

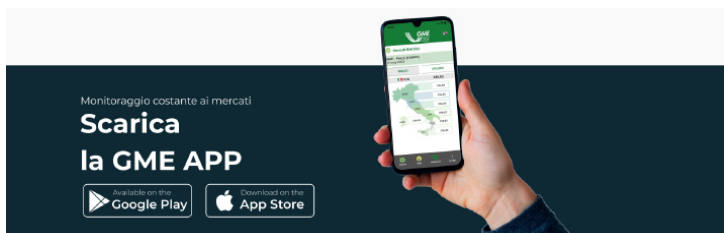
APPROFONDIMENTI
NUOVE DINAMICHE NEL MERCATO PETROLIFERO

di Lisa Orlandi (RIE)

Nel 2024, i prezzi del Brent – greggio di riferimento internazionale – hanno oscillato all'interno della banda 70-95 doll/bbl rispondendo principalmente ad aspettative relative a due variabili chiave: da un lato la geopolitica che, con l'escalation delle tensioni in Medio Oriente, ha aggiunto criticità ad un contesto già instabile sostenendo le quotazioni, o meglio definendo un floor minimo intorno ai 70 doll/bbl; dall'altro il rallentamento della domanda cinese, primo driver dei consumi da circa un ventennio, che ha agito al ribasso fornendo la percezione di un mercato adeguatamente coperto nonostante i numerosi conflitti in essere in regioni chiave della produzione mondiale.

Il 2025 si è aperto con gli stessi interrogativi e le stesse considerazioni del 2024 ma anche con importanti elementi di novità. Le tensioni geopolitiche mantengono vivi i timori di un'interruzione degli approvvigionamenti e le incertezze sulle dinamiche dell'economia e della domanda petrolifera cinese sono più che mai sul tavolo. Sul fronte delle novità, invece, troviamo la politica commerciale degli Stati Uniti, in evidente rottura rispetto al passato, e il cambio di rotta dell'OPEC Plus che, a partire da aprile, ha programmato un'accelerazione degli aumenti produttivi. L'incerto andamento delle nuove variabili in gioco rende il quadro complessivo estremamente complesso da decifrare.

continua a pagina 25


IN QUESTO NUMERO
REPORT/ MAGGIO 2025

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

APPROFONDIMENTI

 Nuove dinamiche nel mercato
 petrolifero
 di Lisa Orlandi (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

Pagina 29

APPUNTAMENTI

Pagina 31

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Sul MGP il Pun Index GME scende a 93,58 €/MWh (-6,28 €/MWh), in corrispondenza di vendite FER sui massimi storici, acquisti in lieve crescita (22,1 TWh, con la liquidità del mercato all'81,8%) e importazioni nette in flessione. Sul MI i volumi scambiati scendono a 2,9 TWh, di cui 0,8 TWh su XBID sul

quale si osservano oltre 1 milione di abbinamenti (di cui quasi 900 mila sul prodotto a 15 minuti). Sul Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) il baseload Giugno 2025 chiude il periodo di contrattazione a 95,93 €/MWh. In calo le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

PUN INDEX GME

A maggio il Pun Index GME cala a 93,58 €/MWh (-6,28 €/MWh, il minimo da maggio 2024), dinamica comune a tutte le principali borse elettriche europee (19/71 €/MWh, -23/-10 €/MWh). In uno scenario contraddistinto da prezzi del gas sostanzialmente stabili (IG Index GME: 37,69 €/MWh), la flessione del riferimento italiano è sostenuta soprattutto da

volumi rinnovabili su uno dei livelli mensili più alti mai osservati. Il calo del Pun Index è osservabile in tutti i gruppi di ore, su cui si osserva tuttavia l'inversione nel rapporto tra i prezzi nelle ore di picco (93,01 €/MWh) e quelli nelle ore fuori picco (93,87 €/MWh). Si registrano, infine, minimi orari fino a 0 €/MWh in diversi giorni del mese (Grafico 1 e Tabella 1).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi

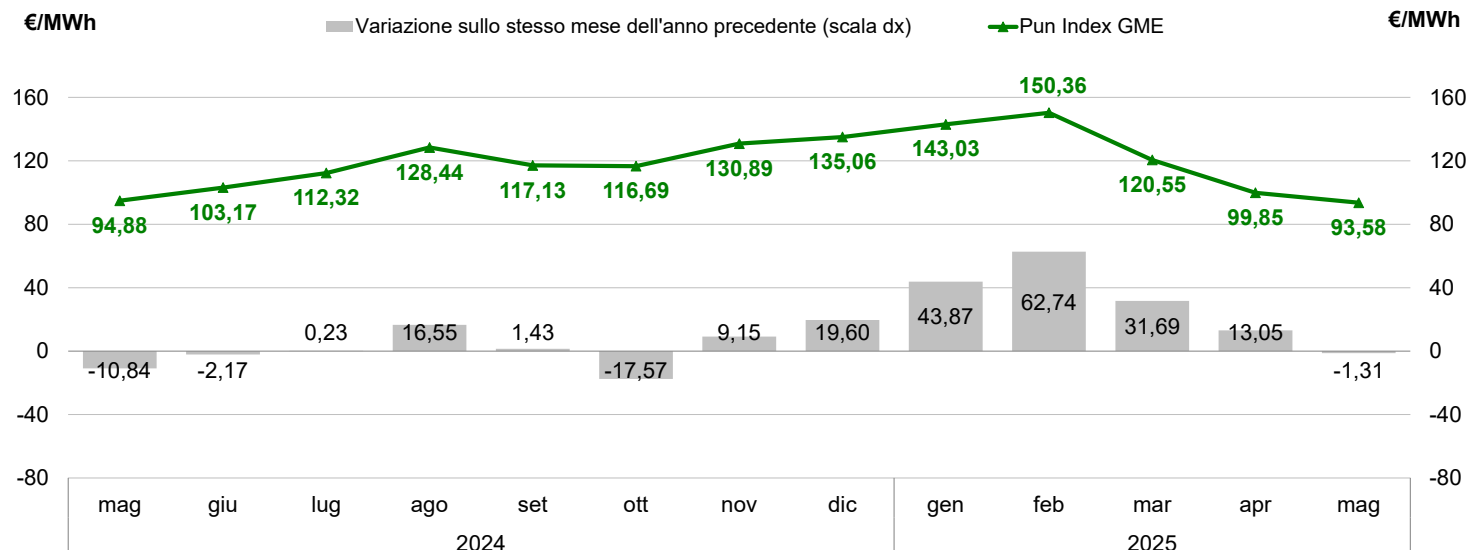
Fonte: GME

	Prezzo medio				Volumi medi orari				Liquidità	
	2025	2024	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2025	2024
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	93,58	94,88	-1,31	-1,4%	24.289	+0,6%	29.688	+0,2%	81,8%	81,4%
Picco	93,01	97,74	-4,73	-4,8%	29.060	+0,3%	34.778	-1,1%	83,6%	82,4%
Fuori picco	93,87	93,31	+0,55	+0,6%	21.846	+1,7%	27.081	+1,8%	80,7%	80,7%
Minimo orario	0,00	2,06			16.031		20.616		75,0%	74,3%
Massimo orario	162,00	164,86			32.120		37.210		89,0%	88,2%

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

Grafico 1: MGP, Pun Index GME

Fonte: GME



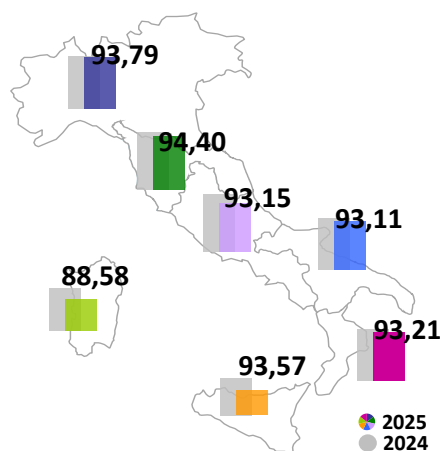
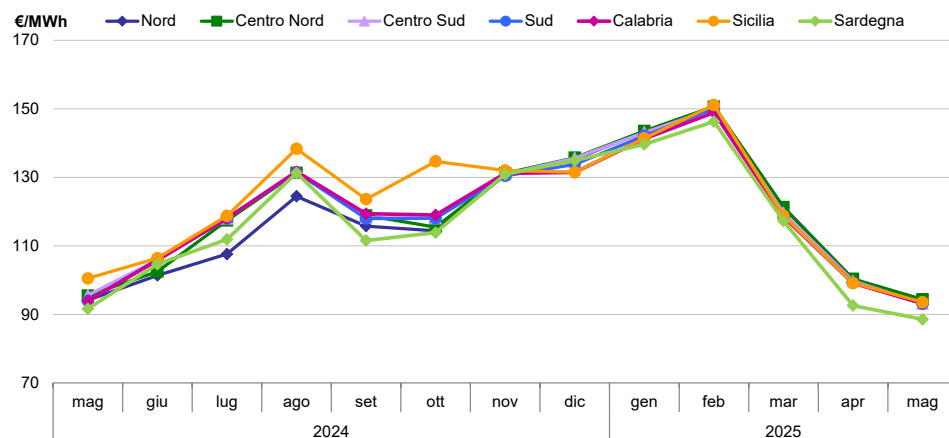
I PREZZI ZONALI

I prezzi zionali, tutti in calo, si portano sulla penisola e in Sicilia a 93/94 €/MWh (-7/-6 €/MWh) e toccano in Sardegna il minimo di 89 €/MWh (-4 €/MWh), in concomitanza di restringimenti del transito con il Centro

Sud. Con riferimento ai valori estremi osservati sul mercato, si registrano minimi orari di 0 €/MWh in tutte le zone in diversi giorni del mese e massimi di 177 €/MWh al meridione e sulle isole (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zionali

Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

Nel mese di maggio i volumi offerti tramite blocchi rimangono sostanzialmente invariati a 2,0 TWh, di cui 0,4 TWh accettati. Risultano in aumento, invece, i volumi offerti in acquisto tramite blocchi, a 10,2 GWh (+3,0 GWh) e tutti 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 larga parte al Centro Sud e, in misura minore, 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	20.316.465 (-0,3%)	9.809.446 (+9,1%)	10.507.020 (-7,7%)	694.820 (+11,5%)	93.640 (-31,4%)	601.180 (+23,5%)	21.011.286 (+0,1%)	9.903.086 (+8,5%)	11.108.200 (-6,4%)
Centro Nord	1.562.759 (-12,8%)	1.179.833 (-12,9%)	382.926 (-12,4%)	-	-	-	1.562.759 (-12,8%)	1.179.833 (-12,9%)	382.926 (-12,4%)
Centro Sud	5.604.370 (-1,2%)	2.167.490 (+12,8%)	3.436.880 (-8,4%)	794.964 (-19,4%)	180.284 (-40,1%)	614.679 (-10,3%)	6.399.334 (-3,9%)	2.347.774 (+5,6%)	4.051.559 (-8,7%)
Sud	4.593.230 (+0,7%)	2.281.518 (+4,6%)	2.311.711 (-3,0%)	246.036 (+22,6%)	82.558 (+26,5%)	163.478 (+20,8%)	4.839.265 (+1,6%)	2.364.076 (+5,3%)	2.475.190 (-1,7%)
Calabria	1.890.882 (-14,8%)	487.871 (-27,6%)	1.403.011 (-9,2%)	268.931 (+4,3%)	15.833 (-53,1%)	253.098 (+12,9%)	2.159.812 (-12,8%)	503.704 (-28,8%)	1.656.109 (-6,4%)
Sicilia	2.106.029 (-9,0%)	808.730 (-18,0%)	1.297.299 (-2,2%)	-	-	-	2.106.029 (-9,0%)	808.730 (-18,0%)	1.297.299 (-2,2%)
Sardegna	1.383.094 (-5,4%)	1.056.586 (-0,7%)	326.508 (-18,0%)	-	-	-	1.383.094 (-5,4%)	1.056.586 (-0,7%)	326.508 (-18,0%)
TOTALE NAZIONALE	37.456.828 (-2,5%)	17.791.474 (+3,6%)	19.665.354 (-7,4%)	2.004.751 (-3,1%)	372.315 (-30,6%)	1.632.436 (+6,6%)	39.461.579 (-2,5%)	18.163.789 (+2,6%)	21.297.790 (-6,4%)

OFFERTE DI ACQUISTO (MWh)									
ZONE	SEMPLICI			BLOCCHI			TOTALI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
Nord	12.826.902 (+1,6%)	12.285.056 (+1,0%)	541.847 (+16,5%)	997 (-8,8%)	997 (-8,5%)	0 (-96,1%)	12.827.900 (+1,6%)	12.286.053 (+1,0%)	541.847 (+16,5%)
Centro Nord	1.975.143 (+2,1%)	1.871.173 (+0,3%)	103.969 (+51,0%)	90 (+21,5%)	90 (+21,5%)	-	1.975.233 (+2,1%)	1.871.264 (+0,3%)	103.969 (+51,0%)
Centro Sud	3.962.932 (+1,2%)	3.774.558 (-0,4%)	188.374 (+52,4%)	8.817 (+46,5%)	8.817 (+46,5%)	-	3.971.748 (+1,3%)	3.783.374 (-0,4%)	188.374 (+52,4%)
Sud	1.371.560 (-0,8%)	1.314.118 (-1,6%)	57.443 (+22,2%)	187 (+61,7%)	187 (+61,7%)	-	1.371.748 (-0,8%)	1.314.305 (-1,6%)	57.443 (+22,2%)
Calabria	411.567 (-5,2%)	398.287 (-1,8%)	13.280 (-53,2%)	50 (-40,4%)	50 (-40,4%)	-	411.617 (-5,2%)	398.337 (-1,8%)	13.280 (-53,2%)
Sicilia	1.345.292 (+1,7%)	1.267.572 (+3,2%)	77.720 (-17,8%)	58 (+5,5%)	58 (+5,5%)	-	1.345.350 (+1,7%)	1.267.630 (+3,2%)	77.720 (-17,8%)
Sardegna	704.027 (+0,7%)	628.039 (+0,5%)	75.988 (+2,0%)	-	-	-	704.027 (+0,7%)	628.039 (+0,5%)	75.988 (+2,0%)
TOTALE NAZIONALE	22.597.422 (+1,3%)	21.538.802 (+0,6%)	1.058.621 (+17,4%)	10.200 (+37,1%)	10.200 (+37,1%)	0 (-96,1%)	22.607.623 (+1,3%)	21.549.002 (+0,6%)	1.058.621 (+17,4%)

*Variazioni in media oraria rispetto al mese precedente.

I VOLUMI

A maggio la domanda di energia elettrica rimane sostanzialmente stabile sui livelli del mese precedente, con gli acquisti a 22,1 TWh (+0,7% in media oraria su aprile). In tale scenario la liquidità del mercato sale all'81,8% (+0,3 p.p.), in virtù di un aumento della componente di borsa a 18,1 TWh (+1,0%) e di contrattazioni bilaterali in flessione

a 4,0 TWh (-0,8%). Gli acquisti nazionali risultano in lieve incremento a 21,5 TWh (+0,6%) e sale il livello dell'export a 0,5 TWh (+4,1%). La decisa crescita dei volumi FER contribuisce all'incremento delle vendite nazionali, pari a 18,2 TWh (+2,6%), mentre scendono le importazioni, a 3,9 TWh (-7,2%) (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 3).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.071	+0,6%	81,8%
Operatori	11.060	+1,1%	50,1%
GSE	3.146	+8,7%	14,2%
Zone estere	3.864	-6,3%	17,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	4.017	-2,0%	18,2%
Zone estere	60	-31%	0,3%
Zone nazionali	3.957	-1,4%	17,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	22.088	+0,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	21.377	+3,1%	
OFFERTA TOTALE	43.465	+1,6%	

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

Tabella 4: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.071	+0,6%	81,8%
Acquirente Unico	372	-64,5%	1,7%
Altri operatori	14.471	+5,5%	65,5%
Pompaggi	165	+100,3%	0,7%
Zone estere	539	+86,7%	2,4%
Saldo programmi PCE	2.525	-10,6%	11,4%
PCE (incluso MTE)	4.017	-2,0%	18,2%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	23	-70,4%	0,1%
Zone nazionali altri operatori	6.519	-4,8%	29,5%
Saldo programmi PCE	-2.525	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	22.088	+0,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.719	+73,1%	
DOMANDA TOTALE	23.806	+3,3%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

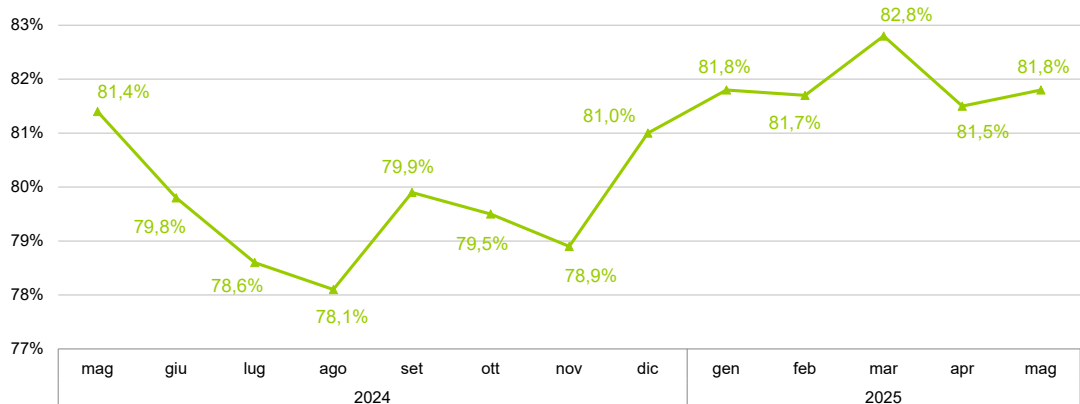


Tabella 5: MGP, volumi zonal

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.011	28,2	+7,4%	9.903	13,3	+0,5%	12.286	16,5	-2,0%
Centro Nord	1.563	2,1	-2,0%	1.180	1,6	-4,9%	1.871	2,5	+0,1%
Centro Sud	6.399	8,6	-0,8%	2.348	3,2	+10,5%	3.783	5,1	-0,4%
Sud	4.839	6,5	+1,3%	2.364	3,2	+11,3%	1.314	1,8	-1,3%
Calabria	2.160	2,9	-7,9%	504	0,7	-32,1%	398	0,5	+1,7%
Sicilia	2.106	2,8	-18,9%	809	1,1	+1,9%	1.268	1,7	+4,9%
Sardegna	1.383	1,9	+13,8%	1.057	1,4	+9,4%	628	0,8	-0,7%
Totale nazionale	39.462	53,0	+2,4%	18.164	24,4	+1,8%	21.549	29,0	-1,0%
Estero	4.003	5,4	-5,6%	3.924	5,3	-6,8%	539	0,7	+86,7%
Sistema Italia	43.465	58,4	+1,6%	22.088	29,7	+0,2%	22.088	29,7	+0,2%

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

LE FONTI

Le vendite FER a maggio si portano sui massimi storici, con la quota sul totale venduto al 64,4% (+8,3 p.p. su aprile). Guidano la crescita dei volumi rinnovabili le unità di produzione idriche, ai massimi da agosto 2024 e con un incremento concentrato al Nord (+1,8 GWh medi). A ridosso dei massimi storici anche i volumi solari, in diffusa

crescita in tutte le zone. Concorre alla crescita dei volumi rinnovabili anche un debole incremento delle vendite eoliche, concentrato al Centro Sud e al Sud. Tali dinamiche favoriscono la flessione delle vendite dei cicli combinati, attestatesi ai minimi da oltre 14 anni, con una quota delle fonti termiche al 33,5% (-9,3 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	4.305	+6,5%	368	-30,0%	1.072	-12,2%	1.018	-8,0%	249	-56,9%	235	-38,9%	931	+5,7%	8.179	-6,4%
Gas	3.417	+7,2%	280	-40,2%	823	-14,1%	774	-14,0%	121	-72,7%	190	-41,3%	530	+16,6%	6.134	-8,9%
Carbone	0	-	-	-	0	-	0	-	0	-	-	-	339	-2,1%	339	-2,1%
Altre	889	+3,8%	88	+52,2%	250	-5,3%	245	+18,1%	128	-4,9%	45	-25,9%	62	-22,5%	1.706	+2,8%
Fonti rinnovabili	8.521	-1,2%	1.218	+6,7%	2.056	+28,5%	2.159	+23,5%	428	+2,0%	850	+24,8%	489	+18,2%	15.722	+7,5%
Idraulica	5.823	-6,7%	267	+11,3%	695	+9,9%	514	+7,6%	115	-	180	+9,1%	82	+8,2%	7.676	-3,6%
Geotermica	-	-	605	+1,9%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	605	+1,9%
Eolica	24	-8,3%	19	-20,5%	517	+16,5%	1.215	+32,2%	219	+7,9%	388	+26,4%	160	+5,5%	2.542	+22,5%
Solare e altre	2.674	+13,6%	327	+15,5%	844	+61,2%	431	+22,0%	94	+9,0%	282	+35,0%	248	+32,5%	4.899	+22,6%
Pompaggio	484	-16,2%	-	-	28	-20,6%	-	-	-	-	1,26	+1323,2%	0	-99,2%	513	-16,6%
Totale	13.311	+0,5%	1.586	-4,9%	3.156	+10,5%	3.178	+11,3%	677	-32,1%	1.087	+1,9%	1.420	+9,4%	24.414	+1,8%

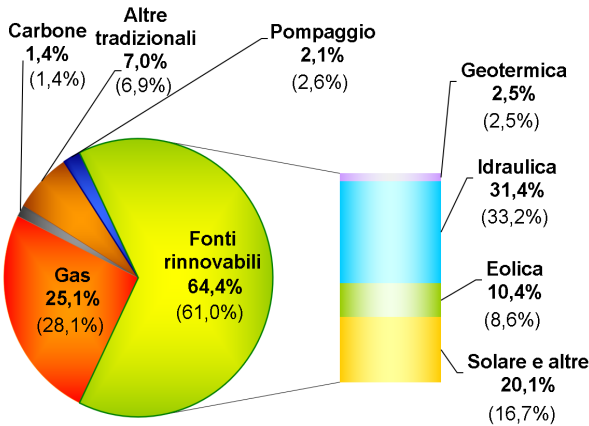
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

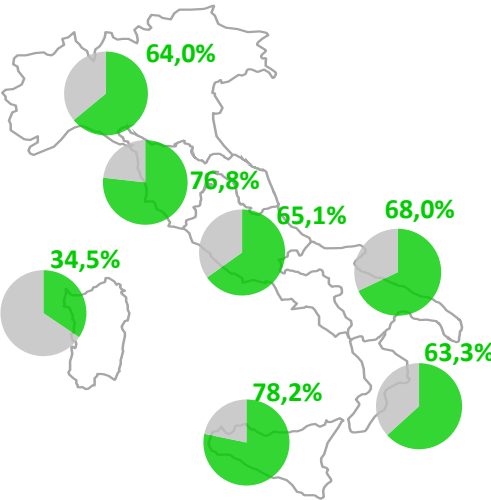
Fonte: GME

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dell'anno precedente.



LE FRONTIERE ESTERE

Il saldo con l'estero mostra una flessione a 3,4 TWh (-0,2 TWh su aprile), scendendo ai minimi da luglio 2024. Il calo dell'import netto è osservabile su tutte le frontiere, anche in corrispondenza di restringimenti delle NTC, con l'eccezione di quella francese. A concorrere alla flessione dei flussi in entrata è anche un contesto connotato da un leggero

incremento dell'export verso Slovenia e Montenegro e dal perdurare dell'inibizione dell'interconnessione con la Grecia. Infine, si registrano nei primi giorni del mese frequenti applicazioni del vincolo generalizzato e limitazioni delle NTC sulla frontiera svizzera e montenegrina (Tabella 7 e Figura 1).

Tabella 7: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia*	2.023.841 (1.765.674)	95,7% (96,8%)	1,6% (2,3%)	2,7% (0,9%)	78,5% (86,8%)	- (-)	3.166 (2.627)	2.026.766 (1.777.419)	2.026.766 (1.777.419)	1.946 (1.952)	2.925 (11.745)	2.925 (11.745)
Italia - Svizzera	1.328.519 (1.440.884)	90,5% (94,1%)	9,4% (4,6%)	0,1% (1,3%)	- (-)	- (-)	2.306 (2.290)	1.402.495 (1.458.328)	n/a n/a	2.709 (2.598)	73.975 (17.444)	n/a n/a
Italia - Austria*	137.806 (227.665)	70,3% (85,2%)	25,7% (13,4%)	4,0% (1,3%)	60,8% (77,4%)	22,7% (10,9%)	350 (407)	165.202 (243.768)	165.202 (243.768)	147 (179)	27.396 (16.103)	27.396 (16.103)
Italia - Slovenia*	-127.556 (117.877)	36,0% (68,0%)	59,4% (23,0%)	4,6% (9,0%)	24,2% (61,8%)	38,0% (14,0%)	393 (381)	92.593 (191.302)	92.593 (191.302)	602 (571)	220.149 (73.425)	220.149 (73.425)
Italia - Montenegro	116.303 (311.394)	63,0% (86,2%)	36,3% (8,3%)	0,7% (5,5%)	2,7% (14,0%)	- (-)	538 (543)	236.986 (347.832)	n/a n/a	946 (771)	120.683 (36.438)	n/a n/a
Italia - Grecia*	0 (151.812)	- (59,4%)	- (15,1%)	100,0% (25,5%)	- (57,0%)	- (8,9%)	0 (500)	0 (191.200)	0 (191.200)	0 (500)	0 (39.388)	0 (39.388)
Italia - Malta	-69.118 (-62.679)	- (-)	94,5% (92,2%)	5,5% (7,8%)	- (-)	- (0,1%)	225 (225)	0 (-)	n/a n/a	225 (225)	69.118 (62.679)	n/a n/a
TOTALE**	3.409.795 (3.952.627)							3.924.042 (4.209.848)	2.284.561 (2.403.688)		514.247 (257.221)	250.470 (140.660)

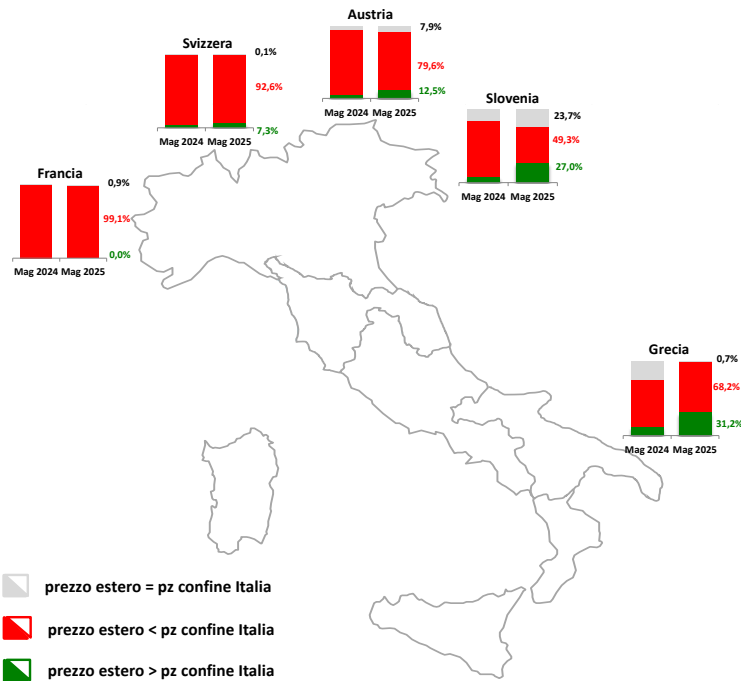
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*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



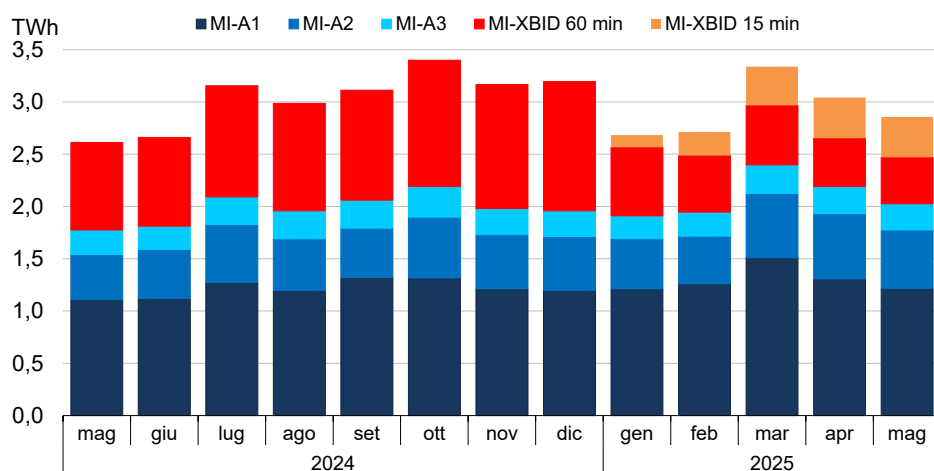
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A maggio i volumi sul MI si portano a 2,9 TWh (-0,2 TWh su aprile), per effetto di una lieve flessione degli scambi concentrata sui mercati in asta (2,0 TWh). In particolare, il calo è osservabile sul MI-A1 (1,2 TWh, -0,1 TWh) e sul MI-A2, (0,6 TWh, -0,1 TWh), mentre si mantengono sostanzialmente stabili i volumi negoziati sul MI-A3 (0,3 TWh). Anche su XBID i volumi rimangono pressoché invariati (0,8 TWh), con la maggioranza degli scambi sempre concentrata nelle Fasi 2 e 3 (circa il 90% per entrambi i prodotti) e un numero di abbinamenti che permane su livelli elevati (oltre 1 milione, di cui quasi 900 mila relativi al prodotto a 15 minuti). Sempre sul mercato a negoziazione continua, si registra una crescita della quota degli scambi tra zone nazionali (57%) a scapito della

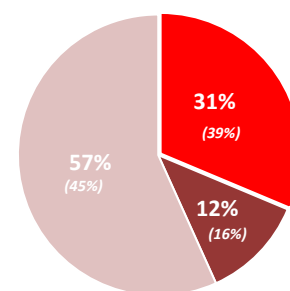
quota di scambi all'interno della medesima zona (12%) e con l'estero (31%), con l'ultima in progressivo calo rispetto ai primi mesi dell'anno (era al 57% a gennaio). I prezzi medi scendono sui mercati in asta e sul prodotto XBID a 60 minuti ai minimi da maggio/giugno 2024 (90/98 €/MWh, -6/-2 €/MWh), mentre sul prodotto XBID a 15 minuti calano al livello più basso da inizio anno (97 €/MWh, -3 €/MWh). Rispetto ai corrispondenti valori del MGP, le quotazioni risultano sostanzialmente allineate sul MI-A1, inferiori sul MI-A3 e superiori sui restanti mercati (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10). In ultimo, si registrano su entrambi i prodotti di XBID abbinamenti a prezzi negativi, diffusi in tutte le zone (con prezzi fino a -200 €/MWh sul prodotto a 15 minuti).

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



■ con l'estero
■ all'interno della stessa zona
■ tra zone nazionali

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

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	618.880	111,9%	228.446	136,2%	91.822	88,8%	939.148	114,0%	110.082	42,7%	108.804	-	1.158.034	107,0%
Centro Nord	79.878	107,9%	48.244	140,5%	17.026	123,3%	145.148	118,8%	50.080	94,8%	39.320	-	234.547	134,0%
Centro Sud	176.854	124,5%	84.338	98,0%	38.793	101,6%	299.984	112,7%	37.180	51,4%	37.052	-	374.216	110,5%
Sud	152.001	102,3%	83.189	143,1%	48.017	160,7%	283.207	119,7%	47.961	54,8%	40.602	-	371.771	114,7%
Calabria	26.052	93,6%	14.016	118,4%	8.296	123,4%	48.364	104,3%	5.618	30,1%	4.677	-	58.658	90,2%
Sicilia	56.405	63,4%	27.426	88,9%	17.166	109,6%	100.996	74,6%	13.619	35,3%	9.602	-	124.218	71,4%
Sardegna	42.962	249,9%	33.734	250,1%	12.134	93,0%	88.831	203,2%	5.478	28,7%	9.804	-	104.113	165,7%
Estero	63.386	112,1%	39.144	127,8%	17.617	135,0%	120.147	119,9%	174.458	59,9%	137.011	-	431.616	110,3%
Totale	1.216.417	109,8%	558.537	129,0%	250.871	107,3%	2.025.824	114,1%	444.476	53,0%	386.873	-	2.857.173	109,4%

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	620.061	115,8%	230.770	120,5%	92.656	88,6%	943.487	113,5%	151.767	50,7%	134.095	-	1.229.349	108,7%
Centro Nord	56.845	63,2%	32.406	156,7%	14.475	121,7%	103.727	84,6%	44.063	96,8%	32.879	-	180.669	107,5%
Centro Sud	189.105	135,0%	91.570	125,2%	40.723	125,1%	321.398	130,8%	39.746	38,4%	47.048	-	408.191	116,8%
Sud	167.397	119,4%	81.473	114,5%	42.653	124,8%	291.523	118,7%	53.570	61,2%	46.187	-	391.280	117,5%
Calabria	34.114	51,9%	11.349	71,9%	11.661	175,0%	57.124	64,8%	7.006	23,7%	6.500	-	70.630	60,0%
Sicilia	38.775	48,8%	27.035	106,0%	14.445	87,2%	80.254	66,0%	15.861	43,0%	10.715	-	106.830	67,4%
Sardegna	38.962	193,6%	21.228	222,4%	10.899	191,1%	71.089	201,0%	6.511	27,9%	9.407	-	87.007	148,1%
Estero	71.158	191,0%	62.706	243,9%	23.361	108,0%	157.225	185,9%	125.953	59,3%	100.040	-	383.219	129,1%
Totale	1.216.417	109,8%	558.538	129,0%	250.871	107,3%	2.025.826	114,1%	444.476	53,0%	386.873	-	2.857.174	109,4%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

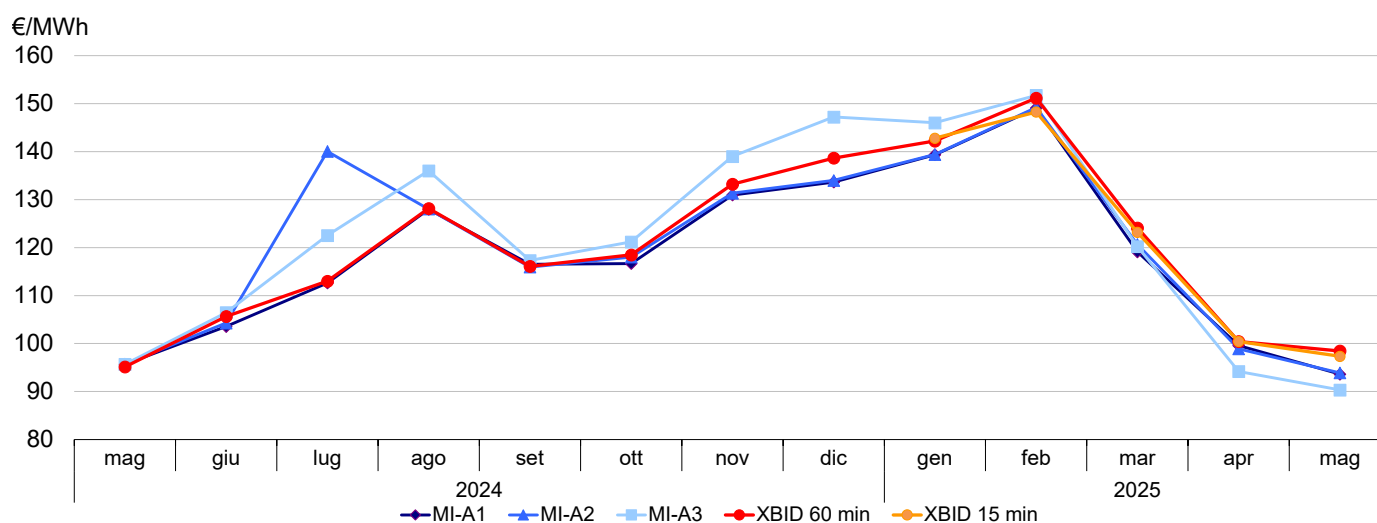


Tabella 10: MI, prezzi zionali medi

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	€/MWh	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	93,79	91,78	93,86	-1,1%	94,09	-1,3%	90,40	-4,7%	97,38	3,1%	96,59	-
			(+0,1%)		(+0,3%)		(-1,5%)		(+3,8%)		(+3,0%)	
Centro Nord	94,40	92,74	94,90	-1,5%	94,96	-1,7%	91,61	-5,2%	100,06	2,6%	98,20	-
			(+0,5%)		(+0,6%)		(-1,2%)		(+6,0%)		(+4,0%)	
Centro Sud	93,15	90,93	93,44	-2,8%	93,77	-3,0%	90,61	-6,4%	97,39	1,8%	96,61	-
			(+0,3%)		(+0,7%)		(-0,3%)		(+4,6%)		(+3,7%)	
Sud	93,11	90,90	93,41	-1,1%	93,73	-0,9%	90,58	-4,1%	98,11	3,7%	97,01	-
			(+0,3%)		(+0,7%)		(-0,4%)		(+5,4%)		(+4,2%)	
Calabria	93,21	91,09	93,54	-1,0%	93,99	-0,7%	91,10	-3,5%	96,70	2,5%	99,52	-
			(+0,4%)		(+0,8%)		(+0,0%)		(+3,7%)		(+6,8%)	
Sicilia	93,57	91,80	94,31	-5,4%	94,51	-5,3%	92,08	-9,1%	98,63	-0,8%	97,79	-
			(+0,8%)		(+1,0%)		(+0,3%)		(+5,4%)		(+4,5%)	
Sardegna	88,58	83,56	89,24	-3,6%	89,75	-4,1%	82,48	-9,6%	93,11	0,6%	95,11	-
			(+0,7%)		(+1,3%)		(-1,3%)		(+5,1%)		(+7,4%)	

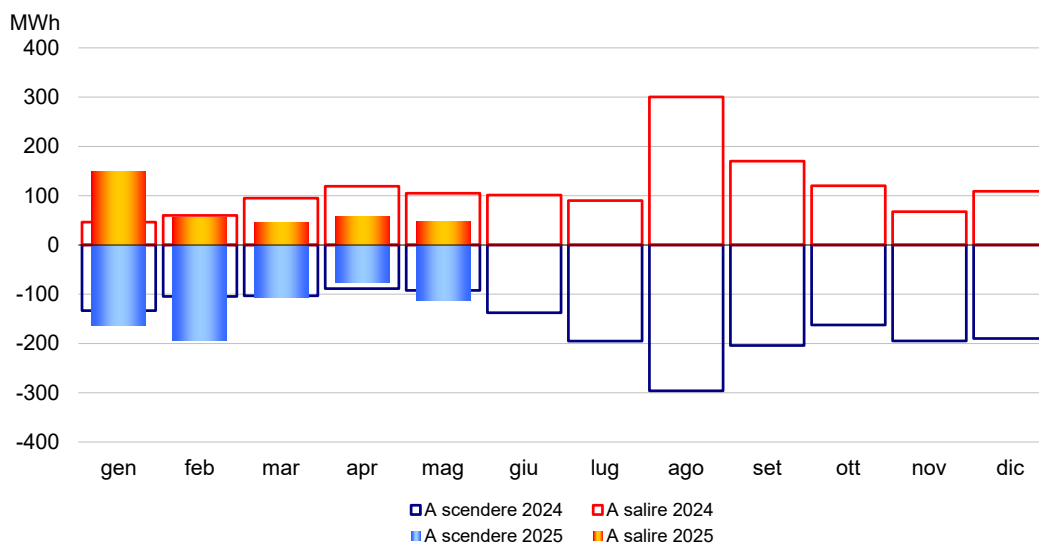
NOTE: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore). Si fornisce il dato MGP (13-24 h) per confronto con MI-A3.

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

Sul MSD ex-ante le vendite del TSO sul mercato a salire registrano una flessione a 36 GWh scendere crescono a 84 GWh, mentre gli acquisti di Terna (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 31 abbinamenti per volumi pari a 23,6 GWh (+10,8 GWh su aprile), in corrispondenza di una crescita sia sul prodotto baseload, a 21,4 GWh (+10,2 GWh),

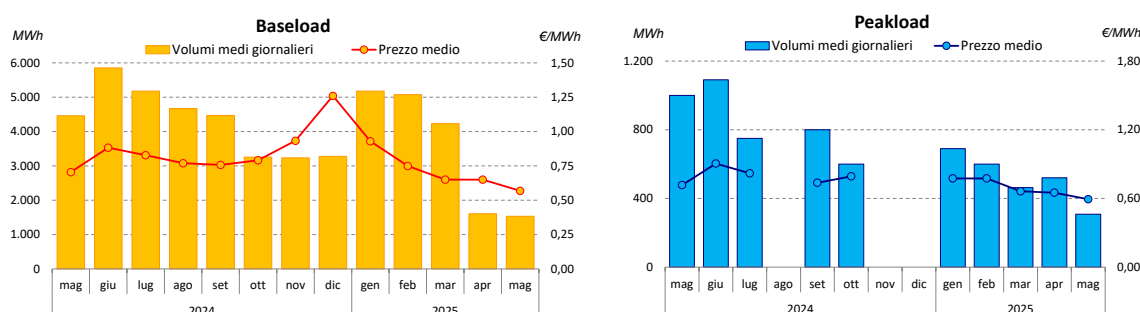
sia sul peakload, a 2,2 GWh (+0,6 GWh). I prezzi medi calano su entrambi i prodotti, con il baseload a 0,57 €/MWh (-0,08 €/MWh) e il peakload a 0,59 €/MWh (-0,06 €/MWh) (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prodotti negoziati		Prezzo			Volumi	
	N°	N°	Medio	Minimo	Massimo	Medio	Minimo	MWh	MWh/g
Baseload	23	14/31	0,57	0,50	0,70	21.432	1.531		
	(94)	22/31	(0,70)	(0,70)	(0,80)	(98.136)	(4.461)		
Peakload	8	7/22	0,59	0,55	0,70	2.160	309		
	(15)	9/23	(0,72)	(0,65)	(0,80)	(9.000)	(1.000)		
Totale		31				23.592			
		(109)				(107.136)			

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

A maggio si sono rilevate 5 registrazioni OTC a fini di clearing per 8,1 GWh, relative ai prodotti baseload Luglio 2025 (1,5 GWh), III Trimestre 2025 (4,4 GWh) e IV Trimestre 2025 (2,2 GWh). Il prodotto Giugno 2025 chiude il periodo di contrattazione

con un prezzo di 95,93 €/MWh sul baseload e una posizione aperta sul baseload pari a 13,7 GWh. Per effetto delle suddette dinamiche, la posizione aperta complessiva si porta a 184,0 GWh (-5,6 GWh su aprile) (Tabella 11 e Grafico 9).

Tabella 11: MTE, prodotti negoziabili a maggio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione		MW	MW	MW		MW	MWh
Giugno 2025	95,93	+0,0%	-	-	-	-	-	19	13.680
Luglio 2025	101,31	+0,0%	-	-	2	2	-	2	1.488
Agosto 2025	109,78	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2025	117,77	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	109,53	+0,0%	-	-	2	2	-85,7%	24	52.992
IV Trimestre 2025	108,76	+0,0%	-	-	1	1	-92,9%	21	46.389
I Trimestre 2026	108,11	+0,0%	-	-	-	-	-100,0%	2	4.318
II Trimestre 2026	93,35	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2026	98,26	+0,0%	-	-	-	-	-100,0%	9	78.840
Totale			-	-	5	5			184.027

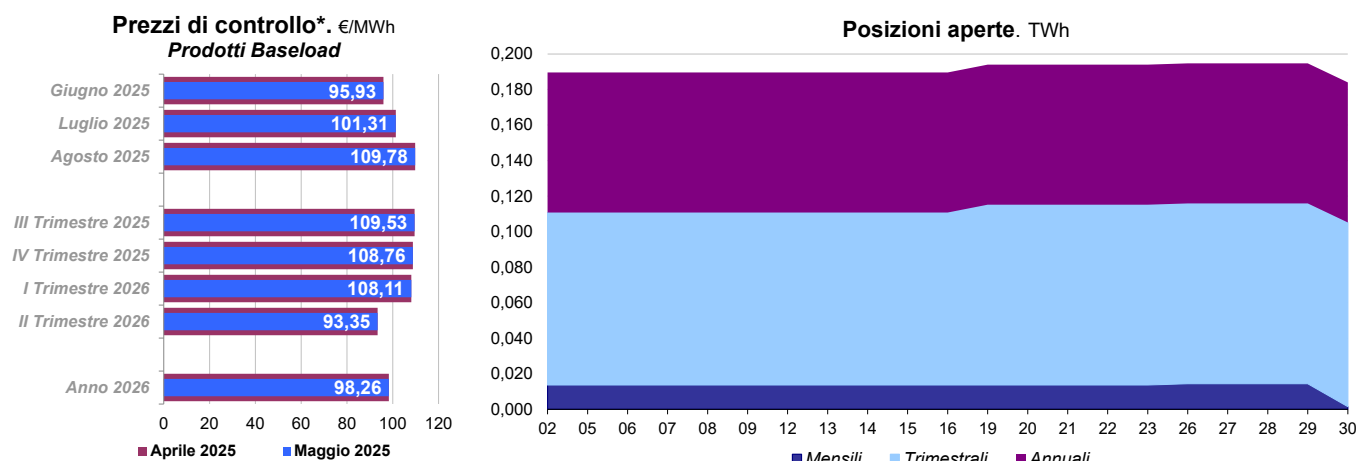
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione		MW	MW	MW		MW	MWh
Giugno 2025	94,53	+0,6%	-	-	-	-	-	-	-
Luglio 2025	100,61	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2025	108,59	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2025	113,54	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	107,46	-15,2%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2025	124,76	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2026	121,96	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2026	98,97	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2026	103,91	-11,5%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			-
TOTALE			-	-	5	5			184.027

*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 a maggio

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

A maggio le transazioni registrate sulla PCE con consegna/ritiro dell'energia scendono a 15,3 TWh (-5,3% su aprile in media oraria). In calo la posizione netta, pari a 9,5 TWh (-8,7%), mentre il Turnover sale a 1,61.

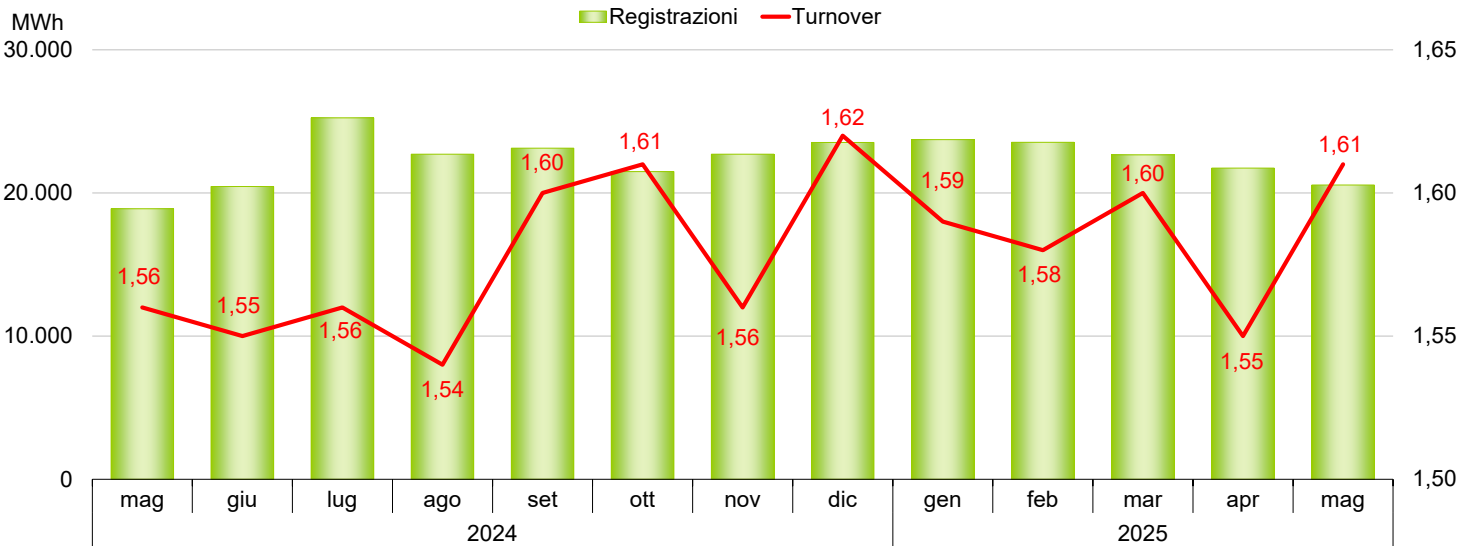
I programmi registrati ammontano a 4,0 TWh nei conti in immissione e a 6,5 TWh in prelievo, con i relativi sbilanciamenti a programma pari a 5,5 TWh e a 3,0 TWh (Tabella 12, Grafico 10).

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

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI			
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo
					MWh	Variazione	MWh
Baseload	2.270.018	- 8,9%	14,8%	Richiesti	4.595.313	-3,2%	6.542.136
Off Peak	0	-	-	Rifiutati	578.478	-10,7%	273
Peak	6.468	+84,6%	0,0%	Registrati	4.016.836	-2,0%	6.541.862
Week-end	-	-	-				
Totale Standard	2.276.486	- 9,2%	14,8%	Sbilanciamenti a programma	5.533.100	+11,7%	3.008.074
Totale Non standard	13.019.060	+12,7%	84,9%	Saldo programmi	-	-	2.525.026
PCE bilaterali	15.295.546	+8,8%	99,8%				
MTE	13.392	+213,5%	0,1%				
MPEG	23.592	- 78,0%	0,2%				
TOTALE PCE	15.332.530	+8,2%	100,0%				
POSIZIONE NETTA	9.549.936	+5,5%					

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

■ A maggio nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 14,5 TWh, rappresentando una quota sul totale consumato nel sistema pari al 40%. Gli scambi risultano concentrati sull'orizzonte day-ahead, in particolare nel mercato

a negoziazione continua (8,2 TWh). Con riferimento ai prezzi, a maggio l'IG Index (IGI) rimane pressoché stabile a 37,69 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti del GME, tutte comprese tra 35-38 €/MWh.

IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

A maggio l'IG Index (IGI) si porta in media a 37,69 €/MWh, in linea con il livello del mese precedente (37,59 €/MWh), mostrando valori più bassi nei primi giorni del mese. L'andamento appare in linea con quanto osservato sulle principali quotazioni europee, tra cui il TTF, che scende a 35,02 €/MWh (-0,50 €/MWh), per uno

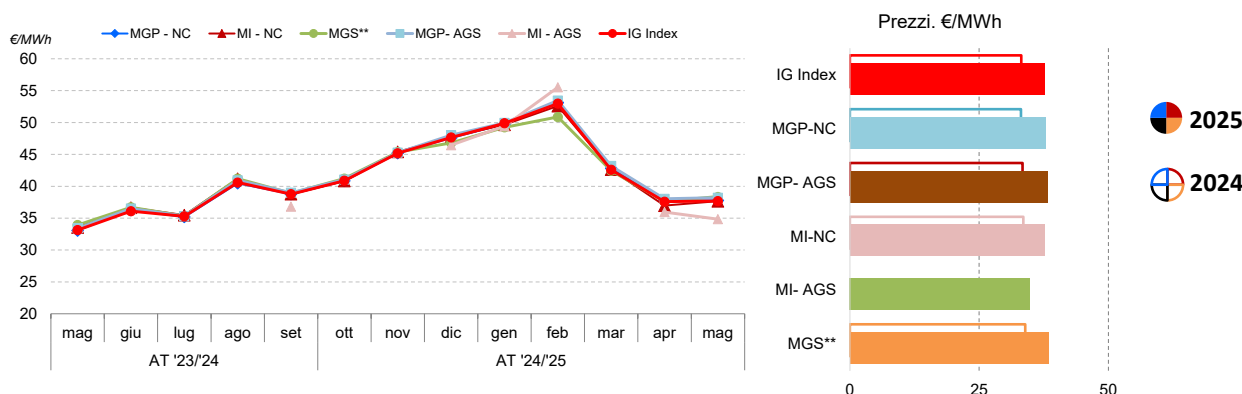
spread IGI-TTF che sale a 2,7 €/MWh (era 2,0 €/MWh ad aprile). Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, anch'essi sostanzialmente stabili rispetto al mese precedente, risultano tutti compresi nell'intorno dei 38 €/MWh, con l'eccezione registrata sul comparto ad asta del MI-Gas (34,85 €/MWh).

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

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				
	Media	Var	Min	Max	
IG Index	37,69	(33,14)	+13,7%	32,29	40,66
MP-GAS					
MGP					
Negoziiazione continua	37,79	(33,08)	+14,3%	32,00	41,50
Comparto AGS	38,22	(33,39)	+14,5%	32,99	41,49
MI					
Negoziiazione continua	37,66	(33,53)	+12,3%	30,20	40,90
Comparto AGS	34,85	(-)	+0,0%	30,60	39,09
MGS**	38,38	(33,93)	+13,1%	34,76	40,50
Stogit	38,38	(33,93)	+13,1%	34,76	40,50
Edison	-	(-)	-	-	-
MPL	-	(-)	-	-	-

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

I VOLUMI SUI MERCATI DEL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) risultano pari a 14,5 TWh, in lieve calo rispetto al mese precedente (-4%), con una quota sul totale consumato nel sistema gas che sale su livelli molto alti, pari a 40% (+9 p.p. su aprile 2025). Gli scambi sull'orizzonte day-ahead si attestano a 11,7 TWh (+1% su aprile), di questi 8,2 TWh contrattati nel comparto a negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si porta al 56%. Intenso l'aumento dei volumi scambiati nel comparto AGS, pari a 3,5 TWh (+70%) e 24% del totale MP-GAS (+10 p.p.), tutti relativi a movimentazioni in acquisto di Snam. In flessione rispetto ad aprile gli scambi sull'orizzonte intraday che si portano a 2,6 TWh (-14%), quasi tutti relativi alla negoziazione continua,

il cui peso sul MP-GAS si attesta al 17%. Su tale mercato risultano anche questo mese non elevate le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,3 TWh), mentre si riducono a 2,2 TWh le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB. Nel comparto AGS sono stati scambiati 79 GWh, concentrati in due sole sessioni. Le quantità scambiate sul MGS si confermano a 0,3 TWh, in corrispondenza di minori movimentazioni effettuate da Snam (0,15 TWh), dinamica registrata sia in vendita che in acquisto e con finalità di bilanciamento, e di maggiori contrattazioni tra operatori terzi (0,14 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	
	Totale	Var
MP-GAS		
<i>MGP</i>		
Negoziazione continua	8.173.296	(6.692.664) +22,1%
Comparto AGS	3.476.952	(3.314.568) +4,9%
<i>MI</i>		
Negoziazione continua	2.514.168	(2.588.688) -2,9%
Comparto AGS	79.464	(-) -
MGS**	293.579	(243.475) +20,6%
Stogit	293.579	(243.475) +20,6%
Edison	-	(-) -
MPL	-	(-) -

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

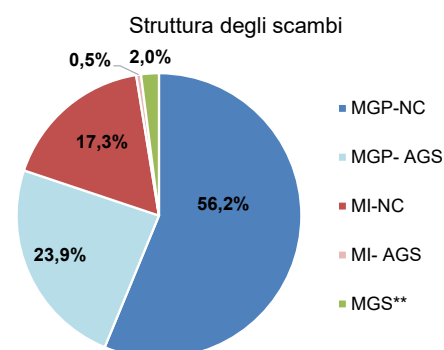
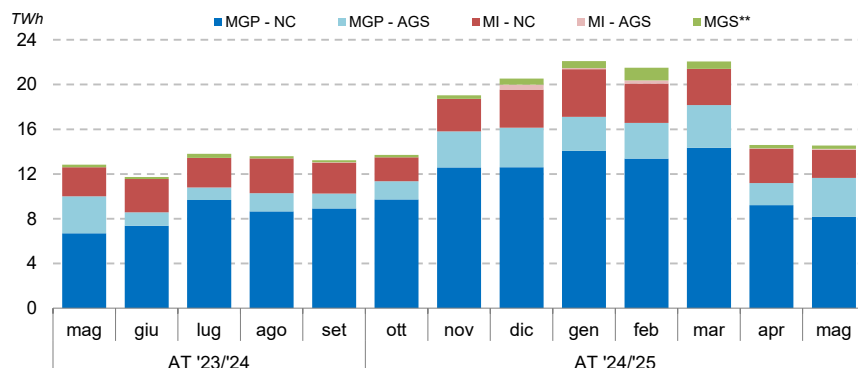


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

	Stogit		Stogit Adriatica	
	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
	MWh	MWh	MWh	MWh
Totale	293.579	293.579	-	-
SRG	128.246	25.844	-	-
Bilanciamento	128.246	25.844	-	-
Altre finalità	-	-	-	-
Operatori	165.333	267.735	-	-

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

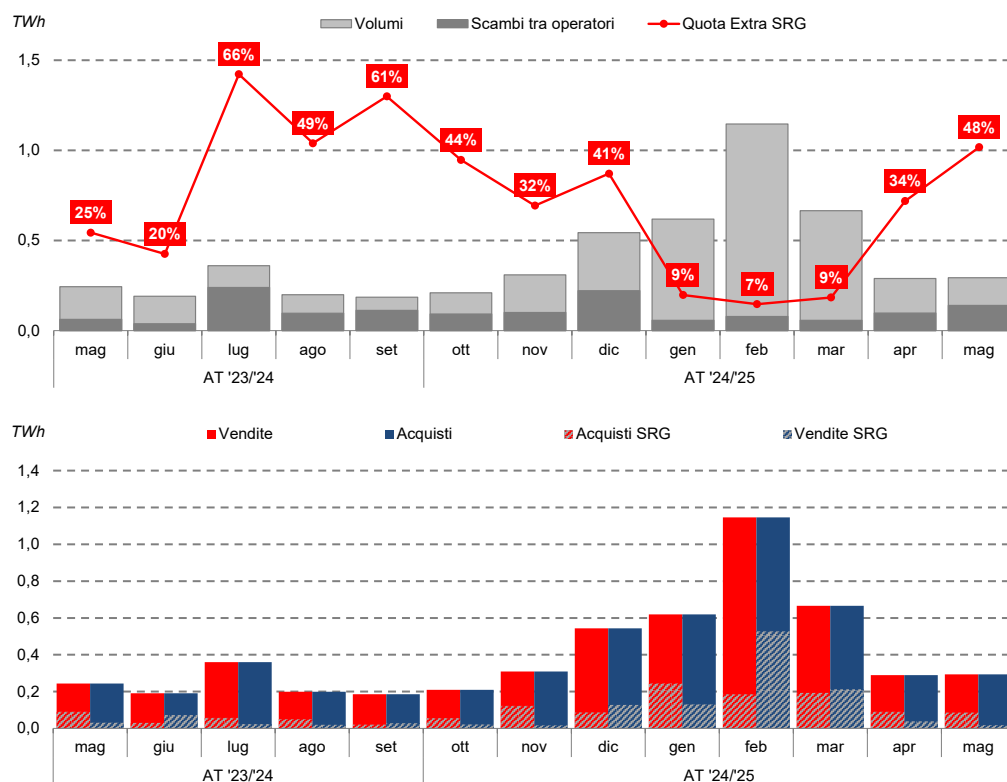


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh variazioni %		MWh/g	MWh
BoM-2025-05	-	-	35,63 -2,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2025-06	-	-	37,29	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-06	-	-	37,51 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-07	-	-	38,82 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-08	-	-	37,36 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-09	-	-	41,26	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-03	-	-	39,04 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-04	-	-	37,50 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-01	-	-	40,49 0,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-02	-	-	35,68 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2025/2026	-	-	40,04 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2026	-	-	37,28 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
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

A maggio in Italia i consumi di gas naturale (al lordo delle esportazioni) si attestano a 3.458 milioni di mc (36,6 TWh), in calo rispetto al mese precedente. La dinamica dei consumi rispetto ad aprile riflette una flessione intensa dei prelievi nel comparto civile (1.144 milioni di mc, 12,1 TWh) e termoelettrico (1.163 milioni di mc, 12,3 TWh), mentre risultano pressoché stabili i consumi del settore industriale (1.011 milioni di mc, 10,7 TWh). Sostanzialmente dimezzati le esportazioni e gli altri consumi, complessivamente pari a 141 milioni di mc (1,5 TWh). Sull'ato delle importazioni (5.584 milioni di mc, 59,0 TWh) diminuiscono su base mensile i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.628 milioni di mc (38,4 TWh), mentre aumentano significativamente

i flussi tramite rigassificatori GNL, a 1.957 milioni di mc (30,7 TWh), con una quota di questi ultimi al 35% (+5 p.p.). La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra dinamiche ribassiste a Mazara (19,6 TWh, 33% del totale), a Tarvisio (0,1 TWh, 0,2% del totale) e a Gela (1,1 TWh, 2% del totale), mentre cresce l'import da Passo Gries (9,0 TWh, 15%). In aumento le movimentazioni su quasi tutti i terminali di rigassificazione, in particolare a Piombino (4,3 TWh, 7% del totale). Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (25,4 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 6.643 milioni di mc (70,2 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	5.584	59,0	+8,2%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.850	19,6	-8,1%
Tarvisio	13	0,1	-96,5%
Passo Gries	856	9,0	+80,7%
Gela	108	1,1	-22,3%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	801	8,5	-9,7%
Panigaglia (GNL)	280	3,0	+115,8%
Cavarzere (GNL)	856	9,0	+3,4%
Livorno (GNL)	396	4,2	-
Piombino (GNL)	405	4,3	+27,9%
Ravenna	20	0	-
Produzione Nazionale	276	2,9	+19,1%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.860	62,0	+8,7%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	3.317	35,1	-2,0%
Industriale	1.011	10,7	+0,4%
Termoelettrico	1.163	12,3	+1,4%
Reti di distribuzione	1.144	12,1	-7,1%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	141	1,5	-3,4%
Esportazioni	251	2,6	+162,4%
Reti di terzi e altri consumi di sistema*	-110	-1,2	-316,6%
TOTALE CONSUMATO (al lordo delle esportazioni)	3.458	36,6	-2,0%
Iniezioni negli stoccaggi	2.402	25,4	+29,0%
TOTALE PRELEVATO	5.860	62,0	+8,7%

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

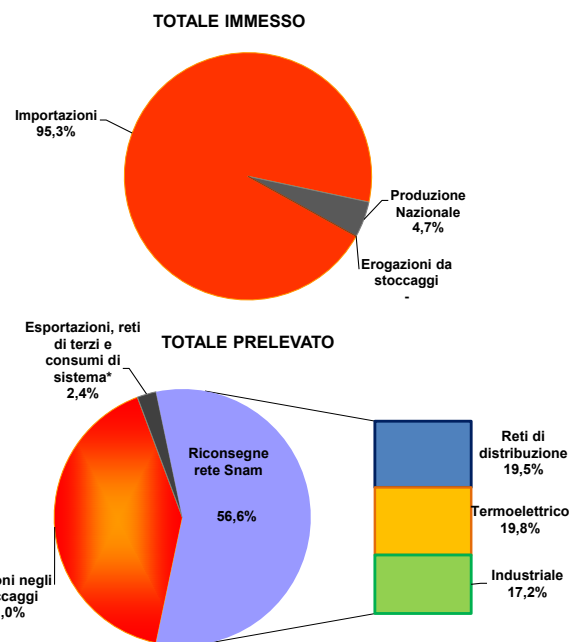
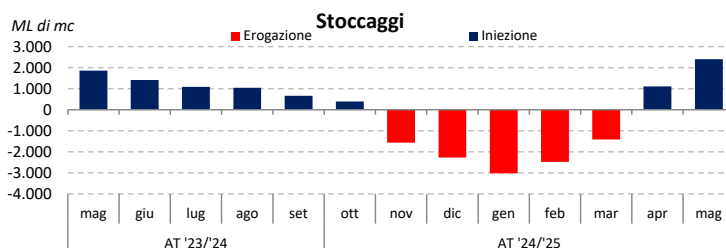
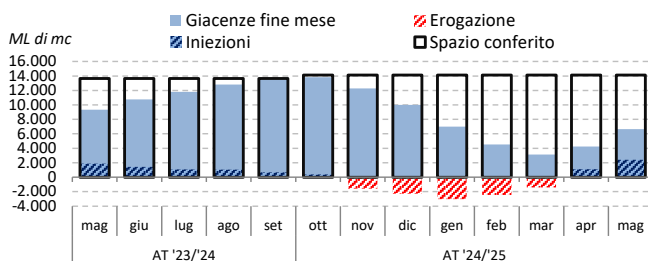


Figura 5: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit

Stoccaggio	Mi di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/05/2025)	6.643	70,2	-28,8%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	2.402	25,4	+29,0%
Flusso netto	2.402	25,4	+29,0%
Spazio conferito su base annuale	14.121	149,3	+3,3%
Giacenza/Spazio conferito	47,0%		-21,2 p.p.



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Stabili o in calo a maggio le quotazioni di Brent, combustibili e gas, mentre si confermano più intense le riduzioni dei prezzi elettrici europei.

A maggio restano sui livelli tra i più bassi degli ultimi quattro anni le quotazioni del Brent (64,65 \$/bbl, -7% su aprile), dell'olio combustibile (445,66 \$/MT, +1%), del gasolio (591,47 \$/MT, -4%) e del carbone (97,61 \$/MT, -4%).

Ancora ribassiste le aspettative espresse dai mercati a termine, che stimano i prezzi dei combustibili nei prossimi mesi

generalmente su livelli analoghi o inferiori agli attuali valori spot. Resta in lieve aumento e ai massimi da inizio 2022, invece, il tasso di cambio euro/dollaro (1,13 €/€, +1%), dinamica che favorisce, nella loro conversione in euro, un'attenuazione del modesto rialzo dell'olio combustibile e un'intensificazione delle riduzioni osservate sui prezzi degli altri combustibili.

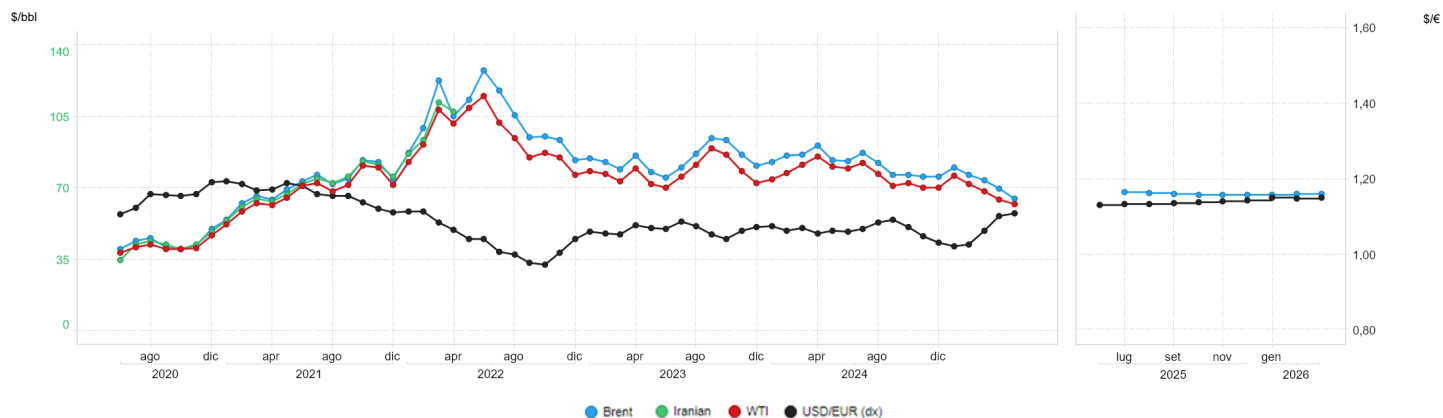
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

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	64,65	-7%	-22%				64,01	-3%	63,52	-2%		
Olio Combustibile	USD/MT	445,66	1%	-19%	401,67	398,37	0%	391,68	0%	385,39	0%	364,14	0%
Gasolio	USD/MT	591,47	-4%	-20%	604,50	604,97	-2%	599,73	-2%	597,60	-2%		
Carbone	USD/MT	97,61	-4%	-11%	102,25	97,61	-3%	95,75	-4%	99,00			

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	57,35	-8%	-26%			-	56,55	-	56,00	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	395,34	0%	-22%		352,65	-	346,04	-	339,79	-	315,76	-
Gasolio	EUR/MT	524,69	-5%	-23%		535,54	-	529,85	-	526,90	-		-
Carbone	EUR/MT	86,62	-5%	-15%		86,33	-	84,52	-	87,21	-		-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,13	1%	4%	1,14	1,13	-	1,13	-	1,13	-	1,15	-

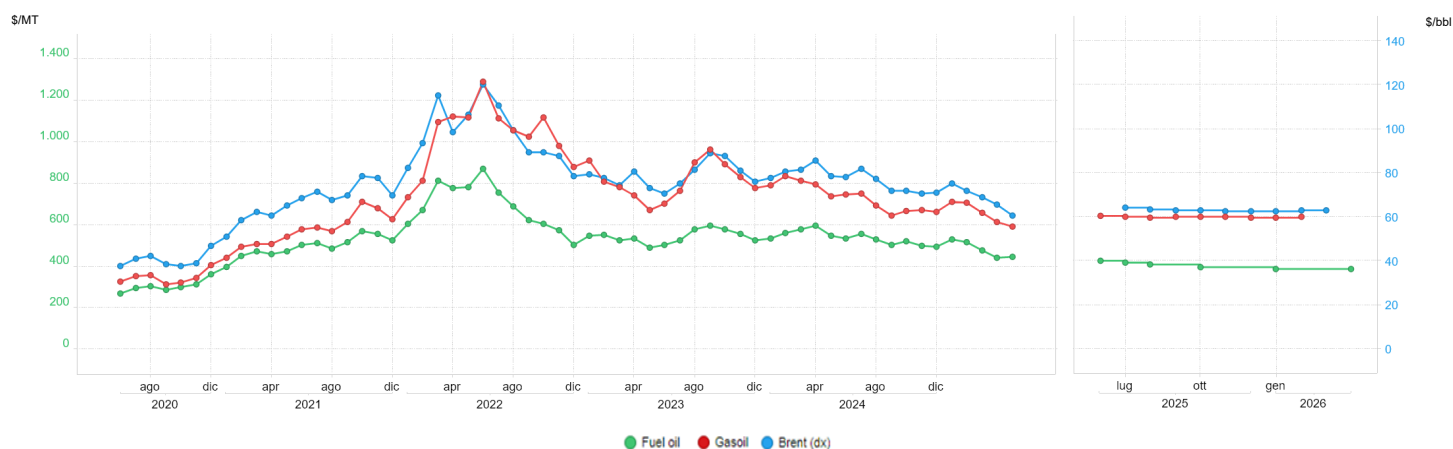
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



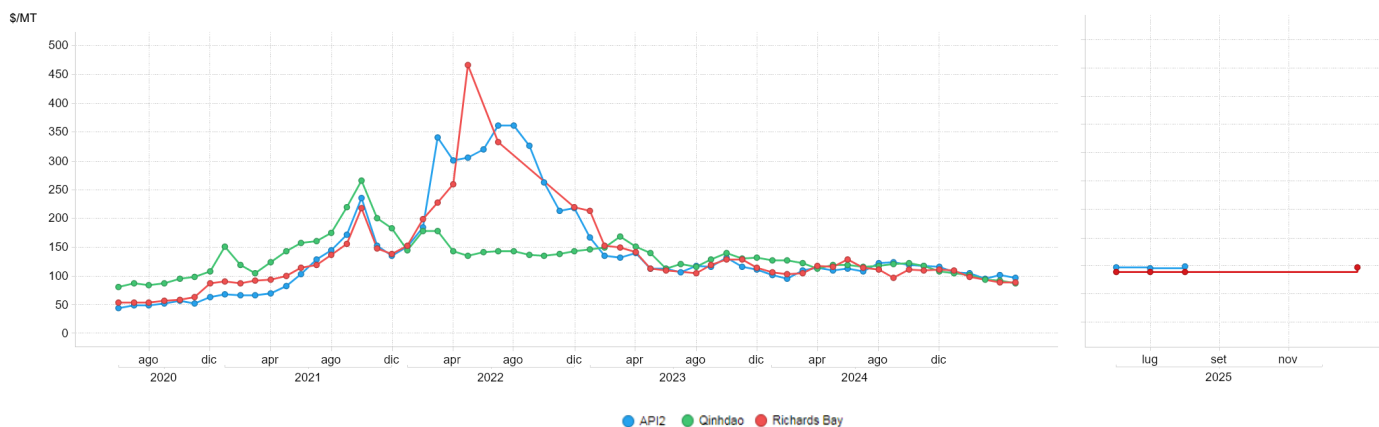
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



Fonte: LSEG Data & Analytics

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



Fonte: LSEG Data & Analytics

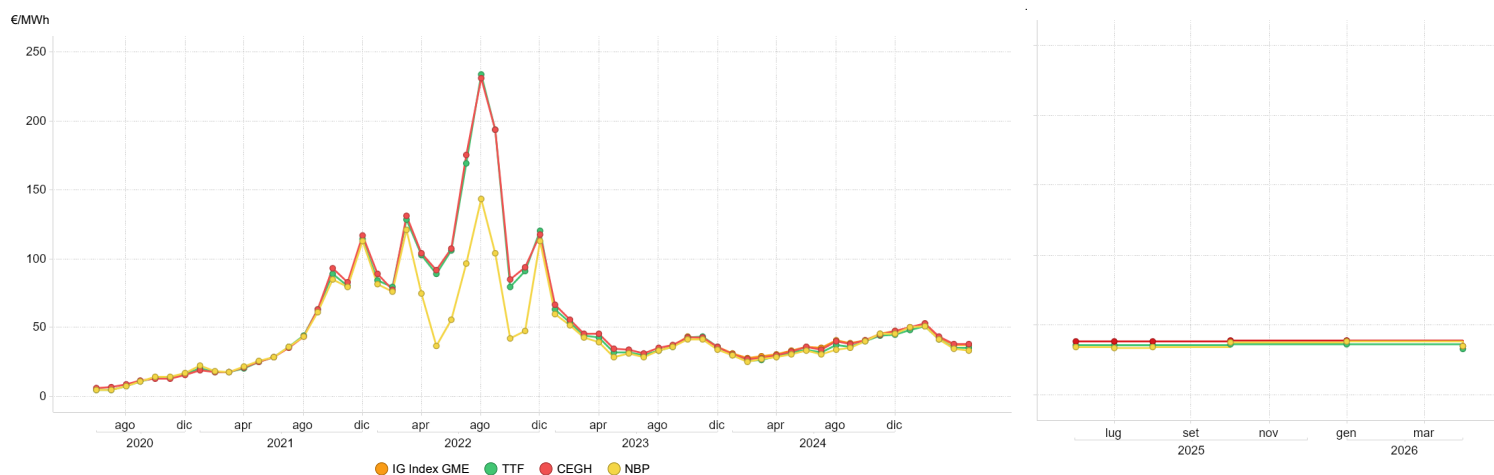
*A partire dal 1° aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alle quotazioni future M+1.

Modeste le variazioni mensili delle quotazioni del gas, con l'IG Index del GME stabile a 37,69 €/MWh, il TTF olandese a 35,02 €/MWh (-1%), e il loro differenziale in crescita

(2,67 €/MWh, +0,63 €/MWh). I mercati a termine 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	37,69	0%	14%									
TTF	NL	35,02	-1%	11%	31,80	35,31	0%	35,27	-1%	35,68	0%	34,05	3%
CEGH	AT	38,34	1%	18%	34,76	38,21	1%	38,17	1%	38,16	0%	36,68	3%
NBP	UK	33,46	-3%	10%	30,59	34,25	-1%	33,75	-6%	34,01	-56%		



Fonte: LSEG Data & Analytics

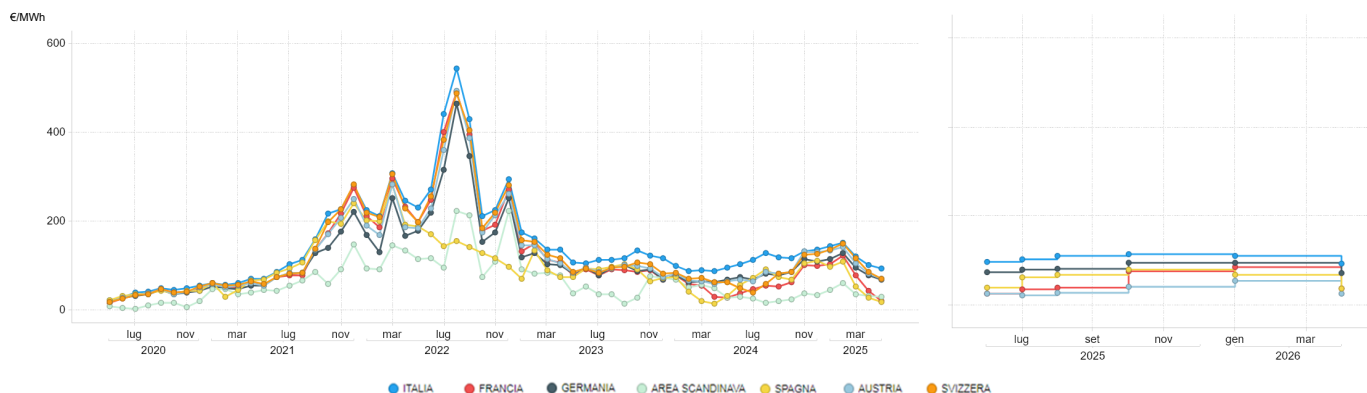
MERCATI ENERGETICI EUROPA

Ancora in calo mensile tutti i prezzi elettrici europei, più debole per il Pun Index italiano (93,58 €/MWh, -6% su aprile) rispetto a quello registrato in Germania (67 €/MWh, -14%) e soprattutto in Francia (19 €/MWh, -54%), che annulla quasi

del tutto il differenziale con la limitrofa Spagna (17 €/MWh, -37%). In linea con l'andamento stagionale della domanda, i mercati a termine indicano per i prossimi mesi estivi prezzi in progressivo rialzo.

Figura 2: Borse europee, quotazioni annuali e mensili spot* e a termine¹. 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	93,58	-6%	-1%	100,12	95,93	-5%	101,31	-6%	109,78	0%	98,26	-4%
FRANCIA	19,38	-54%	-29%	29,02	24,88	-25%	35,51	-16%	38,16	2%	61,01	0%
GERMANIA	67,34	-14%	0%	66,57	73,86	6%	79,10	8%	81,83	14%	87,79	7%
AREA SCANDINAVA	28,34	-11%	4%	20,55	25,25	60%	22,06	65%	26,98	48%	37,52	10%
SPAGNA	16,93	-37%	-44%	28,50	39,04	-15%	62,64	-5%	67,47	0%	62,35	3%
AUSTRIA	70,55	-13%	10%									
SVIZZERA	70,29	-17%	13%									



Fonte: LSEG Data & Analytics

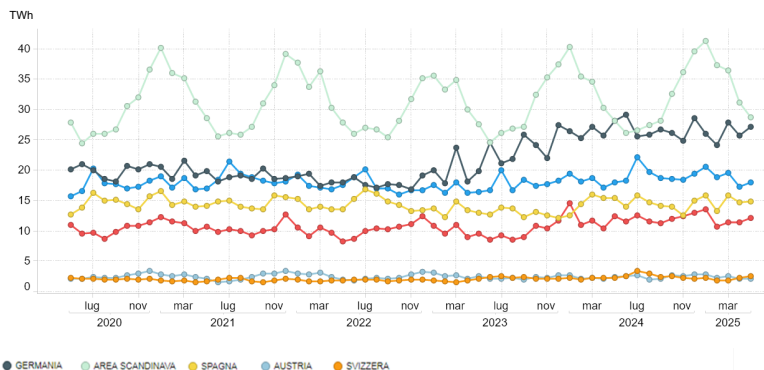
Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici europei a pronti, si rilevano volumi in modesta crescita mensile in Italia (18,1 TWh, +1%), in Francia (12,2 TWh,

+3%) e in Germania (27,1 TWh, +2%), e in riduzione nell'Area scandinava (28,7 TWh, -11%) e in Spagna (14,9 TWh, -2%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,1	1%	1%
FRANCIA	12,2	3%	-2%
GERMANIA	27,1	2%	-4%
AREA SCANDINAVA	28,7	-11%	2%
SPAGNA	14,9	-2%	-3%
AUSTRIA	2,2	-2%	-12%
SVIZZERA	2,6	11%	14%

*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), nell'ultimo mese relativo all'anno d'obbligo 2024, il prezzo medio si porta a 249,55 €/tep (-0,2%) con scambi pari a 297 mila tep (+100%). Sulla piattaforma bilaterale, invece, si rilevano dinamiche rialziste sia in termini di prezzo (+3,6%) che di volumi (+236%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2024 il prezzo medio si attesta a 0,07 €/MWh (-67%), inferiore

alle quotazioni bilaterali, in calo a 0,41 €/MWh (-84%). Le GO riferite al periodo di produzione 2025, invece, sul mercato si attestano a 0,52 €/MWh mentre sulla piattaforma bilaterale crescono ad un prezzo medio di 0,84 €/MWh. Gli scambi complessivi risultano pari a 161 mila MWh sul mercato organizzato e a 2 TWh 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 il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 249,55 €/tep, in leggero calo rispetto al mese precedente (-0,2%). In crescita a 236,86 €/tep, invece, la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (+3,6%), che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a meno di 13 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 2,8 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 96% (+4 p.p. su aprile). In crescita all'85% (+14 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (205,01-251,55 €/tep). Nelle cinque sessioni di mercato tenutesi a maggio, in corrispondenza della fine dell'anno d'obbligo, i titoli negoziati

crescono a 297 mila tep sul MTEE (+100% su aprile), con la liquidità del mercato in calo a 46%, in corrispondenza di una più intensa crescita degli scambi sulla piattaforma bilaterale (+236%). L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni sostanzialmente stabili, fatta eccezione per la seduta del 13 maggio, quando lo spread tra prezzo minimo e massimo si attesta a poco più di 4 €/tep. I volumi medi scambiati risultano pari a 59 mila tep, maggiormente concentrati nella prima parte del mese. Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine maggio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 74.958.907 tep, in aumento di 312.255 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 4.711.729 tep, in aumento di 312.255 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	249,55	-0,2%	205,01	251,55	296.895	+100,3%	74,09	+99,9%	3.096	+69,8%	1,0%	-0,2 p.p.	6	+2
Bilaterali	236,86	+3,6%	0,00	253,10	353.566	+236,2%	83,75	+248,2%						
con prezzo >1	246,77	-0,4%	105,83	253,10	339.367	+249,7%	83,75	+248,2%						
Totale	242,65	+0,6%	0,00	253,10	650.461	+156,7%	157,83	+158,3%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

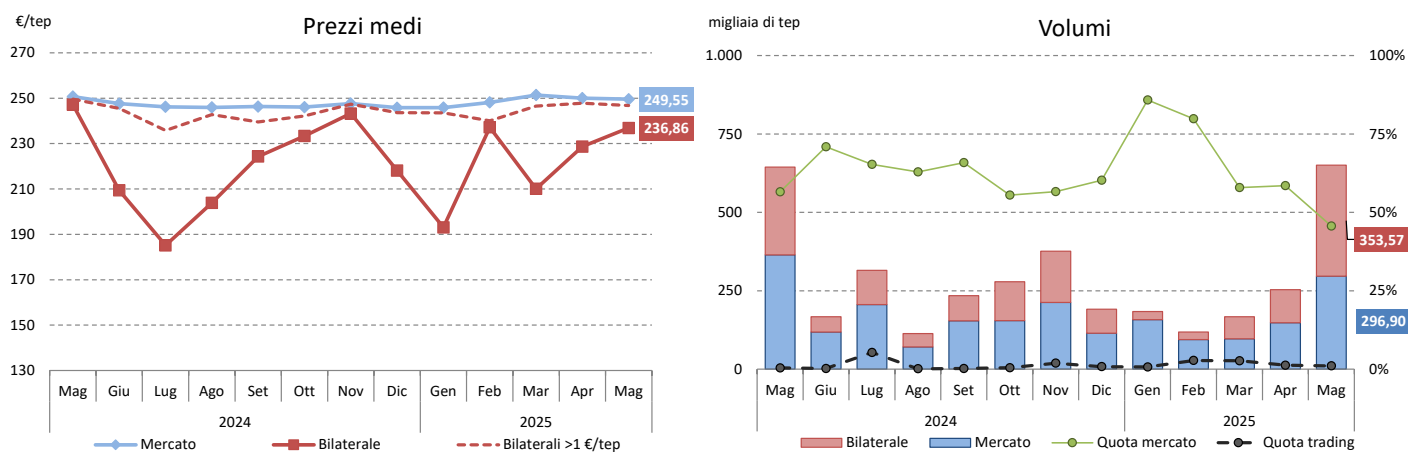


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2024

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
29	247,63	1.826.145	1.221.506	246,21		1.110.678	247,35	4.711.729	74.958.907	2.910.462

*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.

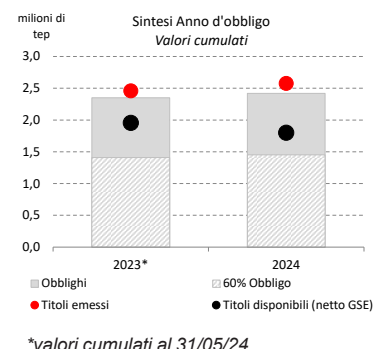
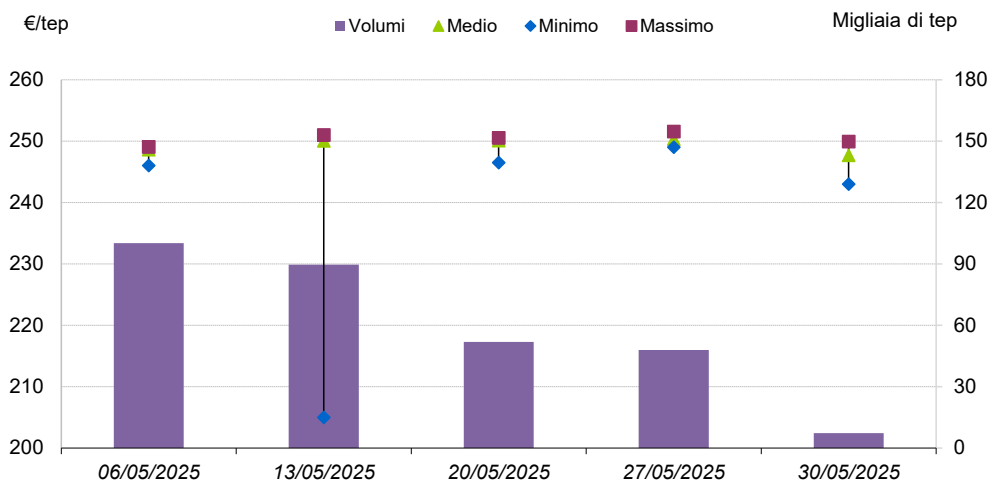


Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A maggio, sul Mercato delle Garanzie di Origine, il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2024, indipendentemente dalla tipologia, cala rispetto al mese precedente a 0,07 €/MWh (-67%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 0,41 €/MWh (-84%). Sul MGO le quotazioni delle sei tipologie scambiate si collocano tra 0,02 €/MWh della tipologia Solare e 1,50 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile, mentre variano tra 0,27 €/MWh della tipologia Idroelettrico e 1,80 €/MWh della tipologia Bio i prezzi sulla PBGO. Le Garanzie d'Origine riferite all'anno di produzione 2025

scambiate sul mercato presentano tutte un prezzo medio intorno a 0,50 €/MWh, mentre sulla piattaforma bilaterale la tipologia Eolico fa registrare la quotazione media più elevata pari a 2,14 €/MWh e la tipologia Idroelettrico la più bassa a 0,07 €/MWh, per una media complessiva di 0,84 €/MWh (in aumento rispetto al mese precedente). I volumi complessivamente negoziati, indipendentemente dall'anno di produzione e tipologia, si attestano a 161 GWh sul mercato, di questi il 97% relativo all'anno di produzione 2024, e a 2,0 TWh sulla piattaforma bilaterale, il cui 54% si riferisce all'anno 2024.

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

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	0,07	-66,9%	0,02	1,50	156.233	+1806,9%	11.358	+530,5%
Settore Elettrico	0,07	-67,0%	0,02	0,12	156.223	+1806,8%	11.343	+529,7%
Settore Gas	1,50		1,50	1,50	10		15	
Bilaterali	0,41	-84,2%	0,00	6,95	1.072.226	+381,0%	443.167	-23,8%
Settore Elettrico	0,41	-84,2%	0,00	6,95	1.072.226	+381,0%	443.167	-23,8%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
con prezzo >0	0,41	-84,1%	0,05	6,95	1.070.982	+380,5%	443.167	-23,8%

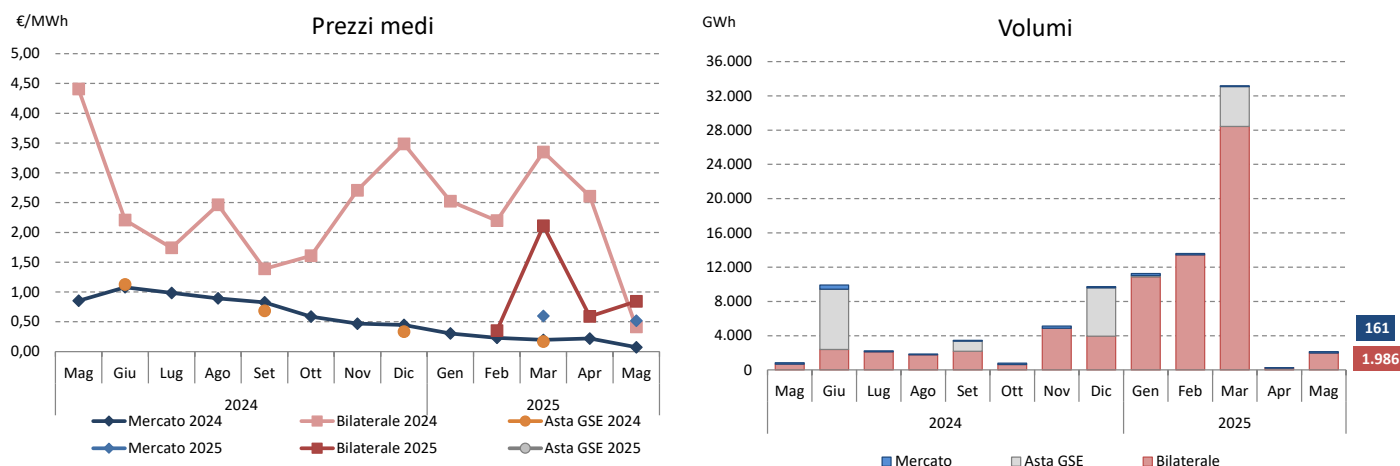
Tabella 4: GO Anno di produzione 2025, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	0,52	-	0,30	0,65	5.081	-	2.627	-
Settore Elettrico	0,52	-	0,30	0,65	5.081	-	2.627	-
Settore Gas	-		-	-	-		-	
Bilaterali	0,84	+42,9%	0,00	5,20	913.704	+15854,3%	770.893	+22696,7%
Settore Elettrico	0,84	+42,9%	0,00	5,20	913.704	+15854,3%	770.893	+22696,7%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
con prezzo >0	0,84	+5,5%	0,04	5,20	912.995	+21499,1%	770.893	+22696,7%

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 (31,0%), Solare (29,3%) e Bio (27,4%) sul MGO, una predominanza della tipologia Idroelettrico nella

contrattazione bilaterale (56,9%) 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 (66%) e dell'Eolico sul bilaterale (54%).

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

Fonte: dati GME

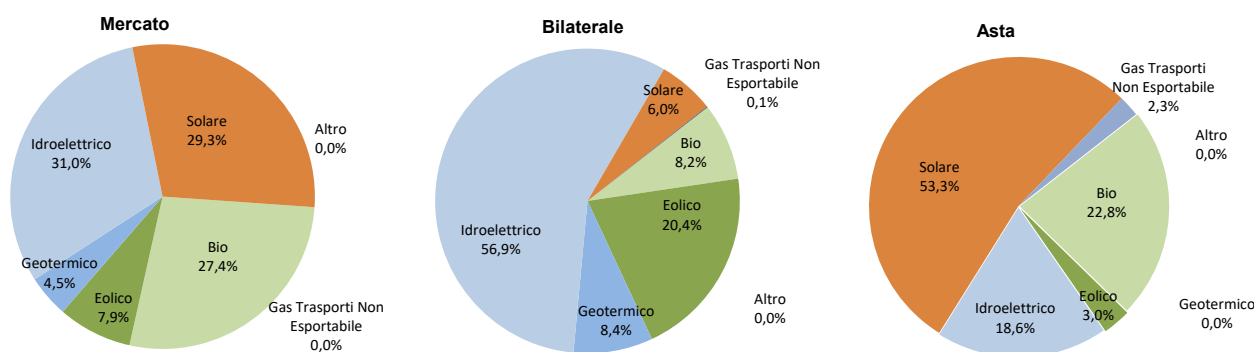
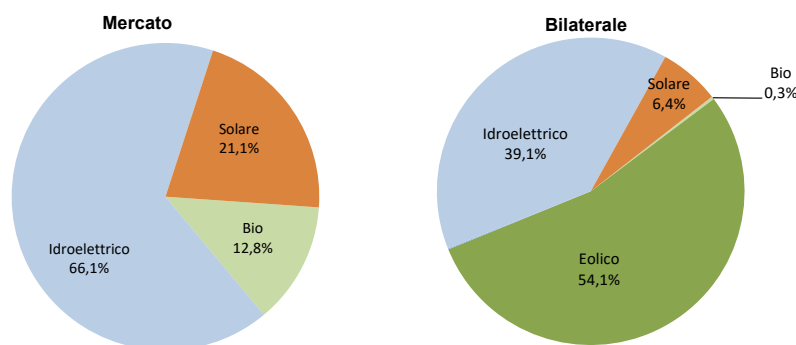


Figura 5: GO Anno di produzione 2025, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME



NUOVE DINAMICHE NEL MERCATO PETROLIFERO

di Lisa Orlandi (RIE)

(continua dalla prima)

I prezzi del greggio nella prima metà del 2025

Da gennaio a maggio, in appena cinque mesi, i prezzi del greggio hanno esibito un calo superiore al 25%: nel recente passato, una simile contrazione era stata registrata solo in occasione del crollo delle quotazioni del 2020, in piena pandemia da Covid-19. L'andamento fin qui osservato è stato discontinuo ed ha tra le sue principali cause le scelte in materia di politica commerciale ed estera dell'amministrazione USA e il cambio netto di direzione della politica sui tagli all'offerta da parte dell'OPEC Plus.

Più nel dettaglio, tra gennaio e febbraio, le quotazioni del Brent si sono mantenute tra i 70 e gli 80 doll/bbl, con oscillazioni prevalenti nella fascia 75-80, in rialzo rispetto ai movimenti registrati a fine 2024 (più concentrati nel range 70-75 doll/bbl). I momenti di maggior tensione sono riconducibili all'annuncio di nuove e severe sanzioni sul petrolio russo da parte degli Stati Uniti, volte a colpire le compagnie energetiche del paese, la flotta di petroliere fantasma e alcune compagnie assicurative russe che forniscono polizze alle stesse petroliere.

Figura 1: Andamento del Brent (doll/bbl)



Fonte: RIE su dati ICE

Completamente diversa la dinamica del bimestre marzo-aprile. Nel primo mese primaverile è stato sfondato – in alcune giornate – il floor di 70 doll/bbl e le quotazioni si sono mantenute mediamente attorno alla suddetta soglia di supporto, rispondendo alle prime conferme circa l'applicazione di dazi elevati sulle importazioni statunitensi. A partire da fine febbraio, infatti, gli USA hanno annunciato l'imposizione di diverse tariffe commerciali, tra cui quella del 25% sull'import di automobili, di un ulteriore 10% sulle importazioni cinesi (portando i dazi imposti a Pechino dal suo arrivo alla Casa Bianca al 20%), tariffe del 25% su acciaio e alluminio e su tutti i prodotti provenienti da Canada

e Messico non soggetti all'accordo commerciale con i due paesi. A incidere sul ribasso del barile è stata anche la decisione dell'OPEC Plus, confermata nella seduta del 3 marzo, di procedere ad un rientro graduale e flessibile dei tagli dell'offerta di 2,2 mil. bbl/g a partire dal 1° aprile 2025. Il tutto in un continuo e attento monitoraggio delle fluttuazioni della domanda. Il mese di aprile ha visto il consolidarsi dei movimenti al ribasso avviati in marzo con prezzi che, per la prima volta dal 2021, si sono mantenuti in prevalenza nella banda 65-70 doll/bbl. Un calo non privo di implicazioni, la cui origine è nuovamente e principalmente ascrivibile all'annuncio di nuove e severe tariffe sulle importazioni

statunitensi avvenuto il 2 aprile, ribattezzato Liberation Day. Una simile situazione, dai contorni ancora poco chiari, pone rischi importanti sul commercio internazionale: infatti, misure di ritorsione – annunciate o paventate – da parte di alcuni paesi potrebbero frenare la crescita economica globale con un probabile riverbero sulla domanda petrolifera, strettamente legata all'andamento delle principali economie e già in crescita anemica. In questo contesto, non stupisce l'immediata reazione del Brent che, tra il 2 e il 4 aprile, ha perso circa 10 dollari.

L'incertezza sulla direzione futura della politica commerciale americana ha anche contenuto il potenziale effetto rialzista associabile alla pausa di 90 giorni sui dazi reciproci decisa l'8 aprile, fatta eccezione per i paesi che hanno adottato verso gli Stati Uniti misure di ritorsione. La scelta di attuare una sospensione temporanea è stata letta da molti come una strategia negoziale per indurre le controparti a rivedere le relazioni commerciali con gli Stati Uniti, definendo accordi bilaterali "su misura". In un clima già complesso, a ridosso del Liberation Day, l'OPEC Plus ha deciso di accelerare gli aumenti produttivi pianificati. A dicembre, infatti, era stata annunciata la graduale eliminazione del taglio da 2,2 mil. bbl/g in essere, attraverso aumenti mensili di 0,14 mil. bbl/g a partire da aprile 2025. Tuttavia, proprio nel vertice di aprile è stato deciso di portare l'incremento di maggio a 0,4 mil. bbl/g, oltre il triplo di quanto previsto. Maggio, infine, si è aperto con un nuovo importante ribasso che, nei primi giorni del mese, ha trascinato il Brent verso i 60 doll/bbl per poi risalire nella seconda metà ma sempre rimanendo nel range 60-65 doll/bbl. Questa volta la falce è principalmente di matrice OPEC Plus; per la seconda volta in due mesi, il gruppo di paesi ha deciso di accelerare gli incrementi produttivi, rendendo più probabile il verificarsi di un eccesso di offerta nella restante parte dell'anno. L'Alleanza, la cui tenuta inizia a vacillare, ha infatti approvato un secondo aumento di 0,4 mil. bbl/g per il mese di giugno, portando ad un incremento combinato dell'offerta in soli tre mesi di 0,96 mil. bbl/g, il 44% dell'aumento complessivo da realizzare. Alla base di questi annunci, vi è la convinzione da parte dell'OPEC Plus di una ripresa dei consumi a partire dall'estate e della progressiva soluzione della questione dei dazi commerciali.

Una visione ottimistica e ad oggi difficilmente supportabile con evidenze concrete. Più verosimilmente, la mossa dell'OPEC Plus ha a che fare con la divisione che si sta consolidando tra alcuni paesi membri: a fronte degli aumenti produttivi di Kazakhstan (con la maggiore produzione dal campo di Tengiz) e Iraq, Arabia Saudita e Russia hanno risposto con un rilancio dell'output.

Possibili scenari di evoluzione della variabile "dazi"

Relativamente all'altra wild card del mercato, ovvero la politica commerciale statunitense, il riverbero sui prezzi è meno diretto ma non per questo meno impattante. Ad oggi, la situazione è complessa da decifrare in quanto gli esiti della spinta tariffaria possono essere molteplici. Energy Intelligence¹ li riassume in tre possibili scenari. Quello a cui attribuisce la maggiore probabilità di accadimento è denominato "Quick Walk Back" (ovvero rapida marcia indietro): in questo caso, il deterioramento delle condizioni economiche e le pressioni interne costringerebbero il Presidente americano a fare marcia indietro, ad ammorbidire o a ritardare indefinitamente molte delle tariffe "reciproche" annunciate e a concordare molteplici accordi commerciali bilaterali, mantenendo però in vigore le tariffe settoriali e alcune tariffe sulle merci cinesi. Tuttavia, lo scenario proposto non è privo di impatti: il centro di analisi vi associa una crescita della domanda di greggio su base annua pari a +0,84 mil. bbl/g (in calo rispetto all'aumento di circa 1 milione ipotizzato ad inizio anno) e un prezzo medio del Brent per il 2025 di circa 70 doll/bbl, in sensibile calo rispetto al livello degli ultimi anni. Un secondo scenario è quello che considera una maggiore difficoltà nella risoluzione dei dazi e viene denominato "Extended Uncertainty": prevede il persistere di tariffe elevate con solo alcune sporadiche agevolazioni, l'aumento delle ritorsioni da parte dei partner commerciali e concrete ripercussioni economiche su scala globale. Questo outlook, la cui probabilità di accadimento è valutata al 40%, eserciterebbe una significativa pressione al ribasso sui prezzi del petrolio, potendo erodere ulteriormente la domanda che andrebbe a segnare una crescita su base annua tra +0,6 e +0,7 mil. bbl/g. Con un mercato adeguatamente coperto a fronte di consumi anemici, la quotazione media del Brent per il 2025 si aggirerebbe nell'intorno dei 65 doll/bbl.

Nello scenario ritenuto meno probabile (15% di probabilità) denominato "Deeper Realignment", le tariffe rimarrebbero generalmente severe con conseguente frenata del commercio globale; le ricadute economiche negative colpirebbero in misura critica anche gli Stati Uniti, sottoposti a maggiori pressioni sia sui costi dei fattori produttivi che sui prezzi delle materie prime. In questo scenario, la crescita della domanda di petrolio andrebbe da 0 a +0,5 mil. bbl/g e il Brent potrebbe scendere fino a 50 doll/bbl, il che renderebbe ancora meno conveniente la produzione di shale oil statunitense, già in sofferenza con prezzi prossimi a 65 doll/bbl come quelli attuali. Un esito di certo contrario agli interessi dello stesso Trump e della sua politica energetica.

Tabella 1: Evoluzione della politica tariffaria di Trump e impatto su domanda e prezzi del greggio 2025

Scenari di politica tariffaria negli Stati Uniti nel 2025	Aumento della domanda di greggio (mil. bbl/g)	Prezzo medio del Brent (doll./bbl)
Quick walk back	0,84	70
Extended Uncertainty	0,6-0,7	65
Deeper Realignment	0-0,5	50

Fonte: elaborazioni Rie su dati PIW, Energy Intelligence

La variabile geopolitica rimane

Sullo sfondo di un contesto così complicato, vi sono poi altri elementi di rischio che andranno monitorati. A livello di geopolitica, tra le incognite principali rientrano i flussi di greggio russo, che potrebbero subire un'ulteriore stretta in caso di applicazione di più severe sanzioni USA, qualora le trattative per il cessate il fuoco in Ucraina non dovessero portare all'esito sperato. Anche i colloqui sul nucleare iraniano proseguono, ma non c'è alcuna garanzia di un accordo o di un alleggerimento delle sanzioni verso la Repubblica islamica. Quanto al greggio venezuelano, è stata revocata l'esenzione dalle sanzioni ed è stato definito un dazio del 25% sui paesi che acquisteranno petrolio e gas da Caracas. Tale misura colpisce principalmente la Cina, importante acquirente di greggio venezuelano e colpisce anche la compagnia statunitense Chevron che opera nel paese dal 2022 ma che dovrebbe aver abbandonato le attività lo scorso 27 maggio, allo scadere della sua licenza governativa.

Se nel caso del Venezuela sono in ballo volumi di export prossimi a 0,7 mil. bbl/g, relativamente a Russia e Iran parliamo di livelli sostanzialmente più elevati: le esportazioni via mare sono state pari rispettivamente a 4,8 mil. bbl/g e 1,6 mil. bbl/g nel 2024. Tuttavia, ad oggi si paventa solo un rischio potenziale in quanto la situazione è in pieno divenire.

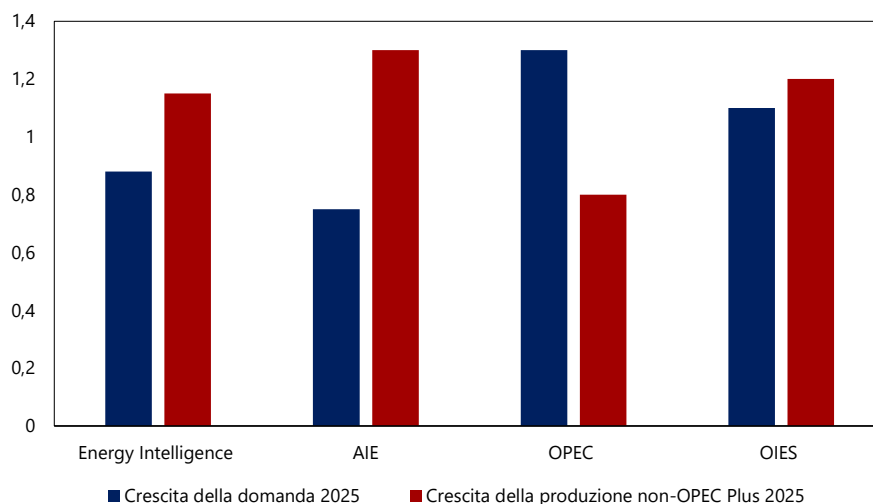
La produzione extra OPEC Plus si consolida

All'esterno dell'OPEC Plus, poi, la produzione sembra direzionata verso aumenti consistenti, anche se vale la pena fare alcune considerazioni. Nei prossimi mesi estivi, dovrebbero avviarsi significative produzioni offshore in Brasile, Guyana e Norvegia, volumi che andranno ad

aggiungersi al maggior flusso di provenienza OPEC Plus in risposta all'apertura accelerata dei "rubinetti" e alle altre produzioni esterne al circuito dei paesi che aderiscono all'Alleanza.

Le stime indicano, per il Bacino Atlantico nel suo insieme, un aumento di circa 0,9 mil. bbl/g concentrato nella parte finale dell'anno e sostanzialmente allineato a quello atteso lato domanda su scala mondiale. A guidare la dinamica, Stati Uniti e Brasile che da soli contribuiscono ad oltre il 50% della crescita attesa. Questo surplus, tuttavia, è principalmente composto da greggi leggeri e dolci, tradizionalmente non caratterizzati da elevata domanda perché il mercato chiave dei consumi, ovvero l'Asia, preferisce qualità sour. Secondo diversi analisti, la disponibilità crescente di greggi di differente qualità porterà ad una maggiore competizione nel mercato. Lo shale oil statunitense, molto sensibile ai prezzi, fatterà a farsi largo tra i consumatori, mentre saranno più appetibili le produzioni offshore dell'Atlantico in quanto presentano breakeven intorno a 35 doll/bbl. Sarà comunque l'offerta OPEC Plus a far la parte del leone, essendo caratterizzata da produzioni di qualità media e pesante ovvero quelle più richieste. In questo modo, il surplus generato dalle produzioni incrementali di greggio leggero del bacino Atlantico verrebbe parzialmente bilanciato dall'assorbimento di quello di matrice OPEC Plus, generando di fatto una maggiore concorrenza ma senza inondare il mercato. Peraltro, a seconda della fonte di previsione, la situazione attesa diverge in modo significativo passando da stime di surplus (Energy Intelligence e AIE) a indicazioni di deficit (OPEC, OIES). Una diversità indicativa (oltre che di interessi di parte) della profonda incertezza sulle dinamiche prossime.

Figura 2: Crescita della domanda mondiale vs crescita della produzione non OPEC Plus (mil. bbl/g)



Fonte: elaborazioni Rie su dati PIW, Energy Intelligence

In conclusione, il 2025 si è avviato lungo un circuito anomalo rispetto al recente passato. Le scelte politiche statunitensi e il cambio di rotta dell'OPEC Plus sono due game changer che si innestano in un mercato sul filo dell'equilibrio e con criticità in diverse aree nevralgiche per la produzione mondiale. L'esito combinato delle nuove dinamiche è ancora del tutto incerto essendo in gioco fattori in grado di agire in senso opposto sui prezzi. Ad oggi, prevale un sentiment ribassista, dettato dall'accelerato aumento produttivo dell'OPEC Plus e dai timori di un freno

all'economia globale in grado di impattare sulla domanda petrolifera, già in crescita sostenuta. Tuttavia, vi sono anche fattori – come i citati rischi lato offerta che coinvolgono Russia, Iran e Venezuela – potenzialmente in grado di sparigliare nuovamente le carte. In questo bailamme di variabili vecchie e nuove, si può al momento identificare un nuovo range di oscillazione delle quotazioni, più basso di quello 70-90 entro cui il barile si è mosso nel 2023 e nel 2024. Il floor minimo è sceso a 60 doll/bbl mentre i 70-75 doll/bbl potranno rappresentare un nuovo cap.

¹Accreditata società di consulenza e analisi sui mercati energetici con sedi in America, Europa, Medio Oriente e Asia Pacifico.

Novità normative di settore

a cura del GME

Deliberazione 13 maggio 2025 201/2025/R/com | “Approvazione dei costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. per l’anno 2024 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 13 maggio 2025 | Download <https://www.arera.it/>

Con la Deliberazione 201/2025/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 2024, rendicontati secondo le modalità e le tempistiche disciplinate dalla Deliberazione 547/2020/R/COM¹.

Nello specifico, tali costi afferiscono:

- 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 Bacheca 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 TIRG².

MERCATO ELETTRICO

Documento per la consultazione Terna S.p.A. | “Consultazione Codice di Rete – Regole di coordinamento MSD-PICASSO” | pubblicato in data 8 maggio 2025 | Download <https://download.terna.it/>

Al fine di raccogliere osservazioni dai soggetti interessati, con il documento per la consultazione in oggetto, Terna S.p.A. ha pubblicato la proposta di aggiornamento del Codice di Rete funzionale al ripristino della partecipazione operativa di Terna stessa alla piattaforma europea PICASSO³ (i.e. Piattaforma aFRR) di cui all’art. 21 del Regolamento (UE) n.2017/2195.

Tale proposta comprende i seguenti principali aggiornamenti:

- condivisione da parte di Terna sulla Piattaforma PICASSO di semi bande di riserva secondaria non precedentemente riservate in ambito MSD/MB (cd. Free-bids);
- introduzione del fabbisogno elastico, ovvero la possibilità da parte del Gestore di rete di esprimere, per la quota eccedente i volumi dimensionati a livello locale, un prezzo entro il quale il fabbisogno eccedente può essere soddisfatto dalla piattaforma PICASSO;
- definizione del valore minimo, pari a 1 MW, delle semi bande di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica;
- modifica della modalità di esecuzione delle prove di qualifica al servizio di riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica.

Al riguardo giova ricordare che, in attuazione della Delibera ARERA n.60/2024/R/eel, in data 15 marzo 2024, Terna ha sospeso la partecipazione operativa alla piattaforma PICASSO⁴, confermando tuttavia la propria partecipazione alle attività implementative di progetto. Conseguentemente, su richiesta di Terna, il GME ha sospeso le attività svolte in ambito MSD con riferimento alla raccolta delle offerte per la partecipazione da parte di Terna alla piattaforma PICASSO⁵.

Comunicato stampa del Market Coupling Steering Committee (MCSC) e progetto SDAC | “Market Coupling Steering Committee Aligns on Revised Go-Live Date for 15-Minute MTU in SDAC” | pubblicato in data 14 maggio 2025 | Download <https://www.nemo-committee.eu>

Con riferimento al progetto di coupling europeo Single Day-Ahead Coupling (SDAC), con il comunicato in oggetto, i NEMOs e TSOs europei hanno annunciato il posticipo dell’avvio operativo dei prodotti a 15 minuti (15-Minute MTU) al 30 settembre p.v., con primo giorno di flusso previsto per il 1° ottobre 2025.

Detto rinvio è dovuto all’indisponibilità - comunicata in via del tutto individuale e autonoma - di alcune delle parti coinvolte nel progetto. Nell’ambito del comunicato, tuttavia, i NEMOs e TSOs attivi nel progetto SDAC hanno voluto ribadire la solidità dell’infrastruttura e dei processi operativi definiti per

l'introduzione delle MTU a 15 minuti nei mercati Day-Ahead europei. Le molteplici attività di test svolte con gli operatori hanno infatti prodotto risultati soddisfacenti e la maggior parte dei partecipanti del progetto si era già reso tecnicamente disponibile a procedere con il go-live previsto inizialmente per l'11 giugno 2025. La pianificazione delle future attività sarà oggetto di aggiornamento nelle riunioni del Market Coupling Consultative Group (MCCG) del 2 giugno 2025 e del Market Stakeholder Committee (MESC) del 3 luglio 2025. Al contempo, proseguiranno le attività di test per supportare la rigorosa preparazione tecnica finalizzata alla massima tutela delle condizioni di mercato. Pertanto, gli operatori sono invitati a partecipare ai test per familiarizzare ulteriormente con gli scenari di simulazione e garantire la "full preparedness" in vista del go-live.

Documento per la consultazione All NEMO committee | "Public Consultation of NEMOs and TSOs on the Co-optimisation R0" | pubblicato il 15 maggio 2025 | Download <https://www.nemo-committee.eu/>

Con il documento per la consultazione in oggetto, ai sensi di quanto previsto dall'art. 4.16(a) della Algorithm methodology⁶, i NEMO e i TSO europei hanno illustrato il rapporto relativo all'introduzione del meccanismo di "co-ottimizzazione" - denominato "R0-Report" - volto ad analizzare, in particolare, le tematiche relative al "Bidding Products" e "Bid Design e Pricing". Il rapporto rende note altresì le valutazioni già espresse preliminarmente su tali tematiche dall'Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori Nazionali dell'Energia (nel seguito: ACER). Al riguardo, si ricorda che la "co-ottimizzazione" è la procedura di condivisione della capacità di trasmissione disponibile alle frontiere ai fini della risoluzione integrata dei mercati dell'energia e dei mercati del bilanciamento europei. Al fine di massimizzare contestualmente la somma del surplus economico sia nei mercati dell'energia che nei mercati del

bilanciamento, detto meccanismo implica che la capacità di trasmissione per le attività di bilanciamento venga acquisita insieme all'energia nel mercato SDAC e, pertanto, sia soggetta a scambi interzonal secondo procedure di allocazione implicita. Giova richiamare che con la Decisione n.11/2024 del 23 settembre u.s.⁷, ACER aveva richiesto ai NEMO UE di attuare, in cooperazione con i TSO, le quattro fasi del processo di Ricerca e Sviluppo (R&S) al fine di definire gli impatti, le implicazioni e la fattibilità tecnica per l'implementazione del meccanismo di "co-ottimizzazione" all'interno dell'algoritmo di price coupling europeo. Sulla base delle risultanze di tali attività, ACER andrà successivamente a valutare l'eventuale percorribilità ai fini dell'introduzione del meccanismo, definendo altresì una possibile timeline di riferimento. I soggetti interessati sono invitati a far pervenire le proprie osservazioni entro il 30 giugno 2025, tramite la pagina dedicata del sito di ENTSO-E disponibile al seguente link: <https://consultations.entsoe.eu/>.

Comunicato di Terna S.p.A. | "Go Live of the IntraDay nomination resolution at 15' on the Italy-Switzerland border" | pubblicato in data 27 maggio 2025 | Download <https://www.terna.it/>

Con il comunicato in oggetto, in relazione alla gestione dei diritti di trasmissione fisici (PTRs) sul confine Italia-Svizzera nell'orizzonte intraday, Terna S.p.A. ha annunciato il passaggio - a partire dal giorno di flusso 12 giugno 2025 - da procedure di nomina dei flussi su base oraria a procedure di nomina da effettuarsi su base quarto oraria. Tale modifica, concordata tra Terna e il TSO elvetico (i.e. SwissGrid) ed approvata dall'ARERA con la Delibera 119/2025/R/eel, è introdotta al fine di assicurare coerenza tra la gestione quarto oraria delle nomine sul suddetto confine e la possibilità di negoziare, nell'ambito delle sessioni del Mercato Infragiornaliero ad asta, esclusivamente prodotti semplici a 15 minuti, nonché prodotti a blocchi di tipo "profile" composti da singole MTU a 15 minuti.

¹ <https://www.arera.it/>;

² 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;

³ Piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica, di cui all'art.21 del Regolamento (UE) 2017/2195 del 23 novembre 2017 (Regolamento Balancing);

⁴ <https://www.terna.it/>;

⁵ Cfr. NL GME n.180 - Aprile 2024;

⁶ Tale metodologia, definita dai NEMO e TSO europei ai sensi dell'Art.37.5 del Regolamento (UE) n.2015/1222 (Regolamento CACM), disciplina il quadro regolatorio UE per la gestione e lo sviluppo degli algoritmi di price coupling e continuous trading matching utilizzati, rispettivamente, nei progetti SDAC e SIDC;

⁷ Cfr. NL GME n.185 - Ottobre 2024.

Gli appuntamenti

16 giugno

La sfida della sostenibilità. Stakeholders a confronto

Messina, Italia

Organizzato da Asvis

<https://asvis.it/>

16-18 giugno

7th european climate change adaptation conference

Rimini, Italia

Organizzato da ECCA

<https://www.ecca2025.eu/>

16-19 giugno

International Conference and Exhibition on Electricity Distribution

Ginevra, Svizzera

Organizzato da Cired

<https://www.cired2025.org/>

17 giugno

Insieme per contrastare la povertà energetica

Roma, Italia

Organizzato da Banco dell'energia

<https://bancodellenergia.it/>

17-18 giugno

Symposium on ENEA ReseArch For Innovative Nuclear application

Bologna, Italia

Organizzato da ENEA

<https://www.eventi.enea.it/>

18 giugno

La transizione energetica: tra conservazione e innovazione

Roma, Italia

Organizzato da Centro Studi Americani

<https://centrostudiamericani.org/>

18 giugno

Stati generali dell'informazione ambientale

Roma, Italia

Organizzato da Pentapolis Institute

<https://www.osa-ecomedia.it/>

18 giugno

Emissioni di carbonio incorporato: il caso RECO2

Evento online

Organizzato da Kyoto Club

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

18 giugno

Energia, ricerca, innovazione. Analisi del triennio 2022-2024 e sguardo alle prospettive di sviluppo

Roma, Italia

Organizzato da Rse

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

18 giugno

Hydrogen and Alternative Fuels 2025

Milano, Italia

Organizzato da ES

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

18-19 giugno

MobyDixit - Conferenza Nazionale sul Mobility Management e la Mobilità Sostenibile

Bologna, Italia

Organizzato da Ecomobility

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

18-19 giugno

Il verde e il blu festival

Roma, Italia

Organizzato da Bip

<https://verdeblufestival.it/>

19 giugno

Acqua Summit 2025

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da 24ore Eventi

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

19 giugno

Cambiamenti climatici: quali scenari e quali politiche per il futuro?

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da Istituto Lombardo Accademia di Scienze e Lettere

<https://istitutolombardo.it/>

19 giugno

Qualità dell'aria. Studi e sinergie tra ENEA e Regione Campania

Portici, Italia

Organizzato da ENEA

<https://www.eventi.enea.it/>

19 giugno

La produzione di energia da fonte rinnovabile verso regimi amministrativi efficienti

Roma, Italia

Organizzato da LUISS Guido Carli

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

19 giugno

Sustainable regulation

Roma, Italia

Organizzato da Bip

<https://verdeblufestival.it/>

19-20 giugno

Cleaner Earth and Atmosphere Conference 2025

Windsor, Canada

Organizzato da University of Windsor

<https://www.caeconference.ca/>

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/>

23-25 giugno

Made in Italy Innovation Forum

Cernobbio, Italia

Organizzato da MICS

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

24 giugno

Expert forum. Sicurezze e decarbonizzazione: le sfide del sistema elettrico

Milano, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

25-26 giugno

Salone della ricerca e delle competenze per l'innovazione

Bologna, Italia

Organizzato da R2B

<https://webapp.rdueb.it/>

25-26 giugno

Global Energy Transition 2025

New York, Usa

Organizzato da Reuters Events

<https://events.reutersevents.com/>

26 giugno

La giusta transizione verde nei contesti urbani

Bologna, Italia

Organizzato da Interreg-Med BauNOW

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

2-3 luglio

RENMADE Renewable gases 2025

Bologna, Italia

Organizzato da RENMADE

<https://renmad.com/>

2-4 luglio

International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering

Brest, Francia

Organizzato da Université de Brest, CNRS, University of Agder.

<https://reee.net/>

3 luglio

Solar4Industry. Le opportunità per le imprese italiane

Evento online

Organizzato da ItaliaSolare

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

3-4 luglio

Annual Congress on Renewable Energy

Londra, Regno Unito

Organizzato da ESRTC

<https://eertc.com/>

3-4 luglio

Re-source Italy 2025

Milano, Italia

Organizzato da MBS

<https://event.resource-italy.eu/>

- 3-6 luglio
International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies
Parigi, Francia
Organizzato da Ecer Events
<https://www.icecet.com>
- 4 luglio
RE-Source Italy 2025
Milano, Italia
Organizzato da RE-Source
<https://event.resource-italy.eu/>
- 4-5 luglio
Renewable Thinking. Forum delle Energie Rinnovabili
Saint-Vincent, Italia
Organizzato da CVA
<https://www.elettricitafutura.it/>
- 4-6 luglio
International Conference on Frontiers of Energy and Environment Engineering
Evento online e in presenza
Shanghai, Cina
Organizzato da CFEE
<http://www.cfeee.org/>
- 10 luglio
Solarplaza Summit Italy
Roma, Italia
Organizzato da Italia Solare
<https://www.italiasolare.eu/>
- 14 luglio
High level political forum 2025
New York, Usa
Organizzato da Nazioni Unite
<https://hlpf.un.org/>
- 18-20 luglio
International Conference on Clean and Green Energy
Evento online e in presenza
Shanghai, Cina
Organizzato da Shanghai Dianji University
<https://iccge.org/>
- 20-22 luglio
International Conference on Green Energy Technologies
Evento online e in presenza
Nagasaki, Giappone
Organizzato da ICGET
<https://www.icget.org/>
- 25-27 luglio
International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering
Evento online e in presenza
Tokyo, Giappone
Organizzato da PEEE
<https://www.peee.org/>
- 25-27 luglio
International Joint Conference on Energy and Environmental Engineering
Evento online e in presenza
Budapest, Ungheria
Organizzato da CoEEE
<http://www.coeee.org/>
- 25-27 luglio
International Conference on Energy and Environment Research
Evento online e in presenza
Budapest, Ungheria
Organizzato da Iceer
<https://iceer.org/>
- 5-7 settembre
Scenario di oggi e di domani per le strategie competitive
Cernobbio, Italia
Organizzato da TEHA
<https://www.ambrosetti.eu/>
- 9-12 settembre
Gastech
Milano, Italia
Organizzato da Gastech
<https://www.gastechevent.com/>
- 9-12 settembre
The 12th International Conference on Life Cycle Management
Palermo, Italia
Organizzato da Institute of Sustainability in Civil Engineering
<https://www.lcm2025.org/>
- 17-19 settembre
European Fuel Cells and Hydrogen
Capri, Italia
Organizzato da EFCH2
<https://www.europeanfuelcells.com/>

18 settembre

SolarFinance

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

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 ottobre

Solar Solutions Torino

Torino, Italia

Organizzato da Sustainable Solutions Europe

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

1-2 ottobre

Italian Energy Summit 2025

Evento online e in presenza

Milano

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

Città del futuro 2030-2050

Roma, Italia

Organizzato da ANCE

<https://ance.it/>

8-9 ottobre

Solar&Storage 2025

Verona, Italia

Organizzato da Terrapinn

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

14-17 ottobre

Digital Innovation Forum

Como, Italia

Organizzato da Fondazione Innovazione Digitale ETS

<https://askanews.it/>

23 ottobre

SolarBuilding

Salerno, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

15-17 ottobre

MED – Dialoghi mediterranei

Napoli, Italia

Organizzato da ISPI

<https://med.ispionline.it/>

21-22 ottobre

AgriVoltaics Industry Forum Europe

Milano, Italia

Organizzato da Solar Power Europe

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

29 ottobre

UN SDG Action Awards Ceremony

Roma, Italia

Organizzato da Nazioni Unite

<https://sdgactionawards.org/>

4-7 novembre

ECOMONDO – The Green Technology Expo

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

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

18 novembre

Conferenza Energmanagement

Milano, Italia

Organizzato da FIRE

<https://fire-italia.org/>

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,