

MERCATO ELETTRICO ITALIA

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO

A cura del GME

■ Il Pun Index GME sul Mercato del Giorno Prima si attesta a 113,13 €/MWh (+1,35 €/MWh su giugno), in corrispondenza di un aumento degli acquisti (27,5 TWh, con la liquidità del mercato all'82,0%) e un calo delle vendite FER. In crescita il saldo con l'estero. I volumi negoziati sul MI si portano al massimo storico di 3,7 TWh, con gli scambi su XBID al livello

più alto da inizio anno, pari a 1,1 TWh. Sul MTE si osserva una crescita delle registrazioni effettuate a fini di clearing, sia sul profilo baseload che sul peakload. I prezzi di controllo si mantengono stabili sul livello del mese precedente. Crescono le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

Monitoraggio costante ai mercati

**Scarica
la GME APP**

Available on the  Google Play

Download on the  App Store




**IG Index
GME**

Nuovo indice del prezzo

IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/ LUGLIO 2025**

Mercato elettrico Italia
pag 2

Mercato gas Italia
pag 13

Mercati energetici Europa
pag 17

Mercati per l'ambiente
pag 21

■ **NOVITA' NORMATIVE**

Pagina 25

■ **APPUNTAMENTI**

Pagina 27

PUN INDEX GME

Il Pun Index GME nel mese di luglio registra una lieve crescita, attestandosi a 113,13 €/MWh (+1,35 €/MWh mentre appaiono più intensi i rialzi delle quotazioni sulle altre principali borse elettriche europee (58/91 €/MWh, +17/+28 €/MWh). In un contesto connotato da un calo dei principali riferimenti di prezzo del gas (IGI: 36,76 €/MWh, -2,42 €/MWh, il minimo da agosto 2024), la

variazione del prezzo italiano si osserva in corrispondenza di un aumento degli acquisti e una flessione delle vendite rinnovabili, mentre mostra una crescita il livello dell'import netto. Il rapporto picco/baseload torna a invertirsi, attestandosi a 0,99, con il Pun Index nelle ore fuori picco a 113,91 €/MWh e nelle ore di picco a 111,80 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi

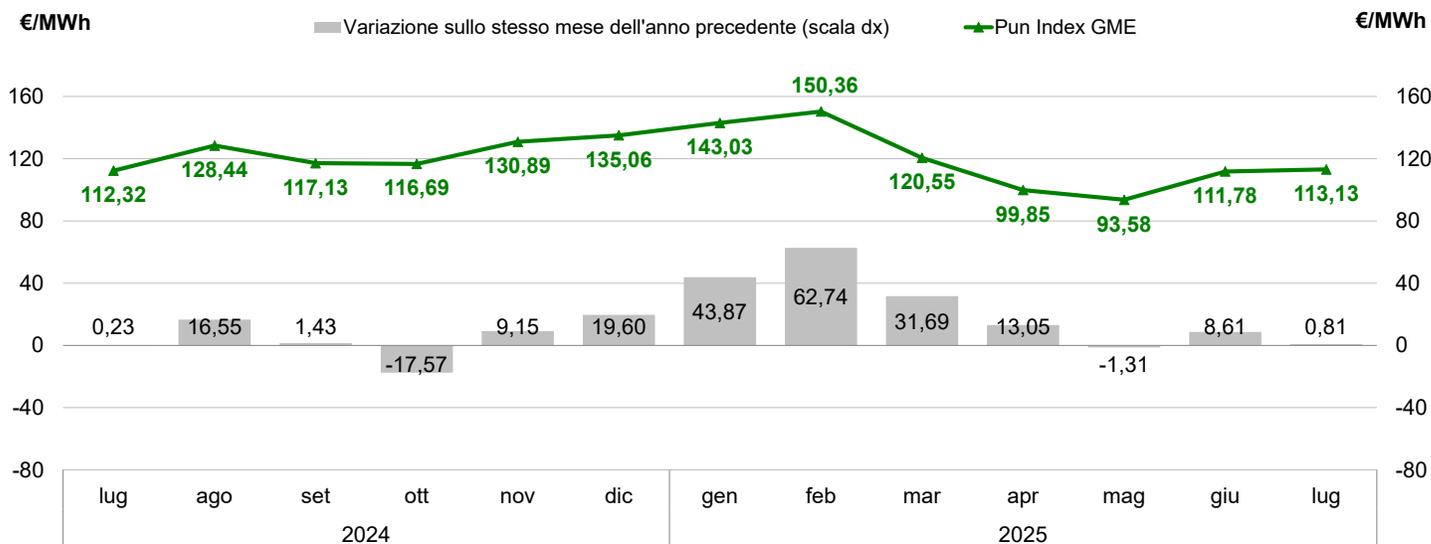
Fonte: GME

	Prezzo medio				Volumi medi orari				Liquidità	
	2025	2024	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2025	2024
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	113,13	112,32	+0,81	+0,7%	30.321	+2,0%	36.981	-2,2%	82,0%	78,6%
<i>Picco</i>	111,80	112,78	-0,98	-0,9%	35.925	+2,3%	42.944	-3,0%	83,7%	79,3%
<i>Fuori picco</i>	113,91	112,05	+1,86	+1,7%	27.016	+1,8%	33.465	-1,6%	80,7%	78,1%
<i>Minimo orario</i>	22,22	65,16			19.886		24.911		74,8%	72,5%
<i>Massimo orario</i>	234,20	185,90			40.512		48.790		90,7%	85,9%

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

Grafico 1: MGP, Pun Index GME

Fonte: GME



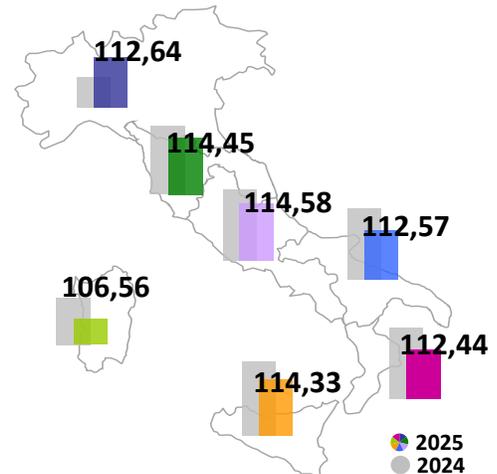
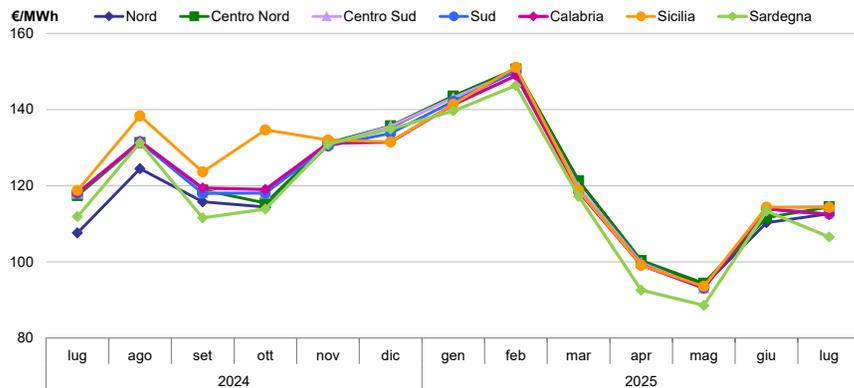
I PREZZI ZONALI

A livello zonale, anche in presenza di limitazioni sul transito SARD-CSUD, i prezzi in virtù di lievi variazioni si portano sulla penisola e in Sicilia sui 112/115 €/MWh (-1/+3 €/MWh) e poco sotto 107 €/MWh in Sardegna di

(-7 €/MWh). Si registrano al meridione e sulle isole minimi orari di 0 €/MWh mercoledì 9 luglio, mentre in Sardegna prezzi pari a 0 €/MWh si osservano anche in altri sei giorni del mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zionali

Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

Nel mese di luglio i volumi offerti tramite blocchi crescono a 4,0 TWh (+1,5 TWh su giugno), di cui 1,1 TWh accettati. Appaiono in aumento anche i volumi offerti in acquisto tramite blocchi, a 12,3 GWh (+2,8 GWh), tutti interamente accettati.

Le offerte in vendita a blocchi risultano sempre distribuite tra Nord, Centro Sud, Sud e Calabria, mentre i volumi offerti in acquisto tramite blocchi sono ancora concentrati 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	19.496.713 (-7,0%)	11.175.475 (+0,6%)	8.321.238 (-15,7%)	1.531.940 (+74,1%)	237.126 (+129,3%)	1.294.813 (+66,8%)	21.028.653 (-3,8%)	11.412.601 (+1,8%)	9.616.052 (-9,7%)
Centro Nord	1.511.959 (-9,6%)	1.216.601 (-2,7%)	295.359 (-30,0%)	-	-	-	1.511.959 (-9,6%)	1.216.601 (-2,7%)	295.359 (-30,0%)
Centro Sud	5.500.272 (-3,5%)	2.654.642 (+8,2%)	2.845.630 (-12,3%)	1.162.745 (+20,0%)	302.260 (-13,3%)	860.485 (+38,7%)	6.663.017 (-0,1%)	2.956.901 (+5,5%)	3.706.115 (-4,1%)
Sud	4.643.426 (+16,9%)	2.615.416 (+20,4%)	2.028.010 (+12,7%)	664.815 (+103,1%)	314.957 (+66,8%)	349.859 (+152,6%)	5.308.242 (+23,5%)	2.930.373 (+24,1%)	2.377.869 (+22,7%)
Calabria	2.295.010 (-0,4%)	1.199.568 (+52,4%)	1.095.442 (-27,8%)	619.098 (+80,9%)	239.956 (+47,1%)	379.142 (+111,7%)	2.914.108 (+10,1%)	1.439.524 (+51,5%)	1.474.584 (-13,1%)
Sicilia	2.668.680 (+20,9%)	1.151.533 (+31,1%)	1.517.146 (+14,2%)	-	-	-	2.668.680 (+20,9%)	1.151.533 (+31,1%)	1.517.146 (+14,2%)
Sardegna	1.405.671 (+5,3%)	1.103.339 (+2,2%)	302.332 (+18,5%)	-	-	-	1.405.671 (+5,3%)	1.103.339 (+2,2%)	302.332 (+18,5%)
TOTALE NAZIONALE	37.521.731 (-1,7%)	21.116.573 (+7,1%)	16.405.158 (-11,0%)	3.978.598 (+58,0%)	1.094.298 (+36,1%)	2.884.299 (+68,3%)	41.500.329 (+2,0%)	22.210.872 (+8,2%)	19.289.457 (-4,3%)

OFFERTE DI ACQUISTO (MWh)									
ZONE	SEMPLICI			BLOCCHI			TOTALI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
Nord	15.187.688 (+3,6%)	14.680.199 (+3,9%)	507.489 (-2,7%)	900 (-1,3%)	900 (-1,2%)	- (-100,0%)	15.188.588 (+3,6%)	14.681.099 (+3,9%)	507.489 (-2,7%)
Centro Nord	2.398.709 (+8,1%)	2.319.671 (+9,6%)	79.039 (-21,9%)	134 (-4,1%)	134 (-4,1%)	-	2.398.843 (+8,1%)	2.319.805 (+9,5%)	79.039 (-21,9%)
Centro Sud	5.104.178 (+8,8%)	4.952.356 (+10,0%)	151.822 (-21,4%)	10.993 (+29,8%)	10.993 (+29,8%)	-	5.115.171 (+8,8%)	4.963.349 (+10,1%)	151.822 (-21,4%)
Sud	1.890.085 (+13,2%)	1.817.407 (+15,3%)	72.678 (-21,3%)	215 (+8,2%)	215 (+8,2%)	-	1.890.300 (+13,2%)	1.817.622 (+15,3%)	72.678 (-21,3%)
Calabria	585.393 (+21,6%)	577.479 (+21,7%)	7.914 (+9,7%)	24 (-38,0%)	24 (-38,0%)	-	585.417 (+21,5%)	577.502 (+21,7%)	7.914 (+9,7%)
Sicilia	1.835.107 (+18,5%)	1.712.611 (+18,7%)	122.496 (+16,0%)	71 (+14,0%)	71 (+14,0%)	-	1.835.178 (+18,5%)	1.712.681 (+18,7%)	122.496 (+16,0%)
Sardegna	901.245 (+9,4%)	817.957 (+12,3%)	83.289 (-12,8%)	-	-	-	901.245 (+9,4%)	817.957 (+12,3%)	83.289 (-12,8%)
TOTALE NAZIONALE	27.902.405 (+6,9%)	26.877.679 (+7,6%)	1.024.726 (-8,2%)	12.336 (+25,6%)	12.336 (+25,6%)	- (-100,0%)	27.914.741 (+6,9%)	26.890.015 (+7,6%)	1.024.726 (-8,2%)

*Variazioni in media oraria rispetto al mese precedente.

I VOLUMI

Nel mese di luglio i volumi di energia elettrica scambiati sul MGP salgono a 27,5 TWh (+8,1% in media oraria su giugno, il massimo da agosto 2024), spinti da un incremento sia della componente di borsa, pari a 22,6 TWh (+6,7%), sia dalle contrattazioni bilaterali andate in esecuzione sul MGP, a 5,0 TWh (+14,8%). Per effetto di tali dinamiche la liquidità del mercato, stabilmente sopra l'80% da dicembre, si porta a

luglio all'82,0% (-1,1 p.p.). Sul lato della domanda, crescono gli acquisti nazionali, a 26,9 TWh (+7,6%), e le esportazioni, a 0,6 TWh (+30,5%, il massimo da marzo). Dinamiche analoghe sul lato dell'offerta, dove si osserva un incremento sia delle vendite nazionali, attestatesi a 22,2 TWh (+8,2%), sia del livello delle importazioni, a 5,3 TWh (+7,5%, il livello più elevato da marzo) (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 3).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	22.559	+2,0%	82,0%
Operatori	14.364	-1,8%	52,2%
GSE	2.996	+3,7%	10,9%
Zone estere	5.199	+12,9%	18,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	4.955	-17,7%	18,0%
Zone estere	104	-54%	0,4%
Zone nazionali	4.851	-16,2%	17,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	27.514	-2,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	19.358	+7,1%	
OFFERTA TOTALE	46.872	+1,4%	

Tabella 4: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	22.559	+2,0%	82,0%
Acquirente Unico	552	-41,7%	2,0%
Altri operatori	17.453	-0,5%	63,4%
Pompaggi	133	+136,5%	0,5%
Zone estere	606	+12,5%	2,2%
Saldo programmi PCE	3.815	+26,0%	13,9%
PCE (incluso MTE)	4.955	-17,7%	18,0%
Zone estere	18	+4057%	0,1%
Zone nazionali AU	23	-42,5%	0,1%
Zone nazionali altri operatori	8.728	-3,1%	31,7%
Saldo programmi PCE	-3.815	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	27.514	-2,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.050	+153,2%	
DOMANDA TOTALE	29.564	+2,2%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

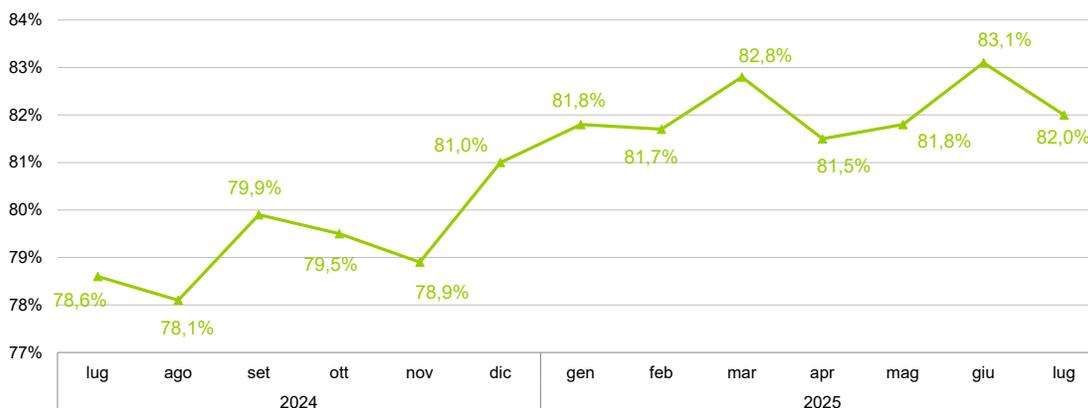


Tabella 5: MGP, volumi zonal

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	GWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.029	28,3	-5,1%	11.413	15,3	-11,3%	14.681	19,7	-2,5%
Centro Nord	1.512	2,0	-7,1%	1.217	1,6	-12,6%	2.320	3,1	-2,2%
Centro Sud	6.663	9,0	+1,1%	2.957	4,0	+5,8%	4.963	6,7	-3,0%
Sud	5.308	7,1	+12,7%	2.930	3,9	+15,2%	1.818	2,4	-3,8%
Calabria	2.914	3,9	+13,9%	1.440	1,9	-1,6%	578	0,8	-1,7%
Sicilia	2.669	3,6	+18,3%	1.152	1,5	-1,1%	1.713	2,3	-2,5%
Sardegna	1.406	1,9	-2,7%	1.103	1,5	+2,4%	818	1,1	+0,4%
Totale nazionale	41.500	55,8	+0,4%	22.211	29,9	-4,7%	26.890	36,1	-2,5%
Estero	5.372	7,2	+10,3%	5.303	7,1	+9,7%	624	0,8	+15,8%
Sistema Italia	46.872	63,0	+1,4%	27.514	37,0	-2,2%	27.514	37,0	-2,2%

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

LE FONTI

A luglio le vendite dei cicli combinati risultano in crescita, portandosi ai massimi dal mese di marzo (+2,7 GWh medi su giugno). Mostrano un calo, invece, i volumi rinnovabili, in virtù soprattutto di una flessione dell'idrico al Nord (-1,0 GWh medi) e del solare, in diffuso calo a livello zonale con

l'eccezione della Sardegna. Crescono, invece, le vendite eoliche. Per effetto delle suddette dinamiche la quota di mercato delle vendite termiche sale al 49,0% (+6,7 p.p.), mentre quella relativa alle FER scende al 49,5% (-6,2 p.p.) (Tabella 6, Grafico 4).

Tabella 6: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.479	+4,7%	536	-32,3%	1.916	-18,4%	1.747	-7,2%	1.443	-7,5%	638	-25,5%	860	-11,8%	14.620	- 6,0%
Gas	6.584	+4,6%	449	-39,2%	1.684	-19,2%	1.497	-9,2%	1.336	-6,2%	371	-54,7%	505	-4,0%	12.426	- 8,2%
Carbone	0	-	-	-	0	-	0	-	0	-	-	-	295	-23,8%	295	-23,8%
Altre	895	+5,5%	87	+62,8%	232	-12,5%	250	+6,5%	107	-21,3%	268	+591,9%	60	-2,7%	1.899	+15,9%
Fonti rinnovabili	7.468	-21,0%	1.099	+1,8%	2.006	+45,8%	2.192	+42,8%	492	+20,8%	909	+29,0%	622	+33,3%	14.788	- 1,5%
Idraulica	5.016	-29,0%	203	+8,6%	641	+23,0%	604	+16,0%	161	-	214	+13,1%	123	+36,5%	6.964	-20,1%
Geotermica	-	-	577	-4,1%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	577	- 4,1%
Eolica	20	+11,3%	19	+55,0%	473	+69,2%	1.135	+75,7%	233	+30,1%	402	+37,7%	207	+46,3%	2.488	+58,7%
Solare e altre	2.432	+2,9%	300	+7,9%	891	+55,0%	453	+23,1%	98	+11,7%	293	+31,1%	292	+24,2%	4.759	+15,2%
Pompaggio	392	-43,7%	-	-	53	+65,5%	-	-	-	-	0,15	-96,4%	1	-87,6%	445	-39,7%
Totale	15.340	-11,3%	1.635	-12,6%	3.974	+5,8%	3.939	+15,2%	1.935	-1,6%	1.548	-1,1%	1.483	+2,4%	29.853	- 4,7%

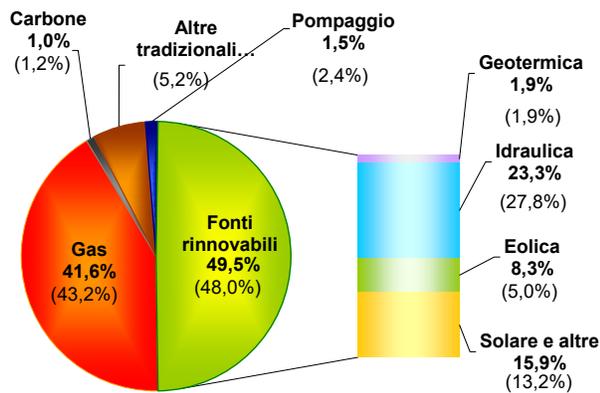
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

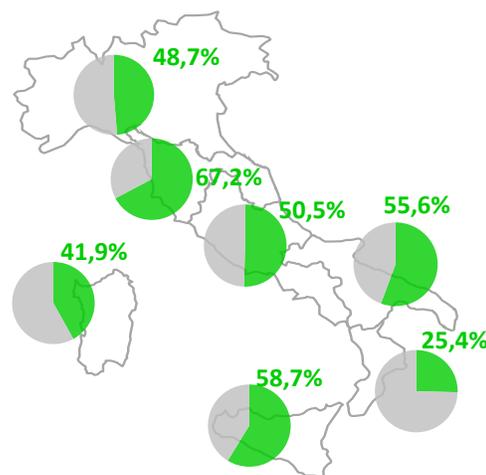
Fonte: GME

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dell'anno precedente.



LE FRONTIERE ESTERE

Le importazioni nette salgono ai massimi dal mese di febbraio, per volumi pari a 4,7 TWh (+0,4 TWh su giugno). La crescita del saldo con l'estero si osserva principalmente per effetto di un aumento dei flussi in entrata dalla frontiera svizzera, anche in corrispondenza di un allargamento della NTC, a cui si affiancano più

modesti incrementi dell'import netto da Austria e Slovenia. Risulta in flessione, invece, il livello delle importazioni nette sulle altre frontiere, anche in concomitanza di una crescita dell'export sulla frontiera montenegrina. In ultimo, si registrano flussi in export verso la Francia nelle ore serali di martedì 1 luglio (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*	2.047.103 (2.039.844)	99,7% (99,6%)	0,3% (0,4%)	- (-0,0%)	95,3% (93,5%)	- (-)	2.811 (2.827)	2.048.749 (2.041.189)	2.048.749 (2.041.189)	1.920 (1.911)	1.646 (1.345)	1.646 (1.345)
Italia - Svizzera	2.347.914 (1.834.853)	100,0% (99,1%)	- (0,8%)	- (0,1%)	- (-)	- (-)	3.558 (2.839)	2.386.452 (1.874.779)	n/a n/a	3.042 (3.202)	38.538 (39.926)	n/a n/a
Italia - Austria*	260.865 (285.751)	95,4% (96,8%)	3,4% (3,1%)	1,2% (0,1%)	92,6% (94,0%)	3,0% (2,6%)	376 (408)	263.849 (289.268)	263.849 (289.268)	140 (175)	2.984 (3.517)	2.984 (3.517)
Italia - Slovenia*	138.524 (91.928)	70,4% (71,1%)	27,6% (28,5%)	2,0% (0,4%)	57,6% (57,1%)	14,2% (17,9%)	438 (396)	225.285 (192.411)	225.285 (192.411)	623 (610)	86.761 (100.483)	86.761 (100.483)
Italia - Montenegro	-42.403 (122.077)	44,2% (71,6%)	55,4% (28,4%)	0,4% (-)	- (1,6%)	- (-)	595 (619)	182.589 (248.761)	n/a n/a	1.055 (655)	224.992 (126.684)	n/a n/a
Italia - Grecia*	128.530 (61.979)	55,9% (58,1%)	22,8% (41,9%)	21,3% (-)	61,2% (43,7%)	17,2% (25,8%)	500 (500)	196.298 (185.881)	196.298 (185.881)	500 (500)	67.768 (123.902)	67.768 (123.902)
Italia - Malta	-129.803 (-118.182)	- (-)	100,0% (98,1%)	- (1,9%)	- (-)	12,2% (10,8%)	225 (224)	0 (-)	n/a n/a	225 (224)	129.803 (118.182)	n/a n/a
TOTALE**	4.750.730 (4.318.251)							5.303.222 (4.832.289)	2.734.181 (2.708.749)		552.493 (514.038)	159.159 (229.246)

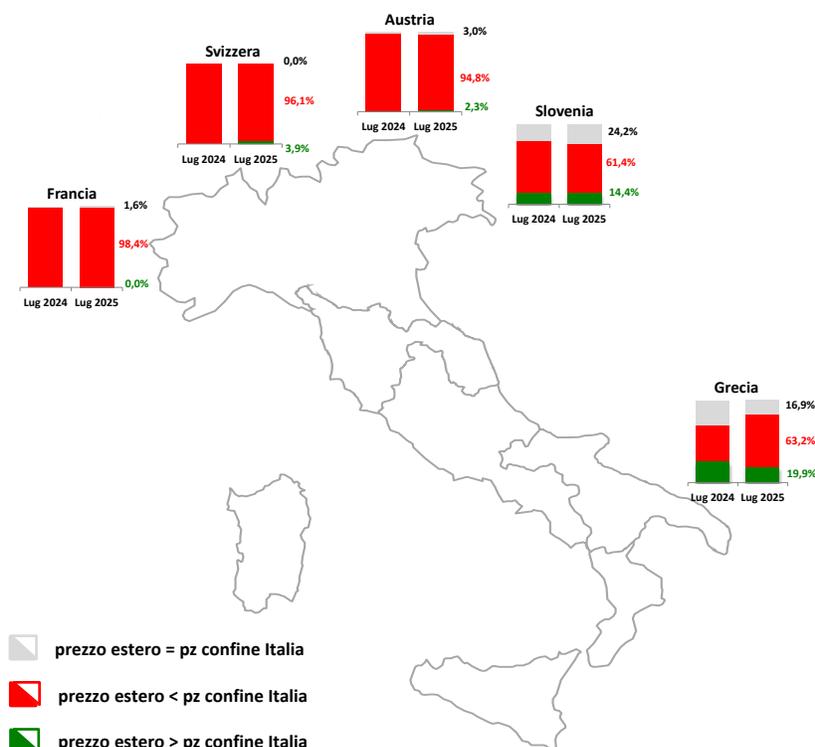
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*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



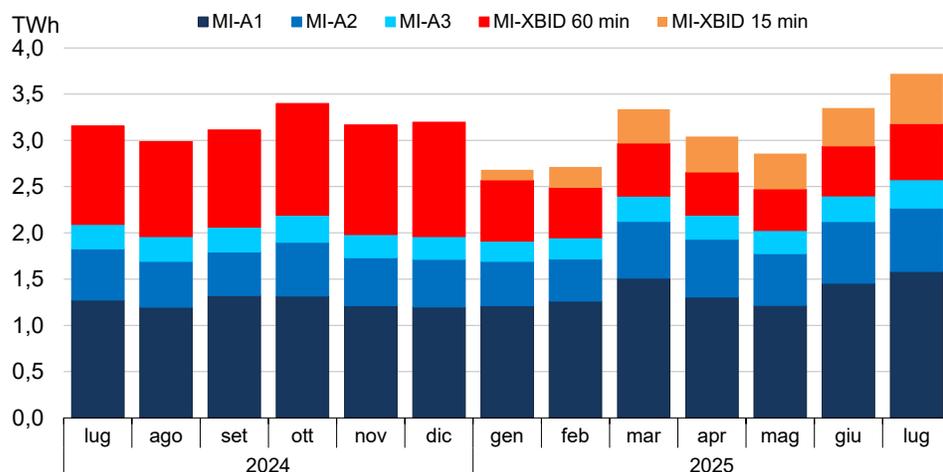
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A luglio i volumi scambiati sul MI risultano in crescita, attestandosi a 3,7 TWh (+0,4 TWh su giugno), il massimo storico su base mensile. Mostrano un aumento sia i volumi negoziati sui mercati in asta (2,6 TWh, +0,2 TWh), sia quelli su XBID (1,1 TWh, +0,2 TWh), con quest'ultimo al livello più alto da inizio anno. Sul mercato a negoziazione continua il numero di abbinamenti si porta al livello più alto mai osservato (1,7 milioni, di cui 1,4 milioni sul prodotto quartorario), con la maggioranza degli scambi concentrata nelle fasi 2 e 3 (circa il 90% per entrambi i prodotti). Sempre con riferimento al XBID, l'analisi della distribuzione delle negoziazioni mostra una

ripresa della quota degli scambi con l'estero (36%) a scapito di quella tra diverse zone nazionali (52%), mentre si mantiene pressoché invariata la quota degli scambi all'interno della medesima zona nazionale. I prezzi medi salgono sul MI-A1 a 112 €/MWh (+1 €/MWh), mostrando una flessione nei restanti mercati sui 113/115 €/MWh (-4/-1 €/MWh). Le quotazioni appaiono inferiori ai corrispondenti valori del MGP sul MI-A1 e MI-A3 e superiori sugli altri mercati (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10). In ultimo, si rilevano su entrambi i prodotti di XBID abbinamenti a prezzi negativi (fino a -200 €/MWh al Sud sul prodotto orario).

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



Tabella 8: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA				Mercato Infragiornaliero			
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID 60 min		XBID 15 min		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	798.287	146,3%	313.030	145,8%	131.586	110,5%	1.242.903	141,3%	154.110	47,1%	149.833	-	1.546.846	128,2%
Centro Nord	79.294	102,7%	47.801	118,3%	17.242	138,5%	144.338	111,0%	57.332	122,5%	40.918	-	242.588	137,1%
Centro Sud	232.704	128,2%	97.277	104,5%	41.408	90,7%	371.389	115,9%	60.687	59,7%	65.065	-	497.141	117,8%
Sud	219.592	137,0%	95.613	91,5%	50.864	122,8%	366.070	119,5%	64.679	48,5%	57.695	-	488.444	111,1%
Calabria	44.210	124,2%	12.010	102,3%	7.965	136,8%	64.184	120,7%	6.363	27,1%	9.315	-	79.862	104,2%
Sicilia	74.378	68,3%	36.350	100,3%	17.049	91,3%	127.777	78,0%	15.485	33,4%	14.505	-	157.767	75,1%
Sardegna	61.127	187,0%	35.516	207,3%	20.384	211,4%	117.027	196,8%	7.901	56,2%	22.483	-	147.411	200,5%
Estero	72.161	55,4%	47.860	128,5%	20.559	174,1%	140.580	78,4%	235.326	63,3%	183.931	-	559.837	101,6%
Totale	1.581.753	124,3%	685.458	123,5%	307.057	116,1%	2.574.267	123,1%	601.883	56,5%	543.745	-	3.719.895	117,9%

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	813.392	140,0%	312.336	130,9%	113.614	107,8%	1.239.342	134,0%	166.606	54,4%	175.357	-	1.581.306	128,4%
Centro Nord	57.109	85,4%	29.513	142,3%	11.868	128,8%	98.490	101,7%	55.332	116,6%	37.555	-	191.377	132,6%
Centro Sud	211.343	105,8%	108.596	121,1%	44.192	108,3%	364.132	110,3%	66.198	46,0%	66.455	-	496.784	104,7%
Sud	285.816	158,9%	106.542	115,7%	53.417	132,1%	445.775	142,7%	74.418	52,2%	62.142	-	582.335	128,0%
Calabria	70.110	80,5%	16.145	92,8%	9.752	141,6%	96.007	86,2%	8.659	39,0%	7.639	-	112.305	84,0%
Sicilia	62.199	62,8%	32.667	92,0%	18.075	88,1%	112.941	72,8%	18.580	41,8%	17.051	-	148.572	74,5%
Sardegna	50.530	263,0%	33.423	260,9%	15.669	167,0%	99.623	240,6%	10.025	61,0%	18.863	-	128.510	222,2%
Estero	31.254	79,6%	46.235	96,1%	40.468	126,8%	117.957	98,9%	202.064	59,3%	158.684	-	478.706	104,1%
Totale	1.581.753	124,3%	685.457	123,5%	307.056	116,1%	2.574.266	123,1%	601.883	56,5%	543.745	-	3.719.894	117,9%

Gráfico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

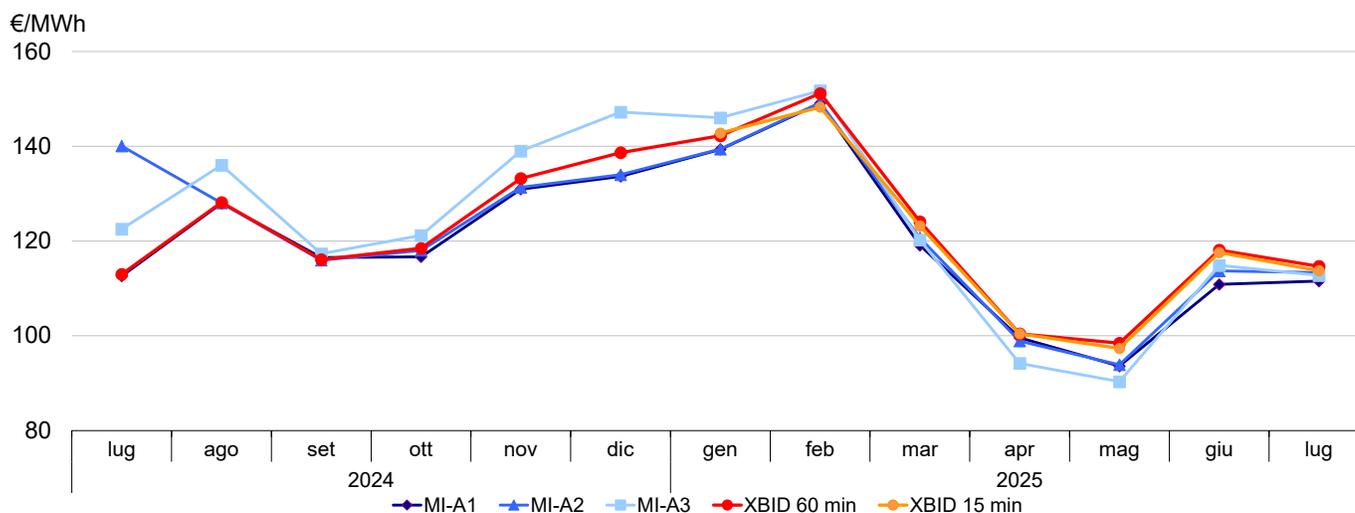


Tabella 10: MI, prezzi zionali medi

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	112,64	114,49	111,20	2,8%	112,90	4,5%	112,90	0,0%	113,79	4,6%	112,58	-
			(-1,3%)		(+0,2%)		(-1,4%)		(+1,0%)		(-0,1%)	
Centro Nord	114,45	117,49	114,45	-1,7%	115,03	-19,7%	115,22	-10,3%	117,06	0,3%	115,58	-
			(+0,0%)		(+0,5%)		(-1,9%)		(+2,3%)		(+1,0%)	
Centro Sud	114,58	117,50	113,69	-2,9%	115,08	-21,9%	115,21	-10,4%	115,71	-0,9%	115,59	-
			(-0,8%)		(+0,4%)		(-1,9%)		(+1,0%)		(+0,9%)	
Sud	112,57	114,33	111,37	-4,8%	112,40	-23,7%	112,04	-12,8%	113,22	-2,5%	113,31	-
			(-1,1%)		(-0,2%)		(-2,0%)		(+0,6%)		(+0,7%)	
Calabria	112,44	114,08	112,05	-4,3%	112,40	-23,8%	111,87	-12,9%	112,64	-3,8%	113,13	-
			(-0,4%)		(-0,0%)		(-1,9%)		(+0,2%)		(+0,6%)	
Sicilia	114,33	117,61	113,95	-3,5%	114,34	-23,0%	114,79	-11,0%	114,35	-2,6%	114,66	-
			(-0,3%)		(+0,0%)		(-2,4%)		(+0,0%)		(+0,3%)	
Sardegna	106,56	105,00	106,20	-4,6%	108,40	-23,7%	104,56	-14,4%	110,02	-1,0%	109,27	-
			(-0,3%)		(+1,7%)		(-0,4%)		(+3,2%)		(+2,5%)	

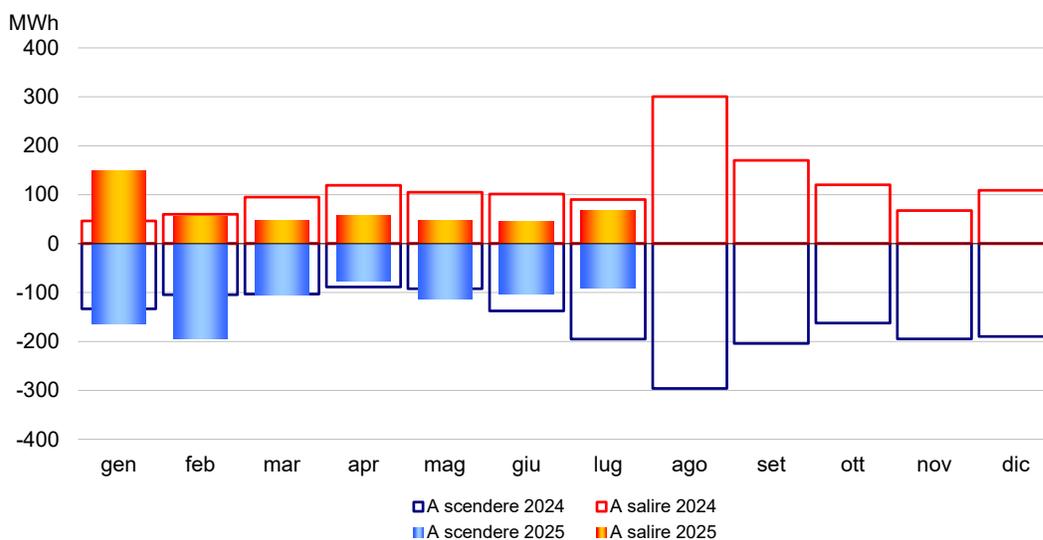
NOTE: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore). Si fornisce il dato MGP (13-24 h) per confronto con MI-A3.

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

Sul MSD ex-ante le vendite di Terna sul mercato a scendere risultano in flessione a 68 GWh, mentre i suoi acquisti sul mercato a salire crescono ai massimi da febbraio, per volumi pari a 50 GWh (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

A luglio sul MPEG si registrano 31 abbinamenti per volumi pari a 23,7 GWh (-1,5 GWh su giugno). La variazione si osserva in corrispondenza di una flessione dei volumi negoziati sul peakload a 1,5 GWh (-2,9 GWh), mentre appaiono in lieve

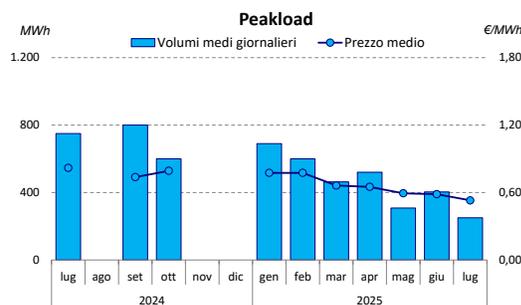
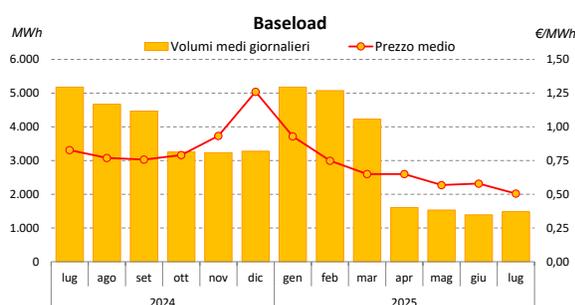
ripresa sul baseload a 22,2 GWh (+1,4 GWh). I prezzi medi risultano in calo su entrambi i prodotti, portandosi sul baseload a 0,51 €/MWh (-0,07 €/MWh) e sul peakload a 0,53 €/MWh (-0,06 €/MWh) e (Figura 2).

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	MWh	MWh/g
Baseload	25	15/31	0,51	0,38	0,70	22.248	1.483
	(50)	17/31	(0,83)	(0,70)	(1,00)	(88.032)	(5.178)
Peakload	6	6/23	0,53	0,45	0,65	1.500	250
	(5)	4/23	(0,82)	(0,75)	(0,90)	(3.000)	(750)
Totale	31					23.748	
	(55)					(91.032)	

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul MTE a luglio si rilevano 21 transazioni bilaterali registrate a fini di clearing, per volumi pari a 425,9 GWh. Sul profilo baseload si osservano registrazioni sul prodotto Agosto 2025 (226,9 GWh), Settembre 2025 (110,2 GWh), Ottobre 2025 (1,5 GWh), IV Trimestre 2025 (4,4 GWh) e Anno 2026 (17,5 GWh), mentre sul peakload le registrazioni interessano i prodotti Agosto 2025 (12,6 GWh),

Settembre 2025 (13,2 GWh) e IV Trimestre 2025 (39,6 GWh). Il prodotto Agosto 2025 chiude la sua contrattazione a 122,57 €/MWh sul baseload e 121,43 €/MWh sul peakload, con le posizioni aperte a 245,5 GWh e 12,6 GWh. Per effetto delle suddette dinamiche la posizione aperta complessiva sale a 341,3 GWh (+167,8 GWh su giugno), il massimo da maggio 2021 (Tabella 11 e Grafico 9).

Tabella 11: MTE, prodotti negoziabili a luglio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW mese in corso	MW mese precedente	MW	MWh
Agosto 2025	122,57	+0,0%	-	-	305	305	-	330	245.520
Settembre 2025	116,89	+0,0%	-	-	153	153	1	179	128.880
Ottobre 2025	118,74	+0,0%	-	-	2	2	-	2	1.490
Novembre 2025	111,87	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2025	119,78	+0,0%	-	-	2	2	3	26	57.434
I Trimestre 2026	121,10	+0,0%	-	-	-	-	-	2	4.318
II Trimestre 2026	105,85	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2026	108,46	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2026	109,18	+0,0%	-	-	2	2	-	11	96.360
Totale			-	-	464	464	4		288.482

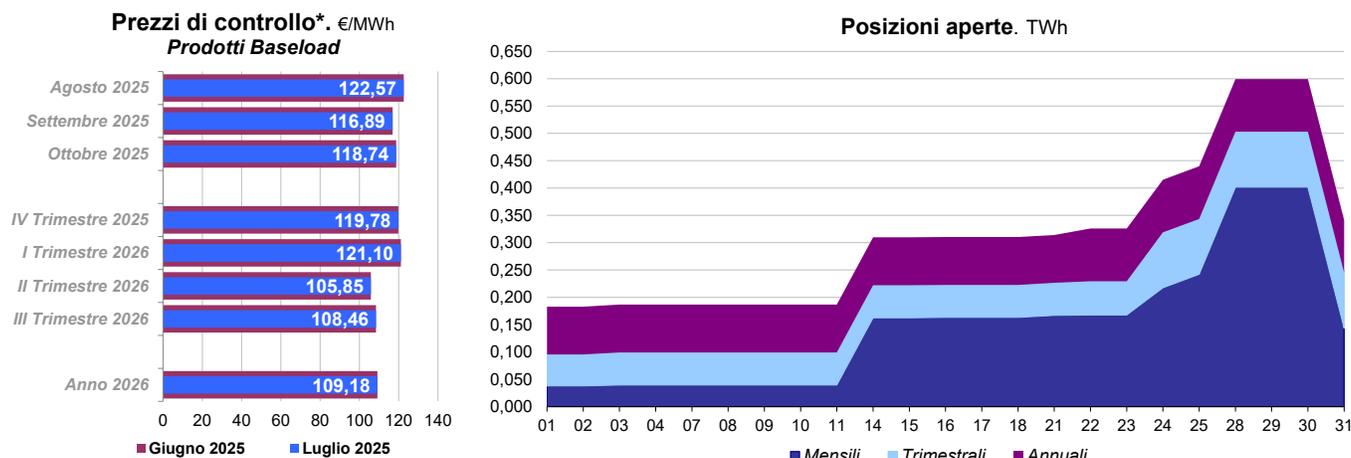
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW mese in corso	MW mese precedente	MW	MWh
Agosto 2025	121,43	+0,0%	-	-	50	50	-	50	12.600
Settembre 2025	116,53	+0,0%	-	-	50	50	-	50	13.200
Ottobre 2025	117,86	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2025	122,82	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2025	129,48	+0,0%	-	-	50	50	-	50	39.600
I Trimestre 2026	125,38	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2026	98,97	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2026	112,38	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2026	116,08	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	150	150	-		52.800
TOTALE			-	-	614	614	4		341.282

*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 luglio

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla PCE con consegna/ritiro dell'energia a luglio salgono a 19,5 TWh (+18,2% su base mensile). La posizione netta sale a 12,6 TWh (+23,7% su base mensile), portandosi sui massimi da luglio 2023, con il Turnover

in calo a 1,54. I programmi registrati nei conti in immissione risultano pari a 5,0 TWh, mentre in prelievo a 8,8 TWh, con gli sbilanciamenti a programma rispettivamente pari a 7,7 TWh e a 3,9 TWh (Tabella 12, Grafico 10).

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

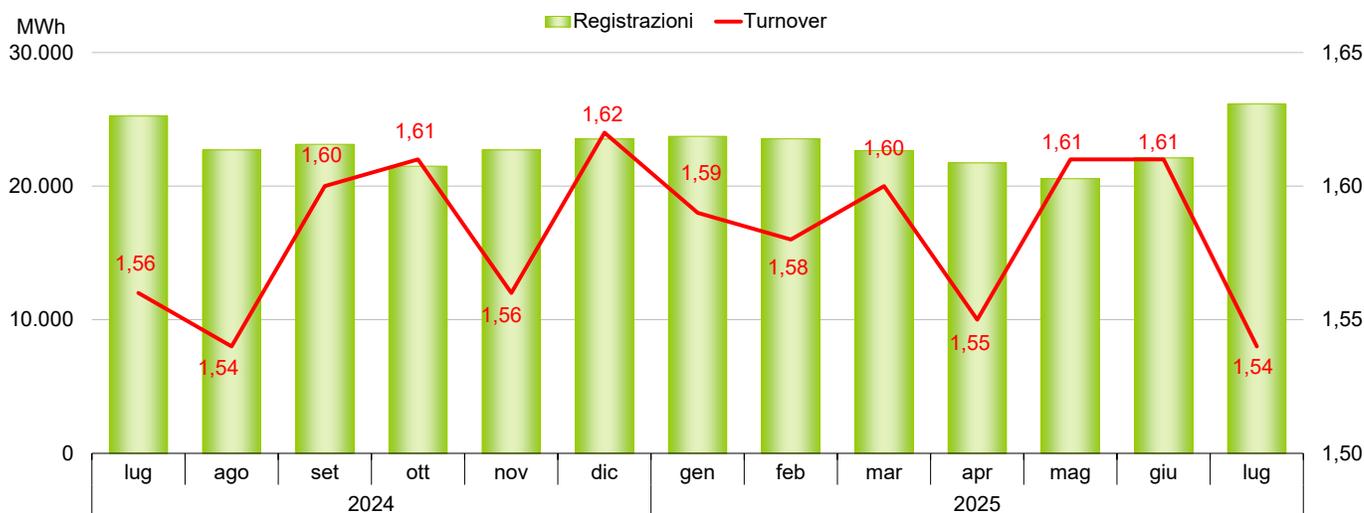
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	3.159.067	+28,0%	16,2%	Richiesti	6.192.154	-7,0%	8.769.894	-3,1%
Off Peak	0	-	-	Rifiutati	1.237.096	+92,8%	219	-90,5%
Peak	9.726	+40,5%	0,0%	Registrati	4.955.058	-17,7%	8.769.674	-3,0%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	3.168.793	+27,7%	16,3%	Sbilanciamenti a programma	7.688.292	+25,9%	3.873.676	+25,8%
Totale Non standard	16.279.557	- 0,1%	83,5%	Saldo programmi	-	-	3.814.616	+26,0%
PCE bilaterali	19.448.350	+3,6%	99,8%					
MTE	22.320	+287,5%	0,1%					
MPEG	23.748	- 73,9%	0,1%					
TOTALE PCE	19.494.418	+3,3%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	12.643.350	+4,3%						

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 luglio nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 15,3 TWh, rappresentando una quota sul totale consumato nel sistema pari al 35%. Gli scambi risultano concentrati sull'orizzonte day-ahead, in particolare nel

mercato a negoziazione continua (10,2 TWh). Con riferimento ai prezzi, a giugno l'IG Index (IGI) si porta a 36,76 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti del GME, tutte comprese nell'intorno dei 37 €/MWh.

IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

A luglio l'IG Index (IGI) si porta in media a 36,76 €/MWh, in calo rispetto a giugno (-2,43 €/MWh), mostrando un andamento altalenante nel corso del mese su livelli compresi tra i 39 €/MWh e i 34 €/MWh. La dinamica appare in linea con quanto osservato sulle principali

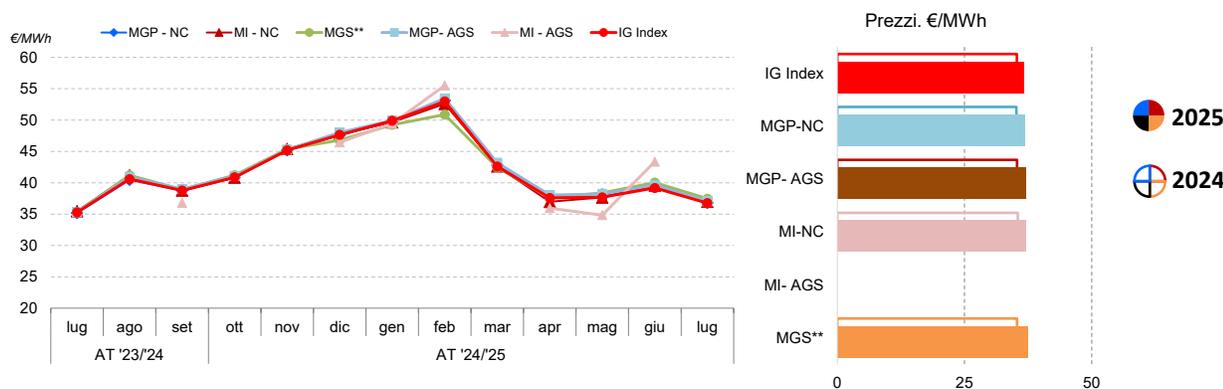
quotazioni europee, tra cui il TTF, che scende a 33,42 €/MWh (-3,10 €/MWh), per uno spread IGI-TTF di 3,3 €/MWh. Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, anch'essi in flessione rispetto a mese precedente, risultano tutti compresi nell'intorno dei 37 €/MWh.

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

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				
	Media	Var	Min	Max	
IG Index	36,76	(35,30)	+4,1%	34,19	39,02
MP-GAS					
<i>MGP</i>					
<i>Negoziazione continua</i>	36,82	(35,19)	+4,6%	32,55	40,90
<i>Comparto AGS</i>	37,03	(35,33)	+4,8%	33,90	39,67
<i>MI</i>					
<i>Negoziazione continua</i>	37,00	(35,47)	+4,3%	32,00	41,50
<i>Comparto AGS</i>	-	(-)	+0,0%	-	-
<i>MGS**</i>	37,47	(35,34)	+6,0%	35,28	39,24
<i>Stogit</i>	37,47	(35,34)	+6,0%	35,28	39,24
<i>Edison</i>	-	(-)	-	-	-
<i>MPL</i>	-	(-)	-	-	-

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta. A partire dal 19 luglio 2023 il GME calcola per ciascun giorno gas, sulla base dei prezzi registrati sul mercato a pronti dallo stesso gestito, l'IG Index pubblicato su base giornaliera.

** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

I VOLUMI SUI MERCATI DEL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) risultano pari a 15,3 TWh, in aumento rispetto al mese precedente, con una quota sul totale consumato nel sistema gas che si conferma su livelli molto alti, pari a 35% (era 37% a giugno 2025). Gli scambi sull'orizzonte day-ahead si attestano a 11,9 TWh (erano 11,3 TWh a giugno), di questi 10,2 TWh contrattati nel comparto a negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si porta al 66% (-1 p.p.). In calo rispetto al mese precedente i volumi scambiati nel comparto AGS, pari a 1,7 TWh (-5%) e 11% del totale MP-GAS (-1 p.p.), quasi tutti relativi a movimentazioni in acquisto di Snam. In crescita

rispetto a giugno anche gli scambi sull'orizzonte intraday che si portano a 3,1 TWh (+17%), riguardanti esclusivamente la negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS sale al 21% (+2 p.p.). Su tale mercato risultano modeste le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,4 TWh), mentre aumentano a 2,7 TWh le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB. Le quantità scambiate sul MGS si confermano a 0,3 TWh, in corrispondenza di un calo delle movimentazioni effettuate da Snam (0,11 TWh) e di un incremento delle contrattazioni tra operatori terzi (0,22 TWh). Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a luglio 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	10.200.528	(9.681.264)	+5,4%
Comparto AGS	1.669.680	(1.114.320)	+49,8%
<i>MI</i>			
Negoziazione continua	3.138.096	(2.650.608)	+18,4%
Comparto AGS	-	(-)	-
<i>MGS**</i>			
Stogit	334.554	(360.053)	-7,1%
Edison	-	(-)	-
MPL	-	(-)	-

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

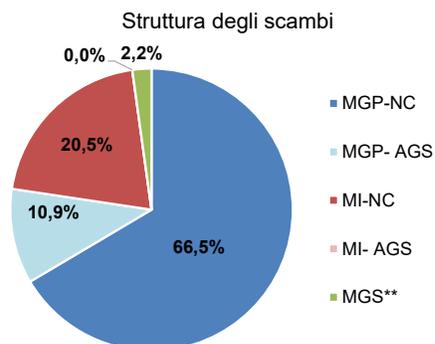
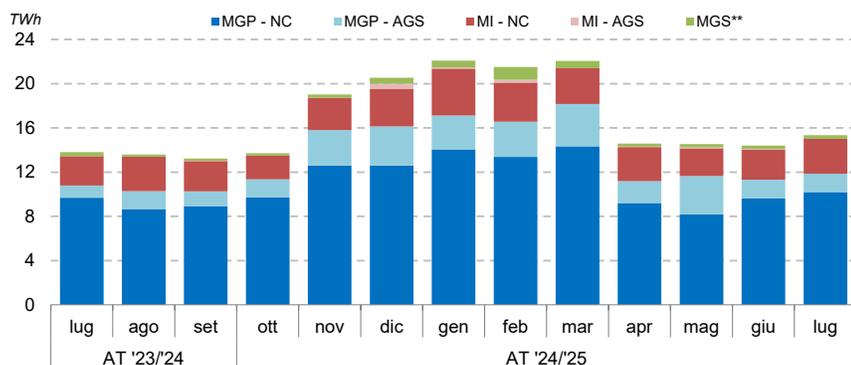


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Stogit Adriatica			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	334.554	(360.053)	334.554	(360.053)	-	(-)	-	(-)
SRG	81.781	(84.671)	28.812	(36.313)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	81.781	(84.671)	28.812	(36.313)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	252.772	(275.381)	305.742	(323.740)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

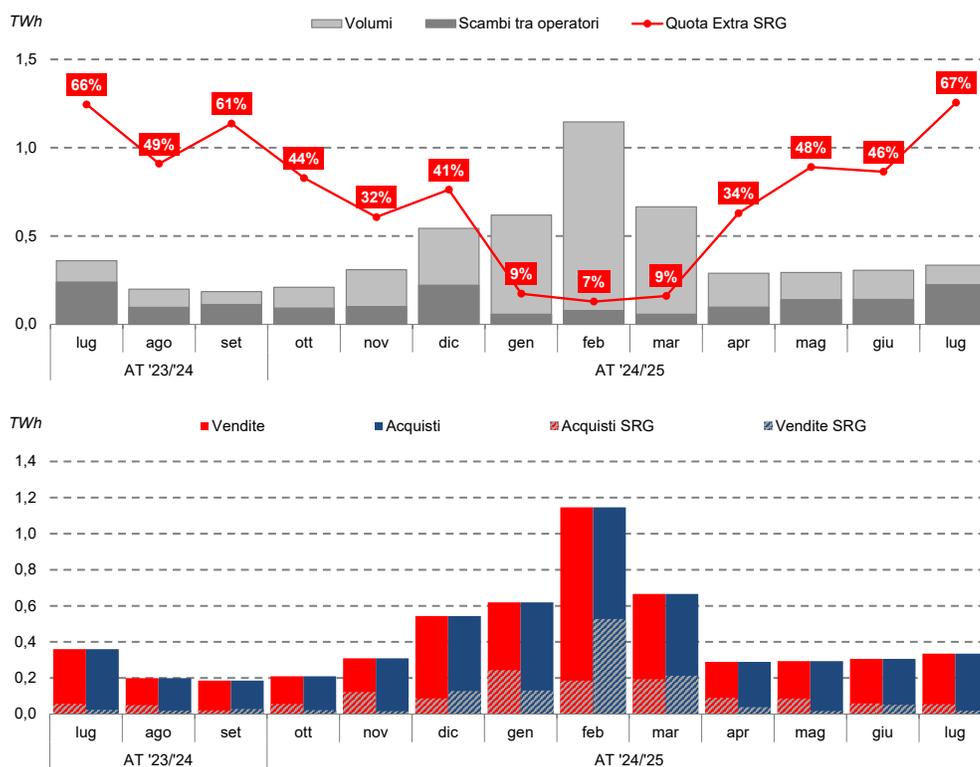


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	-	-
BoM-2025-07	-	-	35,45 -15,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2025-08	-	-	36,66	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-08	-	-	38,28 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-09	-	-	39,09 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-10	-	-	37,99 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-11	-	-	36,54	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-04	-	-	39,17 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-01	-	-	39,58 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-02	-	-	36,39 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-03	-	-	36,32 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2025/2026	-	-	35,22 -10,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2026	-	-	37,28 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2026	-	-	35,99 -12,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

IL SISTEMA GAS

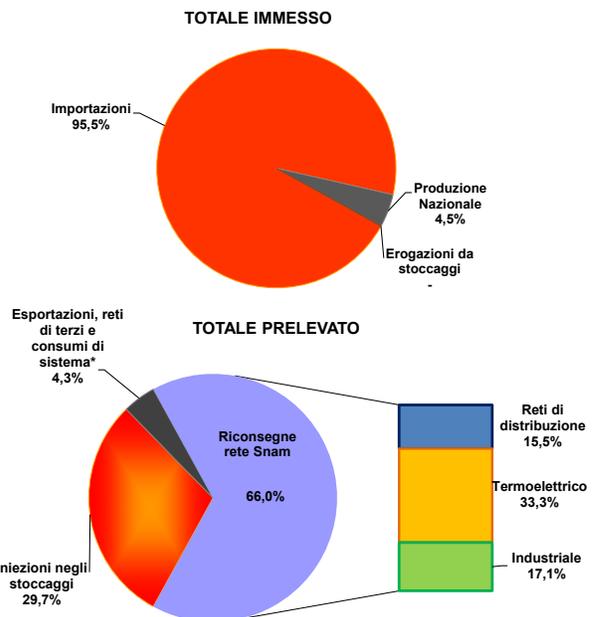
A luglio in Italia i consumi di gas naturale (al lordo delle esportazioni) si attestano a 4.152 milioni di mc (43,9 TWh), in aumento rispetto al mese precedente. La dinamica dei consumi rispetto a giugno riflette un significativo incremento dei prelievi nel comparto termoelettrico (1.968 milioni di mc, 20,8 TWh). Modeste, invece, le variazioni dei consumi del settore civile (917 milioni di mc, 9,7 TWh) e industriale (1.012 milioni di mc, 10,7 TWh). In flessione su giugno le esportazioni e gli altri consumi, complessivamente pari a 256 milioni di mc (2,7 TWh). Sul lato delle importazioni (5.639 milioni di mc, 59,6 TWh) si riducono su base mensile sia i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.629 milioni

di mc (38,4 TWh), che i flussi tramite rigassificatori GNL, a 2.009 milioni di mc (21,2 TWh), con una quota di questi ultimi pressoché stabile al 36%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra dinamiche ribassiste soprattutto a Mazara (16,7 TWh, 28% del totale) e su tutti i terminali di rigassificatore ad eccezione di Ravenna (2,4 TWh, 4% del totale). Riprende, seppure debole, il flusso in import da Tarvisio. Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (18,5 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 10.591 milioni di mc (112,0 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	5.639	59,6	+11,4%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.580	16,7	-8,6%
Tarvisio	3	0,0	-99,6%
Passo Gries	1.148	12,1	+142,6%
Gela	44	0,5	-33,7%
Gorizia	-	-	-100,0%
Melendugno	855	9,0	-5,4%
Panigaglia (GNL)	250	2,6	+103,3%
Cavarzere (GNL)	777	8,2	+6,2%
Livorno (GNL)	402	4,2	-
Piombino (GNL)	359	3,8	+22,0%
Ravenna	223	2	-
Produzione Nazionale	266	2,8	+28,6%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.905	62,4	+12,1%
Riconsegne rete Snam Rete Gas			
Industriale	3.896	41,2	-4,2%
Termoelettrico	1.012	10,7	+2,5%
Reti di distribuzione	1.968	20,8	-9,1%
Reti di distribuzione	917	9,7	+0,4%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*			
Esportazioni	256	2,7	+137,7%
Reti di terzi e altri consumi di sistema*	186	2,0	+117,8%
Reti di terzi e altri consumi di sistema*	69	0,7	+215,5%
TOTALE CONSUMATO (al lordo delle esportazioni)	4.152	43,9	-0,5%
Iniezioni negli stoccaggi	1.753	18,6	+60,1%
TOTALE PRELEVATO	5.905	62,5	+12,1%

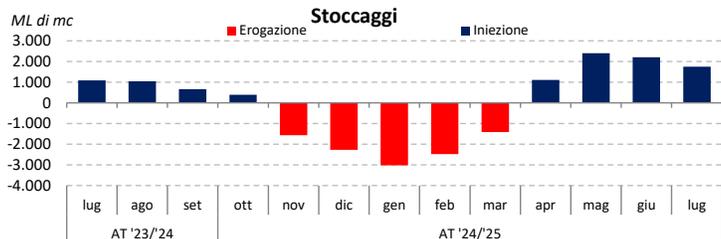
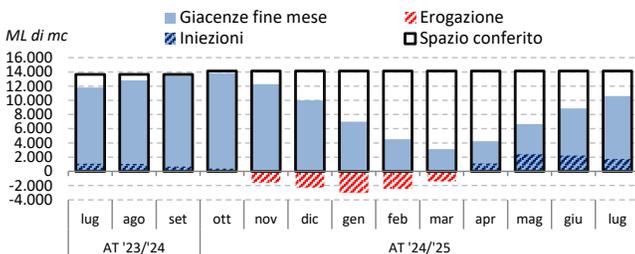


*comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato, delta line pack

Figura 5: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/07/2025)	10.591	112,0	-10,3%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	1.753	18,5	+60,1%
Flusso netto	1.753	18,5	+60,1%
Spazio conferito su base annuale	14.121	149,3	+3,3%
Giacenza/Spazio conferito	75,0%	-11,4 p.p.	



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A luglio si osserva un modesto calo della quotazione del Brent, mentre restano in crescita i suoi derivati e il carbone. Tornano negativi i segni delle variazioni mensili

sugli hub del gas e generalmente positivi sulle borse elettriche, dove si riduce il differenziale tra il Pun Index italiano e l'Europa continentale.

A luglio si osserva una debole flessione del Brent (72,08 \$/bbl, -1%), mentre crescono ancora l'olio combustibile (489,85 \$/MT, +2%), il gasolio (721,38 \$/MT, +10%) e il carbone (106,00 \$/MT, +6%). I mercati a termine indicano per i prossimi mesi prezzi inferiori agli attuali valori spot per il

Brent e i derivati e stabili o superiori per il carbone. Resta ai massimi da fine 2021 il tasso di cambio euro/dollaro (1,17 €/€, +2%), dinamica che accentua l'intensità della riduzione del prezzo del Brent e attenua la crescita degli altri combustibili nella loro conversione in euro.

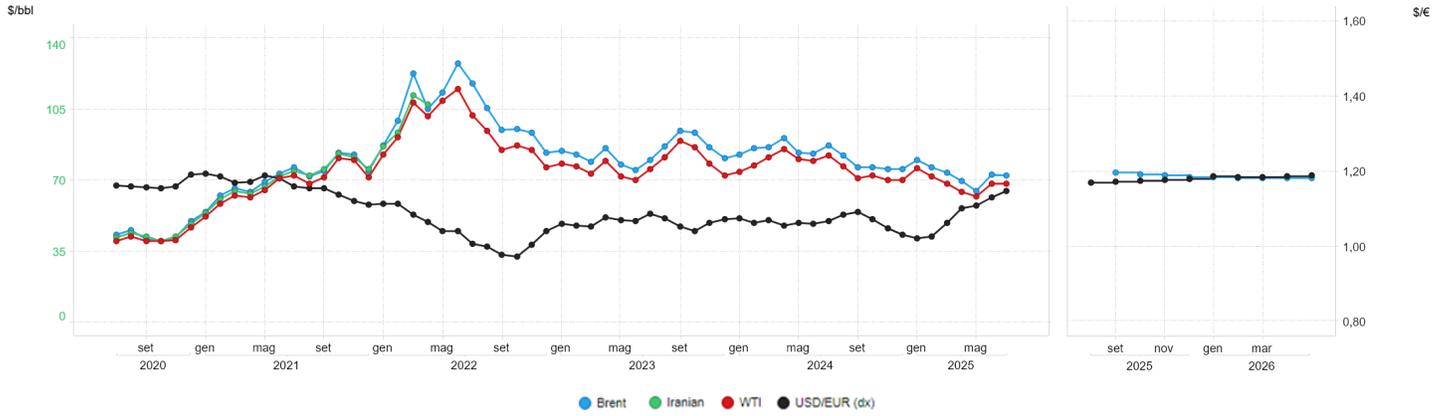
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

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	72,08	-1%	-17%				69,55	1%	68,60	1%		
Olio Combustibile	USD/MT	489,85	2%	-12%	427,49	429,76	1%	423,59	1%	415,71	1%	389,40	-1%
Gasolio	USD/MT	721,38	10%	-4%	677,00	708,48	7%	690,64	5%	683,08	4%		
Carbone	USD/MT	106,00	6%	-2%	109,00	106,00	-1%	106,72	-2%	117,25	7%		

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	61,68	-2%	-23%				59,35	-	58,42	-		
Olio Combustibile	EUR/MT	419,12	1%	-19%		367,40	-	361,39	-	353,96	-	326,36	-
Gasolio	EUR/MT	617,26	8%	-11%		605,90	-	589,44	-	581,83	-		-
Carbone	EUR/MT	90,58	4%	-10%		90,74	-	91,17	-	99,96	-		-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,17	2%	8%	1,18	1,17	-	1,17	-	1,17	-	1,19	-

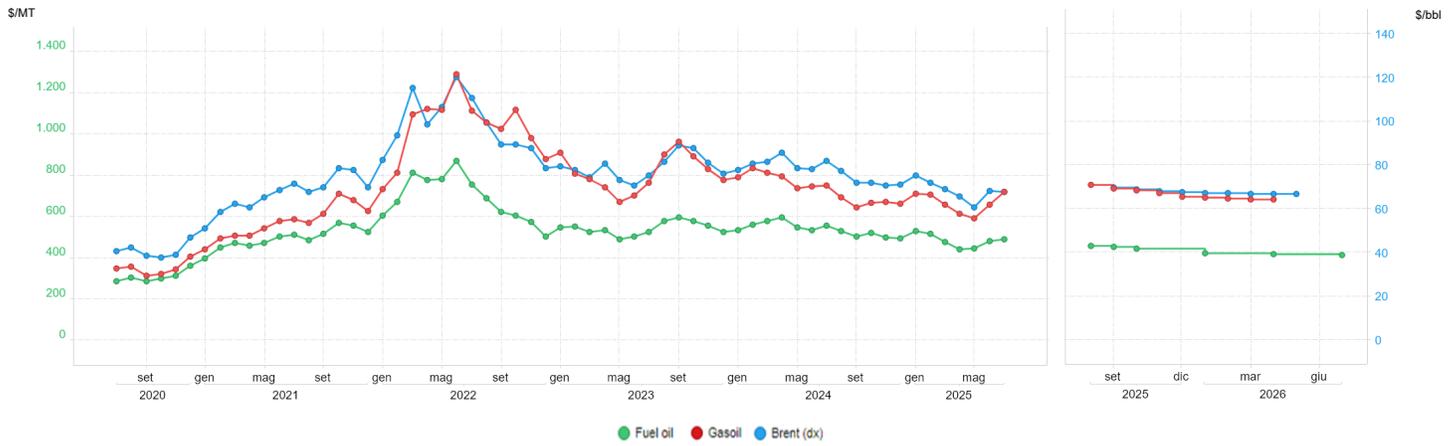
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



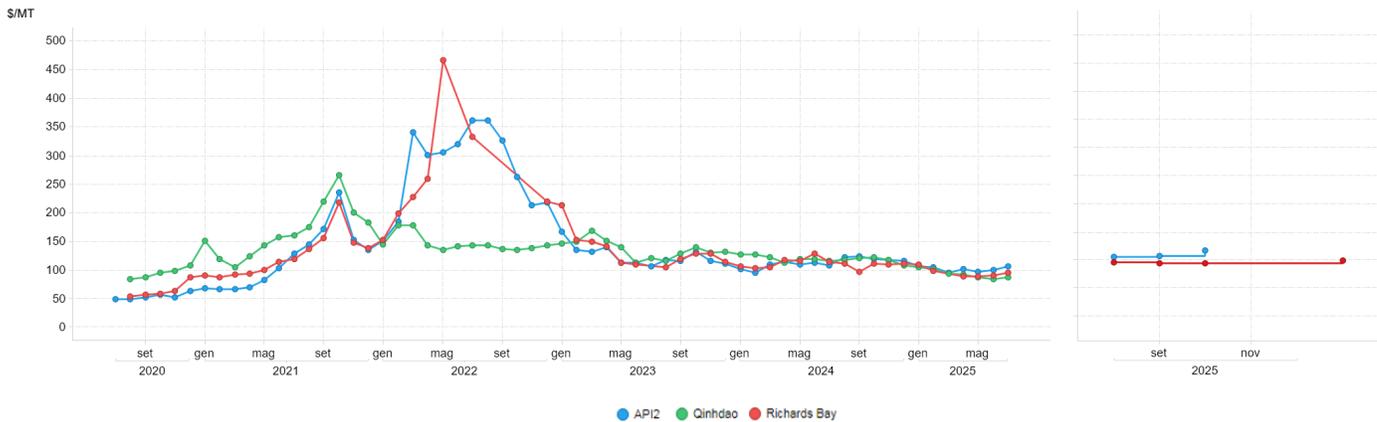
Fonte: LSEG Data & Analytics

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

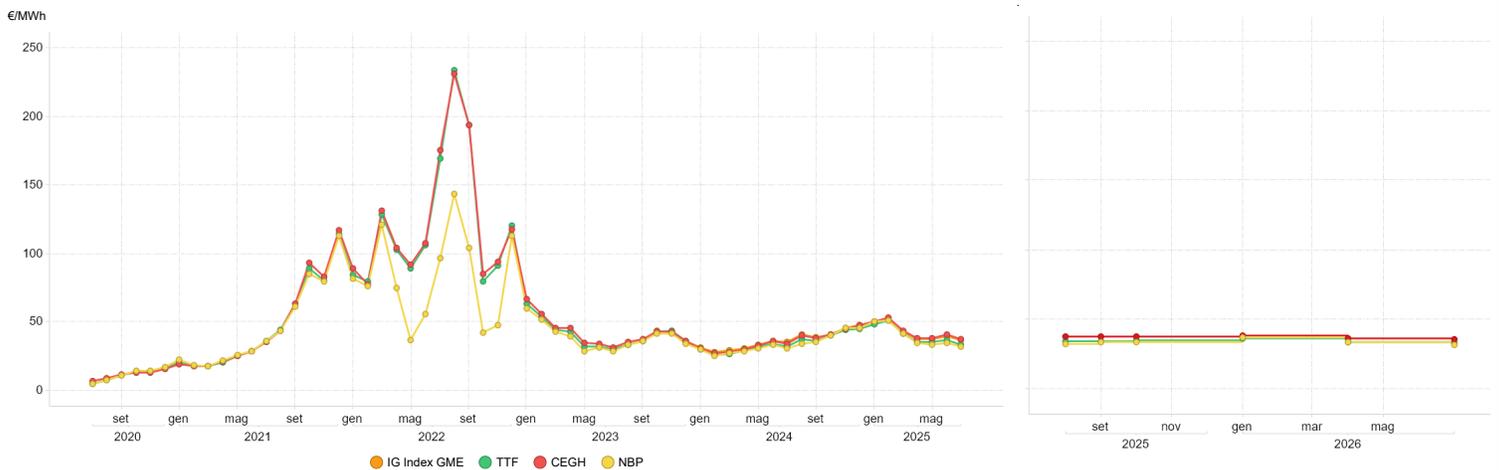
*A partire dal 1° aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alle quotazioni future M+1.

Tornano in calo le quotazioni del gas sui principali hub europei, più debole per l'IG Index del GME (36,76 €/MWh, -6%) rispetto a quello osservato sul TTF olandese (33,42 €/MWh, -8%), con conseguente

ampliamento del loro differenziale (3,34 €/MWh, +0,68 €/MWh). I mercati a termine quotano il gas in Europa nei prossimi mesi su livelli leggermente più elevati rispetto agli attuali spot.

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	36,76	-6%	4%									
TTF	NL	33,42	-8%	4%	32,90	34,03	-8%	34,49	-8%	34,86	-7%	34,07	-4%
CEGH	AT	37,27	-8%	9%	38,33	37,53	-7%	37,85	-7%	37,74	-7%	36,61	-4%
NBP	UK	31,95	-8%	5%	30,55	32,07	-9%	33,28	-8%	33,47	-62%		



Fonte: LSEG Data & Analytics

Sulle principali borse elettriche europee, il Pun Index italiano, a 113,13 €/MWh (+1% su giugno), riduce il suo differenziale con i prezzi registrati nel resto dell'Europa centrale, tra 58 €/MWh della Francia (+42%) e 88/91 €/MWh di Germania, Austria e Svizzera (+32/+44%). Più intenso il

rialzo del prezzo nell'Area Scandinava (32 €/MWh, +68%), in lieve calo quello spagnolo (70 €/MWh, -4%). I mercati a termine prospettano per i prossimi mesi, rispetto agli attuali prezzi spot, quotazioni superiori in Italia e Spagna e in linea o in calo negli altri paesi.

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	113,13	1%	1%	110,61	122,57	4%	116,89	-4%	118,74	0%	109,18	2%
FRANCIA	57,98	42%	23%	40,74	48,73	11%	55,65	-2%	58,78	14%	63,50	-2%
GERMANIA	87,80	37%	30%	63,99	81,08	-3%	87,49	-4%	87,41	2%	86,64	-3%
AREA SCANDINAVA	32,32	68%	32%	18,45	29,61	8%	33,99	6%	34,94	5%	37,54	-3%
SPAGNA	70,01	-4%	-3%	76,75	71,99	-4%	74,68	-6%	72,89	-7%	63,15	0%
AUSTRIA	87,91	32%	39%									
SVIZZERA	91,14	44%	135%									



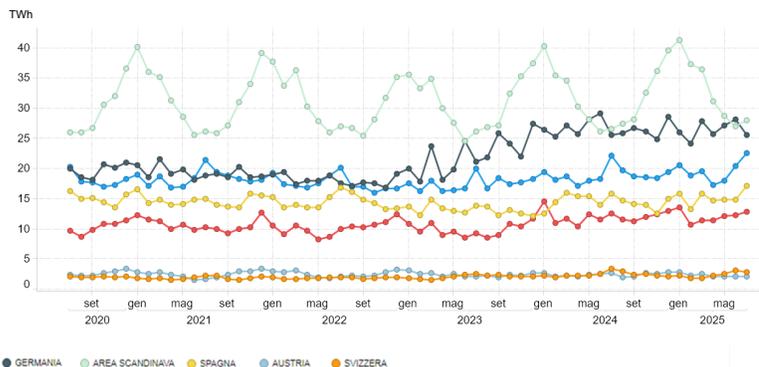
Fonte: LSEG Data & Analytics

Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici europei a pronti, si rilevano volumi elevati in Italia (22,6 TWh, +7%) e in Spagna (17,1 TWh, +12%); più debole

la crescita in Francia (12,9 TWh, +2%), stabili, invece, gli scambi nell'Area scandinava (28,0 TWh) e in calo in Germania (25,6 TWh, -12%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	22,6	7%	2%
FRANCIA	12,9	2%	3%
GERMANIA	25,6	-12%	0%
AREA SCANDINAVA	28,0	0%	5%
SPAGNA	17,1	12%	8%
AUSTRIA	2,1	-5%	-21%
SVIZZERA	2,9	-11%	-15%



*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), a luglio, il prezzo medio rimane sostanzialmente stabile a 246,07 €/tep, con gli scambi in lieve aumento a 174 mila tep (+6%). In crescita sia i prezzi (+9%) che soprattutto i volumi (+73%) sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2024 il prezzo medio si porta a 0,11 €/MWh, inferiore alle quotazioni bilaterali,

anch'esse in aumento a 1,57 €/MWh. Cresce anche il prezzo delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2025 che si attesta a 0,84 €/MWh su MGO e a 2,16 su PBGO. Complessivamente gli scambi ammontano a 42 GWh sul mercato organizzato e a 4,2 TWh sulla piattaforma bilaterale. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a luglio non sono stati registrati scambi.

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

Nel mese di luglio il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 246,07 €/tep, stabile rispetto al mese precedente. In crescita a 211,46 €/tep, invece, la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (+9%), per uno spread con il corrispondente valore di mercato che si porta a 35 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 3 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari all'87% (+6,5 p.p. su giugno). In aumento al 43% (+10 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (245,8-246,5 €/tep). Nelle due sessioni di mercato tenutesi a luglio, i

titoli negoziati crescono a 174 mila tep sul MTEE (+5% su giugno), con la liquidità del mercato al 59% (-11 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza di un più sostenuto aumento delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 119 mila tep (+73%). L'analisi delle due sessioni di mercato mostra quotazioni medie stabili sui 246 €/tep e volumi medi scambiati pari circa a 87 mila tep. Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine luglio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 75.669.978 tep, in aumento di 410.319 tep rispetto a fine giugno. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.370.055 tep, in aumento di 410.319 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi scambiati		Controvalore		Trading						
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	246,07	+0,1%	245,80	246,50	174.276	+5,7%	42,88	+5,8%	2.014	+465,7%	1,2%	+0,9 p.p.	5	+4
Bilaterali	211,46	+9,1%	0,00	250,00	119.367	+72,8%	25,24	+88,6%						
con prezzo >1	242,94	+1,0%	191,40	250,00	103.898	+86,7%	25,24	+88,6%						
Totale	232,00	+0,6%	0,00	250,00	293.643	+25,5%	68,13	+26,3%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

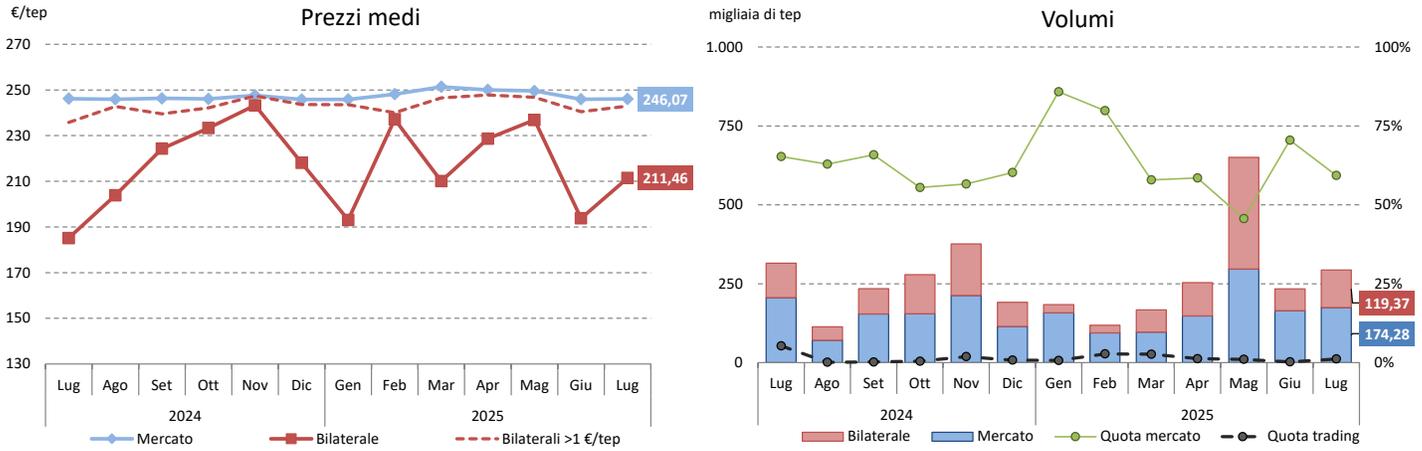


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2025

Fonte: dati GME

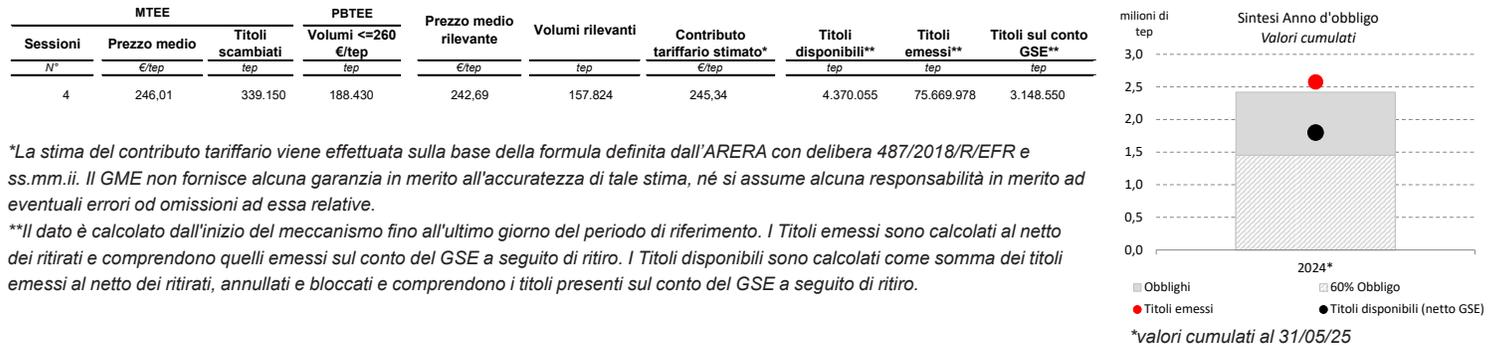
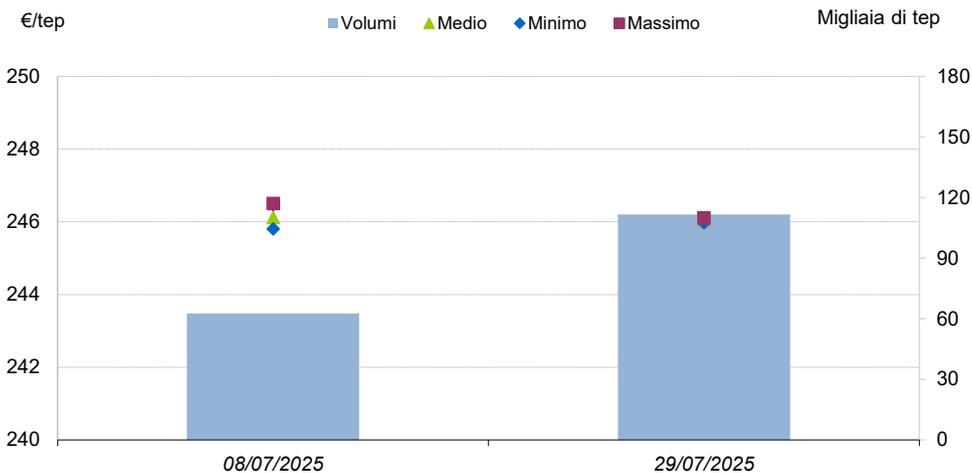


Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



GARANZIE D'ORIGINE (GO): mercato organizzato (MGO) e contrattazioni bilaterali (PBG0)

A luglio sul Mercato delle Garanzie di Origine il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2024, indipendentemente dalla tipologia, cresce rispetto al mese precedente a 0,11 €/MWh (+66%), così come le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale, a 1,57 €/MWh (+186%). Sul MGO le quotazioni le tipologie scambiate si collocano tutte a 0,10-0,11 €/MWh. Variano, invece, tra 0,29 €/MWh della tipologia Geotermoelettrico e 1,60 €/

MWh della tipologia Bio i prezzi sulla PBGO. Il prezzo medio delle Garanzie di Origine riferite al 2025 crescono a 0,84 €/MWh sul mercato (+123%) e a 2,16 €/MWh sulla piattaforma bilaterale (+139%). Su quest'ultima il prezzo raggiunge i 2,30 €/MWh per la tipologia Eolico. A luglio i volumi complessivamente negoziati sul MGO calano a 42 GWh (-65% rispetto al mese precedente), mentre risultano pari a 4,2 TWh gli scambi bilaterali (+169%).

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

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,11	+65,8%	0,03	0,15	29.538	+118,9%	3.224	+262,8%
Settore Elettrico	0,11	+139,1%	0,03	0,15	29.538	+129,0%	3.224	+447,7%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilaterali	1,57	+185,8%	0,01	5,20	3.132.037	+434,4%	4.908.859	+1427,2%
Settore Elettrico	1,57	+181,2%	0,01	5,20	3.132.037	+445,6%	4.908.859	+1434,0%
Settore Gas	-	-100,0%	-	-	-	-100,0%	-	-100,0%
con prezzo >0	1,57	+185,8%	0,01	5,20	3.132.037	+434,4%	4.908.859	+1427,2%

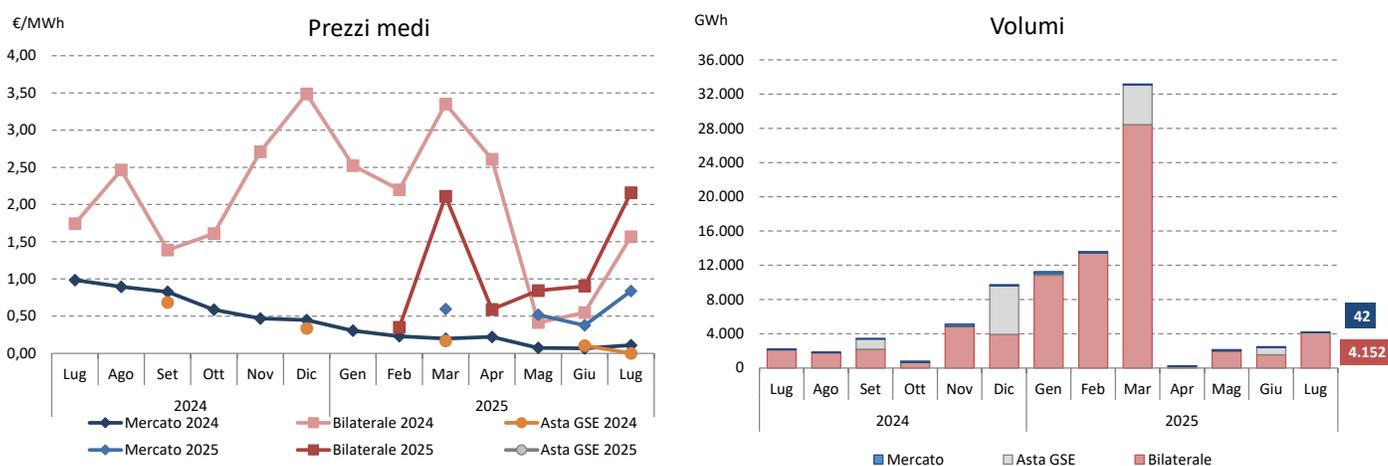
Tabella 4: GO Anno di produzione 2025, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,84	+122,6%	0,50	1,00	12.749	-88,1%	10.676	-73,6%
Settore Elettrico	0,84	+122,6%	0,50	1,00	12.749	-88,1%	10.676	-73,6%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilaterali	2,16	+139,0%	0,00	5,20	1.020.156	+6,4%	2.202.201	+154,2%
Settore Elettrico	2,16	+139,0%	0,00	5,20	1.020.156	+6,4%	2.202.201	+154,2%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
con prezzo >0	2,16	+135,6%	0,20	5,20	1.019.596	+7,9%	2.202.201	+154,2%

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 equa per ciascuna delle tipologie Idroelettrico (30,4%), Solare (28,7%) e Bio (28,8%) sul MGO, una predominanza della tipologia Idroelettrico nella

contrattazione bilaterale (57%) e della tipologia Solare nelle aste di assegnazione del GSE (52%). Con riferimento all'anno 2025, invece si rileva sul mercato la predominanza della tipologia Bio (81%) e sulla piattaforma bilaterale dell'Eolico (71%).

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

Fonte: dati GME

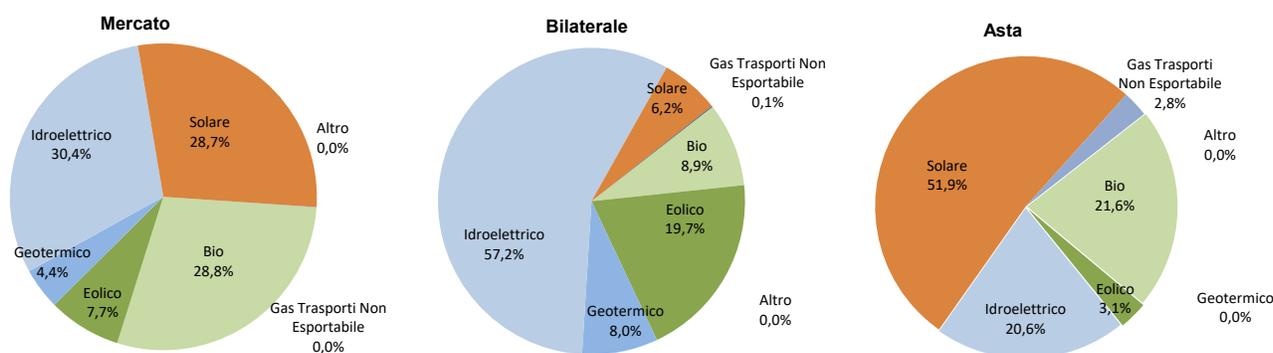


Figura 5: GO Anno di produzione 2025, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME



Novità normative di settore

a cura del GME

GAS

Comunicato del GME | “Mercato del Gas Naturale: aggiornamento del calendario di trading e della nomenclatura dei prodotti a pronti” | pubblicato in data 15 luglio 2025 | <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che a partire dal 1° ottobre 2025 entreranno in vigore le modifiche alla Disposizione Tecnica di Funzionamento (DTF) n. 07 MGAS, volte ad armonizzare il calendario di riferimento e la nomenclatura dei prodotti a pronti del Mercato del Gas Naturale (MGAS) con gli standard adottati dalle principali piattaforme europee.

Tra i principali aggiornamenti:

- adozione di un calendario di riferimento del MGAS (basato sul calendario UK), che consentirà l'armonizzazione dei prodotti a pronti anche in occasione di alcuni periodi festivi dell'anno (quali Pasqua e Natale), favorendo strategie di trading più efficaci;
- ridefinizione dei contratti weekend (WE), che potranno includere giorni festivi antecedenti e/o seguenti al sabato e alla domenica;
- modifica dei contratti giornalieri, con l'estensione della disponibilità dei prodotti giornalieri fino al primo giorno lavorativo utile successivo a lunghi periodi festivi;
- introduzione del nuovo contratto “Working Days Next Week” (WK/ DY NW), relativo ai singoli giorni lavorativi della settimana successiva, esclusi eventuali festivi, a quella in cui il contratto è negoziato.

I suddetti prodotti saranno resi disponibili anche sulla piattaforma Trayport, con una nomenclatura in linea con quella utilizzata sulle principali borse europee (es. DA, WE, WK/DY, Monday, Tuesday, ecc.).

A seguito di tali aggiornamenti verranno pertanto pubblicate:

- la nuova versione del documento contenente la metodologia di calcolo dell'indice IGI, modificata per allineare la quotazione dell'IGI alla nuova nomenclatura dei prodotti scambiati su MGAS;
- la versione aggiornata della DTF n.18 MGAS - Attività di Market Making - adeguata al fine di prevedere che l'attività di Market Making sia svolta nei giorni e nella fascia oraria in cui verrà quotato l'IGI.

Gli operatori Market Making che non intendono aderire alle modifiche apportate alla DTF 18 MGAS nonché agli allegati nella stessa contenuti, potranno esercitare il diritto di recesso secondo le modalità previste dal “contratto di adesione per lo svolgimento dell'attività di Market Making di cui all'articolo 27 della Disciplina del mercato del gas naturale”.

I documenti aggiornati sono disponibili, a fini conoscitivi, nell'ambito del comunicato in oggetto.

MERCATO ELETTRICO

Deliberazione 8 luglio 2025 315/2025/R/eel | “Verifica di conformità della proposta di modifiche al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, in materia di contratti di dispacciamento” | pubblicata in data 11 luglio 2025 | Download <https://www.arera.it>

Con la delibera in oggetto, l'ARERA ha positivamente verificato la proposta di aggiornamento dell'Allegato A.26 al Codice di Rete¹, trasmessa da Terna con comunicazione del 30 aprile 2025. Tale aggiornamento è volto ad adeguare, in particolare, i requisiti per la stipula dei contratti di dispacciamento e del contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali, che saranno applicabili a partire dall'entrata in vigore della fase di consolidamento del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), prevista al 1° febbraio 2026. A decorrere da tale data, la separazione dei ruoli fra Balance Responsible Party (di seguito: BRP) e Balancing Service Provider (di seguito: BSP) sarà prevista anche a livello contrattuale. Al riguardo, il TIDE infatti prevede:

- con riferimento alle attività dei BRP, la stipula di contratti di dispacciamento di immissione e/o prelievo;
- con riferimento alle attività dei BSP, la stipula del contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali.

Con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha altresì conferito mandato a Terna affinché la stessa - nel rispetto delle disposizioni di cui al TIDE - assicuri l'avvenuta stipula, da parte dei soggetti interessati, dei suddetti contratti prima dell'avvio della fase di consolidamento, sì da garantire la piena e distinta operatività dei BSP e dei BRP alla data del 1° febbraio 2026.

Comunicato stampa del progetto Single Day-Ahead Coupling (SDAC) | “SDAC 15-Minute MTU GoLive: Information for Joint Members' Testing Phase” | pubblicato in data 10 luglio 2025 | Download <https://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 reso noto il cronoprogramma dettagliato delle ulteriori sessioni di prove in bianco con gli operatori per l'avvio operativo dei prodotti con Market Time Unit (MTU) a 15 minuti nei mercati Day-Ahead europei - e conseguentemente sul Mercato del Giorno Prima (MGP) italiano - fissato per il giorno di trading 30 settembre p.v., con consegna 1° ottobre 2025².

Nello specifico le suddette attività di testing, effettuate in coordinamento da tutti i NEMOs e i TSOs comunitari, si svolgeranno nei giorni dal 8 al 11 settembre p.v. e consentiranno agli operatori di testare i propri sistemi interni di trading in vista del previsto go-live.

Al riguardo il comunicato segnala che le attività di testing sono volte a supportare la rigorosa preparazione tecnica finalizzata alla massima tutela delle condizioni di mercato. Si invitano pertanto gli operatori a partecipare ai test per familiarizzare ulteriormente con gli scenari di simulazione e garantire la “full preparedness” in vista dell’avvio operativo dei prodotti a 15 minuti sul MGP.

Deliberazione 29 luglio 2025 364/2025/R/eel | “Verifica di conformità delle proposte di modifica al Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete funzionali all’implementazione del TIDE e alla riconnessione alla Piattaforma PICASSO per lo scambio di energia di bilanciamento da riserve automatiche per il ripristino della frequenza (aFRR)” | pubblicata in data 31 luglio 2025 | Download <https://www.arera.it>

Con la delibera in oggetto, l’ARERA ha positivamente verificato le ulteriori proposte di modifica al Codice di Rete, trasmessa da Terna con comunicazione del 30 giugno 2025, funzionali all’avvio della fase di consolidamento del TIDE (1° febbraio 2026 – crf. news precedente) nonché alla riconnessione alla Piattaforma PICASSO per lo scambio di automatic Frequency Restoration Reserve (Piattaforma a FRR).

Con specifico riferimento alla riconnessione alla Piattaforma aFRR, l’ARERA - nel ritenere le modifiche proposte in linea con i requisiti minimi dalla stessa stabiliti ai fini della riconnessione con la precedente Deliberazione 60/2024/R/eel³ - ha altresì previsto che Terna:

- i. riprogrammi l’avvio della partecipazione alla Piattaforma PICASSO nell’ultimo trimestre del 2025, comunicando la data individuata agli operatori con apposita comunicazione e garantendo al contempo un tempestivo coinvolgimento degli stessi per le attività tecniche di coordinamento e di prove in bianco;
- ii. assicuri il rispetto dei requisiti per l’invio di un fabbisogno

elastico alla Piattaforma, secondo quanto previsto dalla Decisione ACER n.08-2024⁴;

iii. entro la data di riconnessione alla Piattaforma, invii alla stessa una proposta funzionale ad assicurare il monitoraggio da parte dell’Autorità della partecipazione alla Piattaforma aFRR, attraverso una reportistica periodica che riporti almeno i prezzi marginali formatisi sulla Piattaforma, il loro impatto sui prezzi di sbilanciamento e gli ulteriori indicatori relativi all’utilizzo del fabbisogno elastico.

Con il medesimo provvedimento l’Autorità ha inoltre stabilito che la partecipazione da parte di Terna alla Piattaforma per lo Scambio di Energia per il Bilanciamento da Manual Frequency Restoration Reserve (c.d. Piattaforma MARI) - introdotta ai sensi del Regolamento UE n.2017/2195 (Regolamento Balancing) - avvenga in una data successiva a febbraio 2026, ossia unicamente a seguito del previsto avvio della fase di consolidamento del TIDE.

AMBIENTALI

Deliberazione 1° luglio 2025 303/2025/R/efr | “Determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, per l’anno d’obbligo 2024” | pubblicata in data 2 luglio 2025 | Download <https://www.arera.it>

Con la deliberazione 303/2025/R/efr, l’ARERA ha determinato i valori, per l’anno d’obbligo 2024, del contributo tariffario unitario di cui all’articolo 4, comma 4.1, dell’Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/EFr (i.e. Regole per la determinazione del contributo tariffario) e del c.d. “corrispettivo addizionale unitario” di cui al comma 2 del medesimo articolo, ai fini della relativa erogazione, in esito alle verifiche del GSE in merito al raggiungimento degli obiettivi annuali da parte di ciascun “soggetto obbligato”⁵.

In particolare, ai sensi del provvedimento in oggetto, per l’anno d’obbligo 2024:

- il contributo tariffario unitario $C_{UNITARIO}$ TEE(2024) è pari a 247,35 €/TEE;
- il corrispettivo addizionale unitario $C_{ADDITIONALE UNITARIO}$ (2024) non trova applicazione.

¹ Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004;

² Cfr. Comunicato MCSC del 14 maggio u.s.: [market-coupling-steering-committee-aligns-on-revised-go-live-date-for-15-min-mtu-in-sdac.pdf](https://www.arera.it/it/mercato/mercato-coupling-steering-committee-aligns-on-revised-go-live-date-for-15-min-mtu-in-sdac.pdf);

³ Cfr. Newsletter GME n.180 aprile 2024;

⁴ Decisione dell’Agenzia Europea per la Cooperazione dei Regolatori Energetici (ACER) 08-2024 del 9 luglio 2024;

⁵ Per “soggetti obbligati” si intendono i distributori di energia elettrica e gas naturale di cui all’articolo 3, comma 3.1, lettere a) e b), del Decreto Ministeriale 11 gennaio 2017 e ss.mm.ii.

Gli appuntamenti

18-20 agosto

International Conference on Smart Energy Grid Engineering

Evento online e in presenza

Oshawa, Canada

Organizzato da Ontario Tech University, Oshawa, Canada

<http://www.ieee-sege.com/>

22-24 agosto

International Conference on Power, Control and Electrical Engineering

Evento online e in presenza

Nanning, Cina

Organizzato da PCEE

<http://www.pcee.net/>

23-25 agosto

International Conference on Clean and Green Energy Engineering

Evento online e in presenza

Zagreb, Croazia

Organizzato da CGEE

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

25-29 agosto

International Conference on Energy, Sustainability and Climate Crisis

Evento online e in presenza

Rodi, Grecia

Organizzato da ESCC

<http://escs.uth.gr/>

26-28 agosto

International Conference on Environmental Systems Research

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da ICESR

<https://www.icesr.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/program/>

9-15 settembre

Environmental Resilience, Livability, and Public Health Conference

Evento online e in presenza

Dubai, Emirati Arabi Uniti

Organizzato da IEREK

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

10-11 settembre

International Conference on Sustainable Development

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da European Center of Sustainable Development

<https://ecsdev.org/>

12-13 settembre

Congresso Nazionale SIO

Parma, Italia

Organizzato da Associazione SIO

<https://www.sio-online.it/>

17 settembre

Restoration economy: le imprese protagoniste della riqualificazione dei territori

Roma, Italia

Organizzato da Nature Positive Network

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

17-18 settembre

Festival della mobilità sostenibile e delle città intelligenti

Roma, Italia

Organizzato da ECO

<https://ecofest.net/>

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 settembre

CISO Panel Milano 2025

Milano, Italia
Organizzato da The Innovation Group
<https://www.theinnovationgroup.it/>

18-20 settembre

International Symposium on Intelligent Technology for Power and Energy Systems

Evento online e in presenza
Amsterdam, Paesi Bassi
Organizzato da ITPES
<http://itpes.org>

18-20 settembre

World Conference on Sustainability, Energy and Environment

Evento online e in presenza
Praga, Repubblica Ceca
Organizzato da WCSEE
<https://www.wseeconf.org/>

18-21 settembre

Milano Green Week

Milano, Italia
Organizzato da Comune di Milano
<https://www.milanogreenweek.eu/>

19 settembre

City Flows 2025

Perugia, Italia
Organizzato da Unipolis
<https://www.eventbrite.it/>

22 settembre

Workshop on Energy Neutral and Sustainable IoT Devices and Infrastructure

Lovanio, Belgio
Organizzato da SNS
<https://superiot.eu/>

22-26 settembre

EU PVSEC

Bilbao, Spagna
Organizzato da Solar Power Europe
<https://www.solarpowereurope.org/>

23 settembre

Zero Carbon Policy Agenda

Milano, Italia
Organizzato da Energy & Strategy
<https://www.energystrategy.it/>

25-27 settembre

HeySun 2025

Misterbianco, Italia
Organizzato da SiciliaFiera
<https://www.heyson.it/>

26-28 settembre

International Conference on Environment and Sustainable Development

Evento online e in presenza
Londra, Regno Unito
Organizzato da ESD
<https://www.esdconf.org/>

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/>

1-5 ottobre

Milano digital week

Milano, Italia
Organizzato da The Innovation Group
<https://www.milanodigitalweek.com/>

2 ottobre

Energia e cambiamento climatico: sfide e strategie per la mitigazione

Milano, Italia
Organizzato da Istituto lombardo Accademia di scienze e lettere
<https://istitutolombardo.it/>

2 ottobre

Politiche e sviluppi del solare in Piemonte

Torino, Italia
Organizzato da Kyoto Club
<https://www.kyotoclub.org/>

- 2 ottobre
La giusta transizione verde del sistema economico
 Bologna, Italia
 Organizzato da Kyoto Club
<https://www.kyotoclub.org/>
- 2-5 ottobre
Pianeta terra Festival
 Lucca, Italia
 Organizzato da Editori Laterza
<https://www.pianetaterrafestival.it/>
- 6-10 ottobre
International Conference on Energy and Climate Change
 Evento online e in presenza
 Atene, Grecia
 Organizzato da Energy Policy and Development Centre
<https://promitheasconference.wordpress.com>
- 7-9 ottobre
Città del futuro 2030-2050
 Roma, Italia
 Organizzato da ANCE
<https://ance.it/>
- 7-9 ottobre
Accadueo
 Bologna, Italia
 Bolognafiere
<https://www.accadueo.com/>
- 8-9 ottobre
Solar&Storage 2025
 Verona, Italia
 Organizzato da Terrapinn
<https://www.terrapinn.com/>
- 8-9 ottobre
Fiera Traffic 2025 – The Urban Technology Show
 Bologna, Italia
 Organizzato da TRAFFIC
<https://traffic.show/>
- 8-9 ottobre
mCTER Expo: efficienza energetica e energie rinnovabili
 Verona, Italia
 Organizzato da Veronafiere
<https://www.mcter.com/>
- 8-9 ottobre
Fiera Idrogeno
 Verona, Italia
 Organizzato da Veronafiere
<https://www.fieraidrogeno.com/>
- 13-17 ottobre
Sardinia 2025
 Cagliari, Italia
 Organizzato da Euowaste
<https://www.sardiniasymposium.it/>
- 14 ottobre
Servizi energetici: modelli, contratti, misura e verifica delle prestazioni
 Bologna, Italia
 Organizzato da Fire
<https://fire-italia.org/>
- 14-17 ottobre
Digital Innovation Forum
 Como, Italia
 Organizzato da Fondazione Innovazione Digitale ETS
<https://askanews.it/>
- 16 ottobre
Il ruolo di cattura e sequestro della anidride carbonica sulla via della neutralità climatica
 Milano, Italia
 Organizzato da Istituto lombardo, accademia di scienze e lettere
<https://istitutolombardo.it/>
- 16-18 ottobre
European Conference on Electrical Engineering
 Evento online e in presenza
 Venezia, Italia
 Organizzato da Università di Bologna
<https://www.ecee.org/>
- 17-19 ottobre
International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies
 Evento online e in presenza
 Chengdu, Cina
 Organizzato da ICSGCE
<http://www.icsgce.org>
- 20-21 ottobre
EMC - East Mediterranean Energy Conference & Exhibition
 Limassol, Cipro
 Organizzato da IES Group
<https://emc-cyprus.com/>
- 21-22 ottobre
Annual Energy and Utilities Cyber Security Forum
 Evento online e in presenza
 Amsterdam, Paesi Bassi
 Organizzato da Leadvent Group
<https://www.leadventgrp.com/>

21-22 ottobre

AgriVoltaics Industry Forum Europe

Milano, Italia

Organizzato da Solar Power Europe

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

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/>

29-30 ottobre

Aquawatt

Piacenza, Italia

Organizzato da Aquawatt

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

4-7 novembre

ECOMONDO – The Green Technology Expo

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

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

12-14 novembre

Assemblea ANCI

Bologna, Italia

Organizzato da ANCI

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

18 novembre

Conferenza Energmanagement

Milano, Italia

Organizzato da FIRE

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

25-26 novembre

Integrating PV technologies in the built environment and landscape

Firenze, Italia

Organizzato da Seamless-PV

<https://www.ipv-conference.com/>

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

COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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