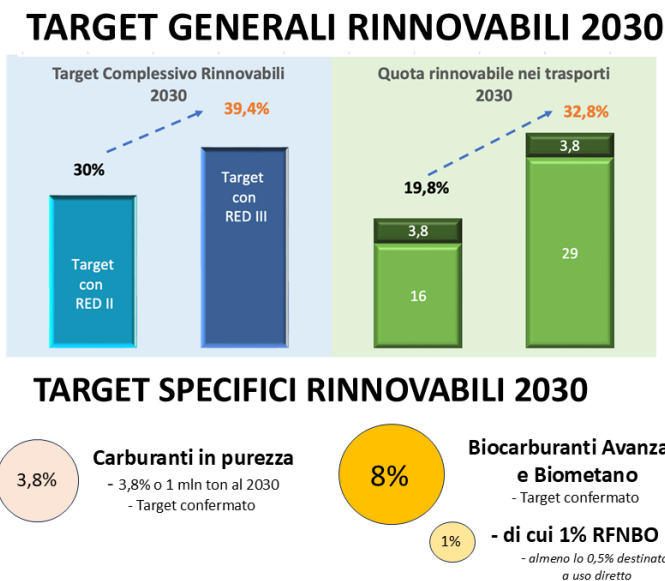
### Gli obiettivi specifici

Nell'assolvimento della quota d'obbligo di settore, sono stati stabiliti vincoli percentuali specifici per alcuni biocombustibili, parte dei quali rimangono invariati rispetto al quadro già definito dal DM 16 marzo 2023, attuativo, in materia di trasporti, del D.Lgs. 199/2021; mentre alcune modifiche sono state introdotte per favorire la partenza della filiera dei RFNBO, combustibili rinnovabili di origine non biologica come idrogeno verde ed e-fuels. In particolare, resta invariato

all'8% l'obiettivo vincolante 2030 di immissione in consumo di biocarburanti e biometano avanzati, ossia prodotti con materie prime, come FORSU o residui agro-industriali, non in competizione con la produzione alimentare o con l'uso del suolo agricolo (comprese nella Parte A dell'Allegato IX della Direttiva RED III). All'interno del target però, e qui sta l'elemento di novità, è fissato il vincolo dell'1% per i RFNBO. A sua volta, l'1% deve includere una quota di almeno lo 0,5% di RFNBO utilizzati in modo diretto, ossia immessi

direttamente nel serbatoio o nel sistema di propulsione dei mezzi di trasporto, senza passaggi intermedi (ad es. nel processo di idrogenazione di carburanti fossili o biologici) (fig. 2). Nulla dice il nuovo decreto legislativo, invece, sull'obbligo per l'immissione di bio-benzina, che presumibilmente verrà disciplinato dal prossimo decreto ministeriale attuativo e che per ora rimane sui target introdotti dal DM 16 marzo 2023, che ha tracciato una traiettoria fino al raggiungimento della quota d'obbligo del 5% dell'immesso in consumo al 2030.

Fig. 2 Target generali e specifici



Fonte: elaborazione RIE su D.lgs n. 5/2026

**L'ampliamento dei settori coinvolti e dei vettori energetici: l'inclusione dell'elettricità rinnovabile**

Oltre all'innalzamento del target, risultano di rilievo:

- l'ampliamento al comparto marittimo nel computo per raggiungere gli obiettivi, oltre ai già compresi stradale e ferroviario;
- l'inclusione di altri vettori energetici utilizzati nei trasporti, come energia elettrica e GPL.

In recepimento della direttiva RED III, il D.lgs n. 5/2026 ha inserito l'elettricità rinnovabile nel quadro di regole per sviluppare l'utilizzo di energia verde nei trasporti. Non è stato previsto un sotto target specifico (come, ad esempio, per i biocarburanti avanzati e i RFNBO) e l'elettricità verde rientrerà nell'obbligo generale, pur godendo di un moltiplicatore di 4 per l'energia contabilizzata rispetto all'energia sottostante effettiva immessa in consumo (vd. paragrafo successivo).

L'inserimento dell'elettricità nelle regole sui trasporti, non ancora considerata ai tempi della RED II (2018), dovrebbe costituire, insieme alle altre forme nazionali di incentivazione fino ad oggi introdotte (fondi PNRR e bandi regionali per l'installazione di colonnine, sussidi all'acquisto di auto elettriche, misure fiscali, ecc.), uno stimolo a favorire l'aumento dei veicoli elettrici nella mobilità nazionale. Ciò ha comportato anche un nuovo perimetro di definizione di fornitore e soggetto obbligato, non più limitato ai soli operatori della filiera dei carburanti fossili soggetti al pagamento dell'accisa, ma esteso anche ai soggetti responsabili "della gestione e del funzionamento di un punto di ricarica di energia elettrica che fornisce un servizio di ricarica a utenti finali, anche in nome e per conto di un fornitore di servizi di mobilità, o soggetto equivalente che fornisce energia elettrica destinata al consumo nel settore dei trasporti". In sostanza,

anche chi immette in consumo energia elettrica diventa contemporaneamente soggetto obbligato per la quota annua stabilita (29% al 2030) e generatore di certificati di immissione al consumo che possono essere ceduti sul mercato (vd. infra). Per l'elettricità, è previsto che i soggetti che forniscono esclusivamente energia elettrica siano esonerati dall'obbligo della quota stabilita per il sotto target relativo all'immissione di biocarburanti avanzati. Tale previsione riflette l'opportunità di mantenere distinti i diversi vettori energetici all'interno del meccanismo di compliance, dato che l'energia elettrica e i carburanti liquidi o gassosi rispondono a logiche tecnologiche e infrastrutturali diverse. Chi, invece, immette in consumo GPL, diventa un soggetto obbligato che deve ottemperare sia all'obbligo tradizionale, che a quelli avanzati e in purezza. Il rispetto degli obblighi è limitato al 50% fino al 2027, per poi aumentare al 100% nel 2028. In linea con quanto previsto dalla RED III, relativamente al conteggio dell'energia elettrica da fonti rinnovabili fornita al settore dei trasporti, è previsto che (comma 7-bis) la quantità di

energia elettrica da FER sia determinata moltiplicando la quantità stessa per la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita nel territorio nazionale nei due anni precedenti; alternatively, la quantità erogata può essere conteggiata interamente come energia rinnovabile solo nel caso in cui l'energia elettrica venga ottenuta mediante collegamento diretto a un impianto di generazione da fonti rinnovabili.

### I moltiplicatori

Già previsti nel quadro di regole preesistente, il nuovo decreto riconosce ad alcuni tipi di vettori rinnovabili una maggiorazione, che consente di moltiplicare secondo specifici coefficienti il contenuto energetico dell'impresso in consumo ai fini del raggiungimento degli obblighi (c.d. double counting). Questo meccanismo riduce l'onere per i fornitori e gli Stati, consentendo loro di adempiere agli obblighi di legge immettendo un volume reale inferiore di prodotto, se a più elevata sostenibilità ambientale.

Fig. 3 I moltiplicatori per vettore energetico e uso

MACRO-CATEGORIA	SETTORE / TIPO DI USO	MOLTIPLICATORE	CONDIZIONI E SPECIFICHE DI APPLICAZIONE
ELETTRICITÀ RINNOVABILE	Veicoli Stradali	x 4	Applicato per l'energia fornita a veicoli stradali (come autovetture e camion).
	Trasporto Ferroviario	x 1,5	Applicato per l'energia complessiva fornita al sistema di trasporto su rotaia.
RFNBO	Uso Diretto	x 2	Per RFNBO utilizzati direttamente all'interno dei veicoli (ad esempio l'utilizzo di idrogeno verde gassoso).
	Prodotti Intermedi	x 1,6	Per RFNBO impiegati come intermedi di processo all'interno della produzione tradizionale di carburanti.
	Aviazione & Marittimo	x 1,5	Fattore specifico assegnato ai RFNBO quando destinati e utilizzati nei settori aereo e navale.
BIOCARBURANTI & BIOMETANO	Stradale & Ferroviario	x 2	Specifico per biocarburanti e biometano prodotti a partire dalle materie prime incluse nell'Allegato VIII (carburanti avanzati e soggetti a meccanismo di <i>double counting</i> ).

Fonte: elaborazione RIE

**I limiti di utilizzo per i biocarburanti e altri aspetti rilevanti**

Nel quadro delle regole esistenti, per alcune categorie di biocarburanti sono stati mantenuti o aggiornati limiti di utilizzo nell'impiego delle materie prime, ad esempio:

- i biocarburanti prodotti a partire da colture "food and feed" possono essere utilizzati entro un limite massimo del 2,3% del proprio contenuto energetico totale immesso in consumo;
- i biocarburanti prodotti da materie che per la loro produzione costituiscono un alto rischio ILUC (Indirect land use change) possono essere utilizzati secondo una traiettoria decrescente dallo 0,5% del 2025 allo 0,0% del 2030;
- è stato aggiornato al rialzo, il tetto di utilizzo dei biocarburanti double counting, prodotti dalle materie prime definite nell'Allegato 8, parte B del Decreto (ad esempio olio da cucina usato; grassi animali), che, previa autorizzazione della Commissione Europea, potranno essere utilizzate entro un limite massimo del 5% del proprio contenuto energetico immesso in consumo, rispetto al 2,5% precedentemente concesso.

Per gli operatori della filiera del gas metano impiegato nei trasporti, gli obblighi a partire dall'anno 2026 vengono considerati assolti automaticamente in considerazione del fatto che la quota di biometano incentivato destinato ai

trasporti dai decreti ministeriali del 2018 e del 2022 supera la percentuale di obbligo minimo prevista.

Viene, infine, inasprito il sistema sanzionatorio prevedendo una sanzione amministrativa di 4.000 euro per ogni certificato di immissione in consumo mancante nell'anno di riferimento, rispetto ai 750 euro precedentemente fissati. Rimane inoltre invariata la disposizione per cui la sanzione non estingue l'obbligo di immissione in consumo che l'ha generata e l'obbligo inevaso è riportato in capo allo stesso soggetto per l'anno successivo, sommandosi a quello previsto per quell'annualità.

**Il contributo in termini di energia immessa secondo il PNIEC**

Al momento della sua redazione e invio alla Commissione Europea (giugno 2024), il PNIEC nazionale (Piano Nazionale per Energia e Clima) assumeva già nei propri scenari gli obblighi contenuti nella RED III. Per cui è possibile ricostruire, al netto dei moltiplicatori sopra indicati, il contributo dei diversi vettori in termini di energia immessa in consumo, come considerato nello scenario al 2030 per i trasporti riportato nella tabella seguente.

Fig. 4 Contributo dei vari vettori agli obblighi – Scenario PNIEC 2030

<i>Ktep senza moltiplicatori</i>	Dato rilevato	PNIEC		<b>Aumento 2030 vs. 2024 (volte)</b>
	2024	2030		
Biocarburanti liquidi	1.422	4.687	64%	3,3
Biometano	299	877	12%	2,9
RFNBO	-	391	5%	-
Elettricità da FER	287	1.332	18%	4,6
<i>di cui su strada</i>	35	609	8%	17,6
<b>Totale</b>	<b>2.009</b>	<b>7.287</b>	<b>100%</b>	<b>3,6</b>

Fonte: elaborazioni RIE su dati GSE e PNIEC

I biocarburanti liquidi dovranno giocare il ruolo principale coprendo il 64% dell'immesso in consumo effettivo in termini energetici, aumentando di oltre tre volte rispetto al dato

consuntivo 2024 (GSE) e, ai fini del raggiungimento dell'obbligo generale, potrebbero anche dover coprire eventuali ritardi nello sviluppo della domanda elettrica e della filiera RFNBO.

## Il DM attuativo e il sistema dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC)

Gli obblighi previsti dalla Direttiva verranno raggiunti tramite il ricorso a un sistema di certificati di immissione in consumo (CIC), “nel rispetto di obblighi annuali, nonché secondo le condizioni, i criteri e le modalità di attuazione disciplinati con uno o più decreti del Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica”. Il meccanismo dei CIC è stato introdotto a livello nazionale nel 2006 e poi più volte integrato e modificato per sostenere l’immissione in consumo di biocarburanti e biometano ai fini del raggiungimento degli obblighi annuali, in quanto il loro costo di produzione risulta mediamente superiore a quello dei combustibili fossili. L’attuale quadro regolatorio del sistema dei CIC è definito dal DM 16 marzo 2023 e rimarrà in vigore fino all’adozione del previsto decreto attuativo. Obiettivo dei certificati è monitorare e verificare l’assolvimento dell’obbligo da parte dei soggetti obbligati, attività che, assieme al rilascio dei CIC, viene effettuata dal GSE (Gestore Servizi Energetici). I CIC vengono rilasciati ai soggetti che immettono biocarburanti sostenibili nel sistema di distribuzione nazionale e ai produttori di biometano<sup>6</sup>. Il soggetto obbligato deve possedere un numero di certificati pari al proprio obbligo, calcolato sulla base del contenuto energetico dei carburanti fossili immessi in consumo. Il soggetto obbligato può immettere direttamente al consumo biocarburanti, oppure, per rientrare nei parametri imposti dalle norme, può acquistare CIC dai soggetti che ne abbiano disponibilità. Un CIC consente di assolvere ad un obbligo pari a 10 Gcal di biocombustibili immessi in consumo e nel caso di biocarburanti avanzati, il singolo certificato attesta l’immissione in consumo di un quantitativo sottostante di

biocarburanti pari a 5 Gcal (double counting). In questo sistema, piuttosto articolato e complesso (vi sono oggi 25 tipologie diverse di CIC a seconda del biocarburante e della materia prima utilizzata), dovranno essere introdotti dal DM attuativo anche i CIC riconosciuti per l’erogazione di energia elettrica rinnovabile. Nel quadro della RED III, il mercato dei certificati ha l’obiettivo di promuovere la decarbonizzazione dei trasporti presso uno Stato membro in base alle condizioni specifiche e alle modalità d’obbligo dello Stato stesso. Pertanto, questi mercati sono un sistema chiuso, nel senso che i crediti sono creati in uno specifico mercato nazionale e possono essere utilizzati solo da soggetti obbligati in quello stesso Stato, escludendo quindi la possibilità di una circolazione transnazionale.

## Importante tassello di un quadro con molte variabili

La nuova formulazione delle norme dedicate alle fonti rinnovabili nei trasporti rappresenta un importante tassello nel complesso di regole e strumenti volti a ridurre, e nel lungo termine azzerare, le emissioni di un settore articolato e complesso, favorendo l’uso dell’energia elettrica, dei biocarburanti e dei carburanti low emissions non biogenici. Anche in questo settore il processo di decarbonizzazione risulta lungo e complicato, i cui risultati nei tempi e nelle dimensioni dipenderanno, oltre che da un quadro normativo e di sostegno certo e stabile, anche da diverse variabili, che vanno dal costo dei veicoli e dei vettori energetici, alla disponibilità tecnologica che oggi risulta in diverse fasi di maturità nei vari comparti, alla propensione dei singoli individui al cambiamento nelle scelte e nelle abitudini di mobilità, all’effettiva attrattività dei prodotti e servizi offerti.

<sup>1</sup> ISPRA, Le emissioni nazionali di gas serra Settore Trasporti - 2024, 2025.

<sup>2</sup> ISPRA, ibidem.

<sup>3</sup> Il restante 17% è suddiviso tra GPL, metano, veicoli ibridi (HEV), ibridi plug-in (PHEV) ed elettrici puri.

<sup>4</sup> Ad eccezione della gestione dei rifiuti che però contribuisce solo al 5% del totale nazionale.

<sup>5</sup> In materia di biocarburanti in purezza, è previsto un elemento di novità rispetto al quadro precedente, ovvero la possibilità di impiegarli anche nel settore agricolo.

<sup>6</sup> Per l’immissione in consumo di biometano, gli unici soggetti che possono ottenere i CIC sono i produttori (qualificati ai sensi del DM 2018) e non i soggetti obbligati che lo immettono in consumo. Fa eccezione il biometano liquefatto direttamente presso un impianto di produzione non incentivato ai sensi del DM 15 settembre 2022, e immesso in consumo in purezza; in tal caso i CIC sono riconosciuti direttamente al soggetto obbligato.

# Novità normative di settore

a cura del GME

## ENERGETICO

**Delibera 19 maggio 2026 175/2026/R/com** | “Approvazione dei costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., per l’anno 2025, in relazione al monitoraggio del mercato del gas all’ingrosso, al coupling unico infragiornaliero e alle attività finanziate con il corrispettivo per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE)” | pubblicata in data 21 maggio 2026 |  
Download <https://www.arera.it/>

Con la Deliberazione 175/2026/R/com, l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha approvato i costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) nell’anno 2025, con riferimento:

- alle attività di acquisizione, organizzazione, archiviazione e condivisione dei dati, nonché di elaborazione e analisi di indici di mercato, funzionali al monitoraggio del mercato all’ingrosso dell’energia elettrica, svolto dal GME ai sensi della Delibera ARG/elt 115/08 (TIMM);
- alle attività funzionali all’esercizio del monitoraggio dei mercati all’ingrosso del gas naturale, effettuate dal GME ai sensi dell’Allegato A alla Deliberazione 631/2018/R/gas (TIMMIG);
- alla organizzazione e gestione della piattaforma dei conti energia a termine (PCE);
- alla organizzazione e gestione del coupling unico infragiornaliero (UE Single Intraday Coupling-SIDC);
- alla organizzazione e gestione della sede per la contrattazione delle garanzie d’origine tramite mercato organizzato, piattaforma per gli scambi bilaterali e Bachecca GO;
- alla gestione del Registro e delle contrattazioni dei titoli di efficienza energetica tramite mercato organizzato o scambi bilaterali;
- alla organizzazione e gestione della sede del Mercato Locale della Flessibilità;
- alla organizzazione e gestione della Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione e dei servizi di cui al comma 5.11 del TIRG<sup>1</sup>.

I predetti costi sono stati rendicontati secondo le modalità e le tempistiche disciplinate dalla Deliberazione 547/2020/R/com<sup>2</sup>.

## MERCATO ELETTRICO

**Communication note SDAC e comunicato GME** | “Harmonised Minimum Clearing Price for SDAC to Be Set to -600 EUR/MWh Starting from the 28th May 2026 (Trading Date)” e “MERCATO ELETTRICO – Limiti tecnici di offerta sul MGP – entrata in vigore del nuovo limite tecnico minimo” | pubblicati in data 7 e 27 maggio 2026 |  
<https://www.nemo-committee.eu/>  
<https://www.mercatoelettrico.org/>

Con il comunicato in oggetto, pubblicato in data 7 maggio u.s., i Nominated Electricity Market Operators (NEMO) europei del progetto SDAC, in attuazione delle previsioni di cui alla Metodologia ACER recante “Harmonised Maximum and Minimum Clearing Price Methodology for the Single Day-Ahead Coupling<sup>3</sup>”, hanno reso noto che, a partire dal giorno di flusso 29 maggio u.s. (i.e. sessione di trading del 28 maggio), il limite tecnico minimo di offerta per tutti i mercati europei che partecipano al Single Day-Ahead Coupling (SDAC) è ridotto dal precedente valore di -500 EUR/MWh al nuovo valore minimo di -600 EUR/MWh. In recepimento di quanto sopra indicato, con successivo comunicato del 27 maggio u.s., il GME ha pertanto reso nota la pubblicazione, sul proprio sito internet, della versione aggiornata della Disposizione Tecnica di Funzionamento (DTF) n. 20 MPE (i.e. DTF n. 20 MPE rev. 04), disciplinante i “Limiti tecnici di offerta sul MGP, MI e MSD”.

**Consultazione NEMO Committee** | “Public consultation pursuant to Art. 12 of Commission Regulation (EU) 1222/2015 (hereinafter CACM) on SDAC Products Methodology” | pubblicata in data 18 maggio 2026 |  
<https://www.nemo-committee.eu/>

Con riferimento al coupling unico europeo del giorno prima (progetto SDAC), il NEMO Committee - organo di coordinamento dei Nominated Electricity Market Operator (NEMOs) europei - ha sottoposto alla consultazione degli operatori l’elenco dei prodotti negoziabili ai fini del funzionamento del Single Day-Ahead Coupling (SDAC), in attuazione di quanto previsto dall’art. 40, comma 3, del Regolamento (UE) 2015/1222 (nel seguito: Regolamento CACM). Con tale consultazione, i NEMOs hanno proposto di mantenere i prodotti attualmente

disponibili nell'ambito del mercato europeo del giorno prima – come da ultimo individuati dalla Decisione ACER 12/2024<sup>4</sup> - tenendo conto dell'analisi svolta in merito all'utilizzo dei medesimi prodotti. Detta consultazione è finalizzata a verificare periodicamente che i termini, le condizioni e i prodotti resi disponibili ai fini dello SDAC continuino a rispondere alle esigenze degli operatori e, più in generale, del mercato UE. A tal fine, i NEMOs sono infatti tenuti a consultare l'elenco dei prodotti disponibili in ambito SDAC almeno ogni due anni. Si segnala a completamento che il termine per l'invio dei contributi è fissato al 18 giugno p.v..

## MLF

**Comunicato del GME | “ Mercato Locale della Flessibilità: servizi di potenza reattiva su MLT-Flex per il DSO UNARETI” | pubblicato in data 11 maggio 2026 | <https://www.mercatoelettrico.org/>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che dall'11 maggio u.s., con la pubblicazione sul sito internet del GME, sono entrate in vigore le versioni aggiornate delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) nn. 03 rev 02 MLF, 09 rev 02 MLF e 01 rev 01 MLT, modificate al fine di consentire al DSO Unareti S.p.A. di offrire servizi per il controllo di tensione/potenza reattiva nei mercati a termine della Flessibilità (MLT-Flex). Al riguardo, si ricorda che con Deliberazione 140/2026/R/EEL del 28 aprile u.s., l'Autorità ha approvato il nuovo Schema di Regolamento del progetto pilota MindFlex del DSO Unareti S.p.A. per il periodo giugno – dicembre 2026, il quale consente al DSO di approvvigionarsi di servizi per il controllo di tensione/potenza reattiva nell'ambito del MLT-Flex.

<sup>1</sup> Testo Integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto - Allegato A alla Deliberazione ARERA 660/2017/R/gas e ss.mm.ii;

<sup>2</sup> <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/20/547-20.pdf>;

<sup>3</sup> Introdotta ai sensi dell'art. 41, paragrafo 1, del Regolamento (UE) n.2015/1222 (Regolamento CACM);

<sup>4</sup> [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER\\_Decision\\_13-2024\\_SDAC\\_Products.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER_Decision_13-2024_SDAC_Products.pdf).

# Gli appuntamenti

15 giugno

## **Eolico: sicurezza energetica e obiettivi climatici nel rispetto della tutela del territorio**

Roma, Italia

Organizzato da ANEV

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

17 giugno

## **Acqua Summit 2026**

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi

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

17-19 giugno

## **International Conference on Chemical Engineering, Energy and Environmental Sustainability**

Roma, Italia

Organizzato da Universal Researchers in Environmental and Biological Engineering

<https://urebe.urst.org/>

18 giugno

## **Solar Expert. Scenari per il 2050 a confronto**

Milano, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

18-19 giugno

## **TOP Energy 2026 – Energia & Ambiente**

Peschiera del Garda, Italia

Organizzato da ExpoClima

<https://www.expoclima.net/>

23-24 giugno

## **HSE Excellence for Energy and Utilities**

Evento online e in presenza

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Leadvent Group

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

23-24 giugno

## **Global Energy Forum 2026**

New York, Usa

Organizzato da Reuters Events

<https://go.evnt.com/>

23-25 giugno

## **Intersolar Europe 2026**

Monaco, Germania

Organizzato da Intersolar

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

2 luglio

## **Economia del mare 2026**

Evento online e in presenza

Genova, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi

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

2 luglio

## **Solar Expert. Scenari per il 2050 a confronto: è possibile un sistema energetico 100% rinnovabili?**

Milano, Italia

Organizzato da Italia Solare

<https://www.italiasolare.eu>

3-5 luglio

## **International Conference on Environmental Sciences and Renewable Energy**

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da ESRE

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

7 luglio

## **Italian Waste Economy 2026**

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi

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

8 luglio

## **La sicurezza d'impresa al tempo dell'AI**

Torino, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi

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

9 luglio

## **Solarplaza Summit 2026**

Roma, Italia

Organizzato da Solarplaza

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

9 luglio  
**CEO Talk - Governare la complessità: scenari geopolitici e trasformazione del business**  
 Milano, Italia  
 Organizzato da RCS Academy  
<https://rcsacademy.corriere.it/>

10 luglio  
**Osservatorio Permanente sull'Adozione e l'Integrazione dell'Intelligenza Artificiale (IA2)**  
 Roma, Italia  
 Organizzato da Aspen Institute Italia  
<https://www.aspeninstitute.it/>

10-12 luglio  
**International Conference on Energy, Environment and Materials Science**  
 Evento online e in presenza  
 Guangzhou, Cina  
 Organizzato da EEMS  
<https://ais.cn/>

17 luglio  
**SolarFinance**  
 Milano, Italia  
 Organizzato da Italia Solare  
<https://www.italiasolare.eu/>

15-17 luglio  
**International Conference on Energy and Environment Research**  
 Evento online e in presenza  
 Porto, Portogallo  
 Organizzato da Polytechnic of Porto e SCIEI  
<https://iceer.net/>

17-19 luglio  
**International Conference on Environment and Sustainable Development**  
 Evento online e in presenza  
 Londra, Regno Unito  
 Organizzato da ESDCONF  
<https://www.esdconf.org/>

22-24 luglio  
**International Congress on Water, Waste and Energy Management**  
 Evento online e in presenza  
 Gran Canaria, Spagna  
 Organizzato da Sciknowledge European Conferences  
<https://wastewater-europe.eu/>

23-25 luglio  
**World Conference on Climate Change and Global Warming**  
 Evento online e in presenza  
 Copenhagen, Danimarca  
 Organizzato da CCGCONF  
<https://www.ccgconf.org/>

27-30 luglio  
**International Conference on Power Energy Systems and Applications**  
 Evento online e in presenza  
 Monaco di Baviera, Germania  
 Organizzato da Bayreuth University e Nanjing University  
<https://www.icpesa.org>

24-25 agosto  
**Global Summit on Renewable & Non-Renewable Energy Sources**  
 Parigi, Francia  
 Organizzato da GSRNRES2026  
<http://globalrnresummit.com/>

27-29 agosto  
**International Conference on Environmental Systems Research**  
 Evento online e in presenza  
 Roma, Italia  
 Organizzato da ICESR  
<https://www.icesr.org/>

4-6 settembre  
**Forum di Cernobbio - Lo Scenario di oggi e di domani per le strategie competitive**  
 Cernobbio, Italia  
 Organizzato da TEHA  
<https://www.ambrosetti.eu/>

8-9 settembre  
**Battery and Energy Storage Tech Europe**  
 Barcellona, Spagna  
 Organizzato da Battery Es Tech  
<https://batterytechexpoeurope.com/>

14-17 settembre  
**Gastech 2026**  
 Bangkok, Thailandia  
 Organizzato da Dmg Events  
<https://www.gastechevent.com/>

14-18 settembre

## **EU PVSEC 2026**

Rotterdam, Paesi Bassi

Organizzato da WIP Renewable Energies

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

15-16 settembre

## **European Geothermal Energy 2026: Exploration, Drilling & Reservoir Management**

Berlino, Germania

Organizzato da Prospero Events Group

<https://european-geothermal-energy.com/>

16-18 settembre

## **Solar PV & Energy storage world expo**

Guangzhou, Cina

Organizzato da Guangdong Grandeur International

Exhibition Group

<https://en.pvguangzhou.com/>

22 settembre

## **Solar Building**

Vicenza, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

22-23 settembre

## **SSEC – Storage & Solar Expo Conference**

Vicenza, Italia

Organizzato da leg

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

29-30 settembre

## **Italian Energy Summit 2026**

Milano, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi

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

7-8 ottobre

## **Solar and Storage Live Italia 2026**

Verona, Italia

Organizzato da Terrapinn

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

7-9 ottobre

## **Urban Tech 2026 – The Urban Technology Show**

Bologna, Italia

Organizzato da BolognaFiere

<https://urbantech.show/>

14 ottobre

## **Green & Net Zero Talk**

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy

<https://rcsacademy.corriere.it/>

20-22 ottobre

## **NetZero Milan Expo Summit 2026**

Milano, Italia

Organizzato da Fiera Milano

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

3-6 novembre

## **Ecomondo**

Rimini, Italia

Organizzato da Ecomondo

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

9-20 novembre

## **COP31**

Antalya, Turchia

Organizzato da ONU

<https://unfccc.int/>

26-27 novembre

## **Accadueo**

Bari, Italia

Organizzato da Accadueo

<https://www.accadueo.com/it/>

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](http://www.mercatoelettrico.org)**  
[governance@mercatoelettrico.org](mailto:governance@mercatoelettrico.org)  
Progetto a cura del GME, in collaborazione con  
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.  
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

## COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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