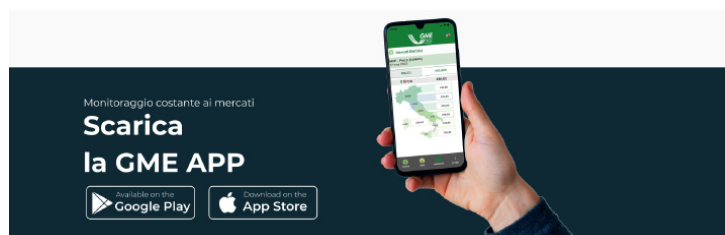


APPROFONDIMENTO
IMPATTO DELLA CRISI DI HORMUZ SULL'APPROVVIGIONAMENTO DI GAS IN UE E IN ITALIA
Agata Gugliotta e Gian Paolo Repetto – RIE srl

A fine febbraio 2026, dopo un altro inverno prevalentemente mite, i prezzi spot europei del gas naturale sembravano volersi assestare intorno ai 30-32 €/MWh, mentre i futures indicavano per il successivo semestre invernale, e soprattutto a partire dal 2027, un trend di calo ben sotto la soglia dei 30 €/MWh. Anche se le riserve in stoccaggio risultavano inferiori alla media degli ultimi tre anni, l'Europa contava sul progressivo aumento della disponibilità globale di GNL che avrebbe dovuto manifestarsi soprattutto dalla seconda metà nell'anno e poi più intensamente negli anni successivi, grazie alla progressiva entrata in esercizio di nuovi impianti di liquefazione, soprattutto negli Stati Uniti e in Qatar. In sostanza, il mercato attendeva

una situazione di graduale riequilibrio - se non di oversupply nel medio termine - dopo lo shock provocato dall'invasione russa dell'Ucraina. Tutto ciò è stato disatteso a partire dal 28 febbraio, a seguito degli eventi bellici che hanno condotto alla chiusura dello Stretto di Hormuz. L'articolo analizza gli impatti di questi accadimenti sull'approvvigionamento di gas in Europa e in Italia nel corso del secondo trimestre dell'anno, in termini di volumi e prezzi, nonché sul riempimento degli stoccaggi in vista della prossima stagione invernale, processo che si è fatto decisamente più complesso, rallentato anche dalle alte temperature delle ultime settimane che hanno aumentato i consumi di gas nella produzione termoelettrica.

continua a pag. 25


IN QUESTO NUMERO
REPORT/ GIUGNO 2026

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

APPROFONDIMENTO

*Impatto della crisi di Hormuz
 sull'approvvigionamento di gas in UE
 e in Italia*
*Agata Gugliotta e Gian Paolo Repetto
 – RIE srl*

NOVITA' NORMATIVE

Pagina 31

APPUNTAMENTI

Pagina 34

A cura del GME

■ Sul MGP il Pun Index GME sale a 132,50 €/MWh (+13,15 €/MWh), in concomitanza di acquisti in aumento (25,6 TWh, +15,1%, con la liquidità del mercato all'85,0%) e di una lieve crescita dei prezzi del gas. In ripresa il saldo con l'estero, mentre rimangono

fondamentalmente invariate le vendite rinnovabili. I volumi negoziati sul MI salgono a 3,5 TWh, di cui 1,3 TWh su XBID. Si rilevano sul MTE registrazioni OTC a fini di clearing per 13,2 GWh. Crescono a 16,8 TWh le transazioni registrate sulla PCE.

PUN INDEX GME

Il Pun Index GME sale a 132,50 €/MWh (+13,15 €/MWh su maggio), dinamica in linea con quanto osservato anche sulle altre principali borse elettriche europee (66/110 €/MWh, +4/+14 €/MWh). La crescita del Pun Index si registra in corrispondenza di un significativo aumento degli acquisti e di una lieve crescita dei principali riferimenti di prezzo del gas (IGI: 47,16 €/MWh, +0,27 €/MWh). Risultano in ripresa

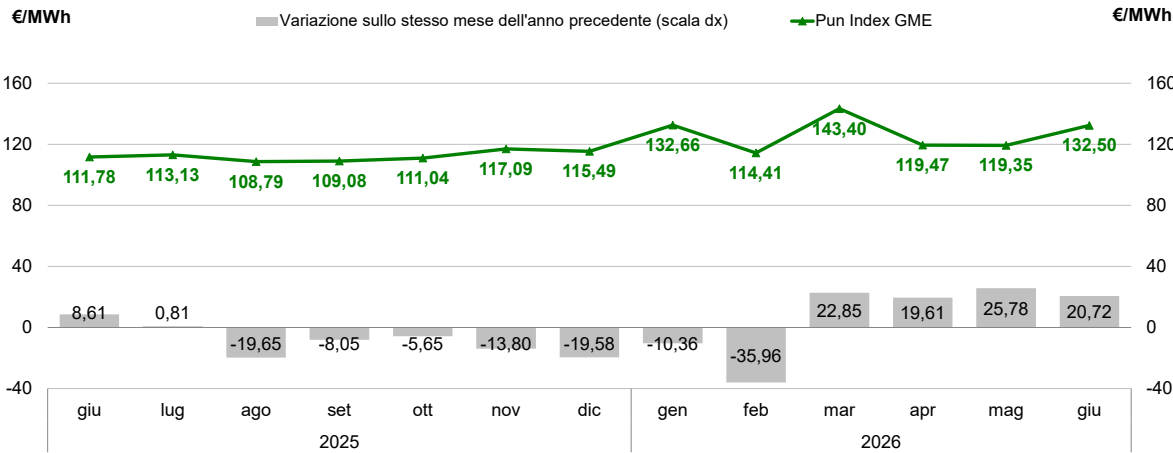
le importazioni nette, mentre i volumi FER rimangono sostanzialmente stabili sui livelli del mese precedente. Il rapporto picco/baseload si mantiene stabilmente sotto l'unità per il terzo mese consecutivo, pari a 0,98. In ultimo, si osservano minimi al quarto d'ora del Pun Index GME fino a 0 €/MWh nelle giornate del 7, 14 e 21 giugno (Grafico 1 e Tabella 1).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi Fonte: GME

	Prezzo medio				Volumi				Liquidità	
	2026	2025	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2026	2025
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	GWh	Var.	GWh	Var.		
Baseload	132,50	111,78	+20,72	+18,5%	21.783	+6,4%	25.621	+4,0%	85,0%	83,1%
Picco	130,34	116,04	+14,29	+12,3%	9.019	-63,3%	10.411	-64,2%	86,6%	84,4%
Fuori picco	133,67	109,65	+24,02	+21,9%	12.764	-30,7%	15.210	-32,2%	83,9%	82,2%
Minimo	0,00	8,53			18,2		5,8		75,8%	76,1%
Massimo	296,56	185,80			43,4		12,7		93,2%	88,4%

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

Grafico 1: MGP, Pun Index GME Fonte: GME



MERCATO ELETTRICO ITALIA

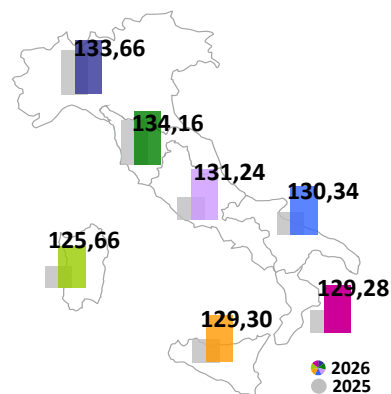
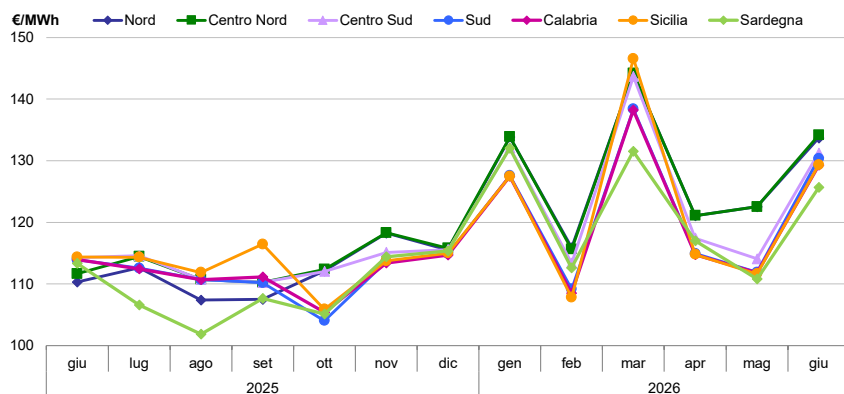
I PREZZI ZONALI

A livello zonale i prezzi medi risultano tutti in crescita, attestandosi al Nord e Centro Nord a 134 €/MWh (+11/+12 €/MWh), nel resto della penisola e in Sicilia a 129/131 €/MWh (+17/+18 €/MWh) e in Sardegna a 126 €/MWh (+15 €/MWh), anche in corrispondenza di limitazioni sui transiti

CSUD-CNOR e SARD-CSUD. Per effetto di tali andamenti il differenziale NORD-SUD si restringe a 3 €/MWh (-7 €/MWh). Infine, con riferimento ai valori estremi osservati sul mercato, si registrano al centro-settentrione massimi al quarto d'ora fino a 308 €/MWh e in tutte le zone minimi di 0 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zionali

Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

Sul lato delle vendite, le offerte semplici salgono a 28,8 TWh (+2,8% su maggio), di cui 18,1 TWh accettate, e concentrate sul prodotto a 15 minuti (il 67% del totale). Le offerte in vendita tramite blocchi salgono a 9,7 TWh (+22,1%), di cui 2,8 TWh accettati e stabilmente concentrati sul prodotto a 15 minuti (il 93% del totale). Sul lato degli

acquisti le offerte semplici crescono a 26,4 TWh (+11,4%), accettate per 25,0 TWh, e concentrate sempre sul prodotto a 15 minuti (il 96% del totale). I volumi offerti in acquisto tramite blocchi si mantengono sostanzialmente stabili sui 15 GWh, quasi tutti interamente accettati (Tabella 2, Grafico 3a e Grafico 3b).

Tabella 2: MGP, utilizzo dei prodotti

Fonte: GME

OFFERTE DI VENDITA (GWh)						
MTU	SEMPLICI			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	19.808 (+2,6%)	12.177 (+11,0%)	7.631 (-8,5%)	9.392 (+33,2%)	2.621 (+71,3%)	6.772 (+22,6%)
30 min	7 (-73,1%)	5 (+142,1%)	3 (-88,7%)	-	-	-
60 min	8.974 (+3,6%)	5.946 (+8,8%)	3.028 (-5,3%)	293 (-66,7%)	198 (-68,2%)	96 (-63,3%)
TOTALE NAZIONALE	28.790 (+2,8%)	18.128 (+10,3%)	10.662 (-7,8%)	9.686 (+22,1%)	2.818 (+31,1%)	6.867 (+18,7%)

OFFERTE DI ACQUISTO (GWh)						
MTU	SEMPLICI			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	25.443 (+11,8%)	24.151 (+12,5%)	1.292 (-0,0%)	3 (+6,3%)	3 (+17,3%)	1 (-28,6%)
30 min	-	-	-	-	-	-
60 min	924 (+2,5%)	890 (+3,3%)	34 (-14,8%)	11 (+6,0%)	11 (+7,4%)	1 (-14,3%)
TOTALE NAZIONALE	26.367 (+11,4%)	25.041 (+12,1%)	1.326 (-0,5%)	15 (+6,1%)	13 (+9,2%)	1 (-21,6%)

*in tabella sono riportate le variazioni rispetto al mese precedente

Grafico 3: MGP, struttura dell'offerta

Fonte: GME

Grafico 3a: quantità vendute e rifiutate

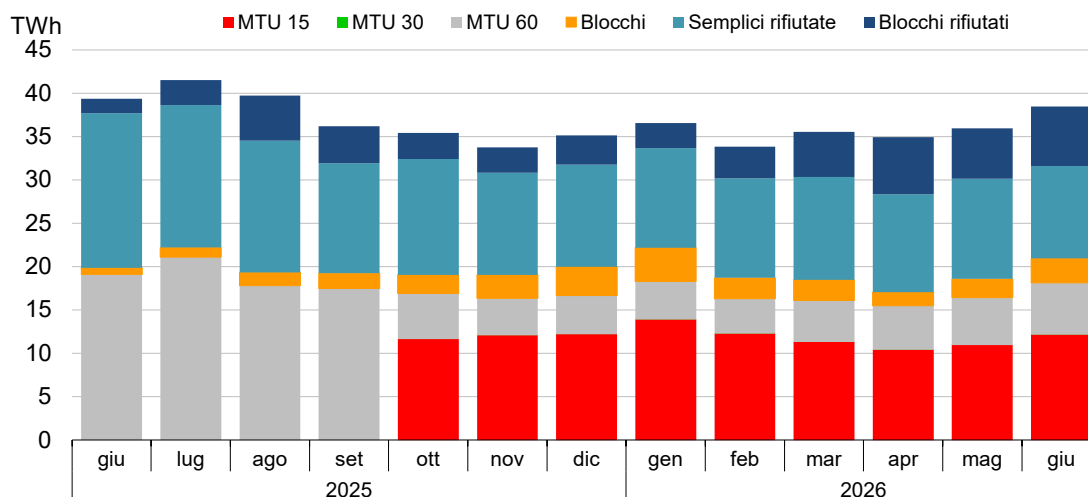
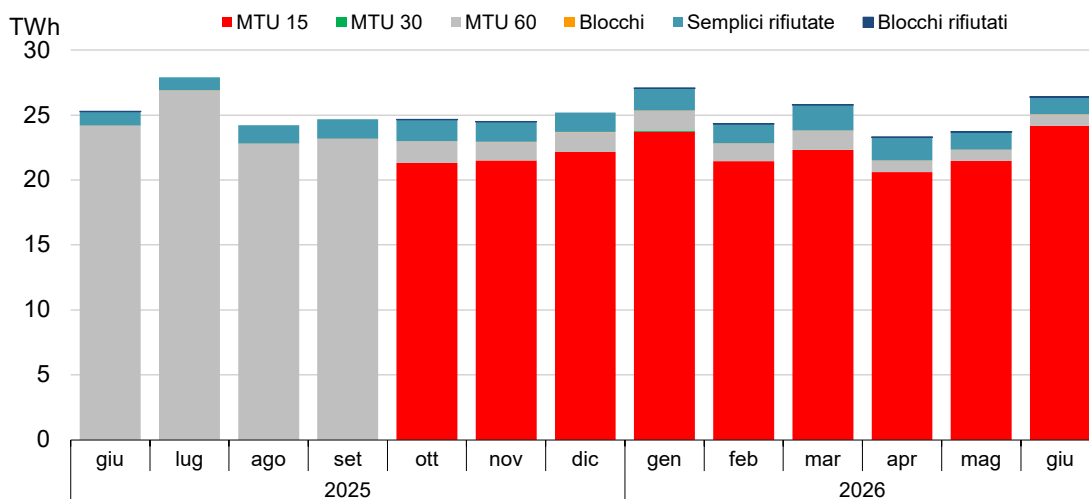


Grafico 3b: quantità acquistate e rifiutate



I VOLUMI

L'energia elettrica scambiata nel Sistema sale a 25,6 TWh (+15,1% in media al quarto d'ora su maggio). L'aumento è osservabile sia sulla componente di borsa, attestatasi a 21,8 TWh (+15,9%), sia fuori borsa, portatasi a 3,8 TWh (+10,9%), con la liquidità del mercato all'85,0% (+0,5 p.p.). Gli acquisti

nazionali crescono a 25,1 TWh (+15,8%), mentre l'export scende a circa 0,6 TWh (-9,4%). Le vendite nazionali crescono a 20,9 TWh (+16,4%), crescita osservabile in tutte le zone, con l'eccezione di Centro Nord (-8,9%) e Sicilia (-1,9%). Sale anche l'import a 4,7 TWh (+9,6%) (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 4).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	21.783	+6,4%	85,0%
Operatori	13.977	+10,5%	54,6%
GSE	3.141	-0,1%	12,3%
Zone estere	4.665	-0,1%	18,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	3.838	-8,1%	15,0%
Zone estere	9	-91,1%	0,0%
Zone nazionali	3.828	-6,0%	14,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	25.621	+4,0%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.573	-10,1%	
OFFERTA TOTALE	43.194	-2,2%	

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	21.783	+6,4%	85,0%
Acquirente Unico	453	+1,7%	1,8%
Altri operatori	16.629	-0,0%	64,9%
Pompaggi	206	+53,3%	0,8%
Zone estere	566	+22,4%	2,2%
Saldo programmi PCE	3.929	+41,0%	15,3%
PCE (incluso MTE)	3.838	-8,1%	15,0%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	7.766	+11,9%	30,3%
Saldo programmi PCE	-3.929	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	25.621	+4,0%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.815	-0,9%	
DOMANDA TOTALE	27.435	+3,6%	

Grafico 4: MGP, liquidità

Fonte: GME

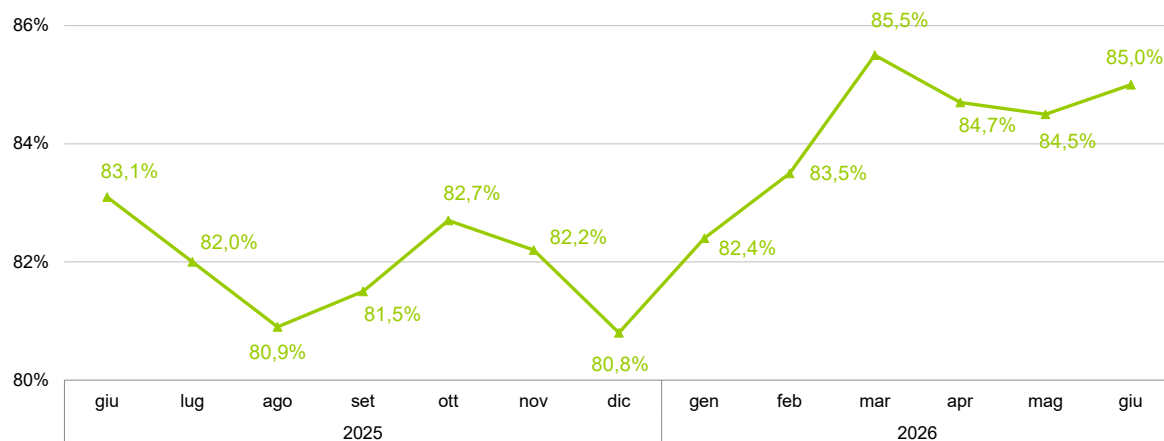


Tabella 5: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media a 15 min	Var	Totale	Media a 15 min	Var	Totale	Media a 15 min	Var
Nord	20.336	7,1	-3,8%	10.807	3,8	-0,4%	14.238	4,9	+4,1%
Centro Nord	1.483	0,5	-8,4%	1.180	0,4	-2,5%	2.157	0,7	+5,3%
Centro Sud	5.586	1,9	-13,4%	2.916	1,0	+7,6%	4.456	1,5	+2,1%
Sud	4.010	1,4	-3,6%	2.600	0,9	+13,8%	1.568	0,5	+2,8%
Calabria	2.783	1,0	+8,7%	1.243	0,4	+35,2%	468	0,2	+1,9%
Sicilia	2.822	1,0	+32,1%	1.153	0,4	+35,6%	1.406	0,5	+0,7%
Sardegna	1.456	0,5	+12,7%	1.047	0,4	+0,2%	762	0,3	+8,0%
Totale nazionale	38.476	13,4	-2,3%	20.946	7,3	+5,4%	25.054	8,7	+3,6%
Estero	4.718	1,6	-2,0%	4.675	1,6	-2,1%	566	0,2	+22,4%
Sistema Italia	43.194	15,0	-2,2%	25.621	8,9	+4,0%	25.621	8,9	+4,0%

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

LE FONTI

Nel mese di giugno, favorite anche dalla stagionale crescita della domanda, le vendite dei cicli combinati registrano un significativo aumento (+1,0 GWh medi al quarto d'ora), con la quota delle fonti termiche al 44,5% (+9,0 p.p.). Rimangono pressoché invariate, invece, le vendite di energia rinnovabile,

per effetto di dinamiche contrapposte registrate sugli impianti eolici, in diffuso calo a livello zonale e ai minimi da inizio anno, e sugli impianti idrici e solari, ai massimi, invece dal medesimo periodo. Complessivamente, i suddetti andamenti portano la quota delle FER al 53,6% (-9,1 p.p.) (Tabella 6, Grafico 5)

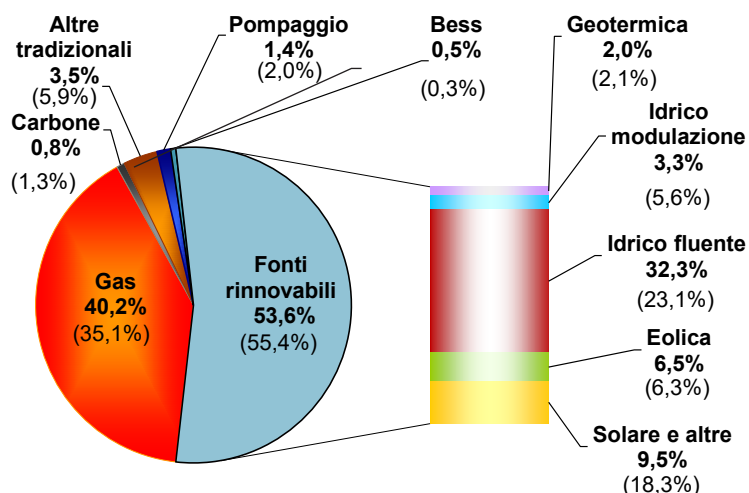
Tabella 6: MGP, vendite per fonte

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var
Fonti tradizionali	4.803	+15,0%	284	-22,5%	1.279	-1,9%	1.162	+22,6%	867	+40,1%	370	+18,4%	553	-17,9%	9.319	+10,9%
Gas	4.500	+26,3%	261	-14,4%	1.170	+2,2%	1.003	+26,1%	812	+49,2%	324	+35,4%	342	-8,2%	8.412	+20,8%
Carbone	0	-	-	-	0	-	0	-	0	-	-	-	170	-33,6%	170	-33,6%
Altre	304	-50,4%	23	-62,4%	109	-31,4%	159	+4,2%	55	-26,0%	46	-36,8%	41	-8,9%	737	-37,5%
Fonti rinnovabili	5.681	-9,1%	896	+6,2%	1.609	+17,0%	1.438	+7,5%	376	+25,0%	782	+46,4%	442	+22,5%	11.223	+2,0%
Idraulica	4.808	+10,8%	410	+160,2%	897	+93,3%	663	+64,0%	206	+94,9%	304	+119,2%	168	+106,2%	7.455	+31,0%
- Fluyente	4.207	+26,9%	396	+166,9%	855	+101,7%	647	+65,9%	205	+97,1%	304	+122,3%	158	+129,2%	6.772	+47,6%
- Modulazione	601	-41,3%	14	+53,7%	42	+4,5%	16	+11,3%	1	-49,5%	0	-100,0%	10	-22,6%	684	-38,0%
Geotermica	-	-	418	-2,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	418	-2,1%
Eolica	12	-27,3%	8	-40,4%	239	-4,3%	643	+10,0%	145	+20,6%	208	+13,8%	100	+25,5%	1.355	+8,7%
Solare e altre	860	-54,5%	60	-75,7%	474	-28,4%	132	-62,2%	25	-66,3%	270	+26,9%	174	-12,8%	1.995	-45,1%
Sistemi di accumulo	322	-23,7%	1	-1,4%	28	-11,2%	0	-	0	-	1	-67,7%	51	+407,1%	404	-13,8%
Pompaggio	272	-27,6%	0	-	19	-11,0%	0	-	0	-	0	-100,0%	1	+10312,5%	291	-27,2%
Bess e altri accumuli	50	+7,3%	1	-1,4%	10	-11,5%	0	-	0	-	1	+5596,9%	51	+402,2%	113	+64,0%
Totale	10.807	-0,4%	1.180	-2,5%	2.916	+7,6%	2.600	+13,8%	1.243	+35,2%	1.153	+35,6%	1.047	+0,2%	20.946	+5,4%

Grafico 5: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

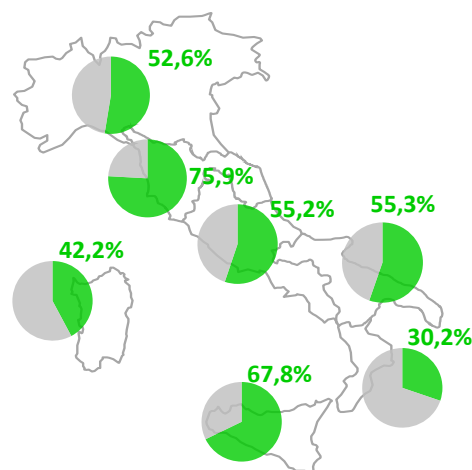
Fonte: GME



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

Grafico 6: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



LE FRONTIERE ESTERE

Le importazioni nette nel mese di giugno salgono a 4,1 TWh (+0,3 TWh su maggio), per effetto di un aumento dei flussi in entrata osservato su tutte le frontiere (con l'eccezione

di quella svizzera in calo), anche in virtù della riapertura dell'interconnessione con la Grecia dopo la prima decade del mese (Tabella 7 e Figura 1).

Tabella 7: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale GWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale GWh	Coupling GWh	Limite MW medi	Totale GWh	Coupling GWh
Italia - Francia*	2.354 (2.189)	99,1% (98,1%)	0,6% (0,3%)	0,3% (1,6%)	85,3% (81,4%)	0,1% (-)	3.500 (3.315)	2.359 (2.189)	2.351 (2.189)	1.870 (1.894)	5 (1)	5 (1)
Italia - Svizzera	1.314 (1.763)	96,4% (97,1%)	3,6% (2,9%)	- (-)	- (-)	- (-)	3.174 (2.887)	1.464 (1.825)	n/a n/a	2.796 (2.794)	150 (62)	n/a n/a
Italia - Austria*	222 (209)	80,0% (84,0%)	19,4% (12,8%)	0,6% (3,2%)	74,3% (80,6%)	17,3% (11,8%)	430 (373)	242 (222)	242 (222)	153 (145)	19 (13)	19 (13)
Italia - Slovenia*	91 (59)	66,9% (61,8%)	30,2% (35,0%)	2,9% (3,2%)	57,0% (49,6%)	20,7% (22,8%)	437 (442)	208 (184)	208 (184)	631 (626)	117 (125)	117 (125)
Italia - Montenegro	222 (57)	80,2% (44,3%)	19,4% (27,1%)	0,4% (28,6%)	3,5% (-)	- (-)	889 (357)	298 (142)	n/a n/a	1.010 (796)	76 (85)	n/a n/a
Italia - Grecia*	87 (194)	61,1% (62,6%)	10,8% (6,8%)	28,1% (30,6%)	79,5% (79,0%)	10,1% (3,9%)	244 (500)	104 (212)	104 (212)	244 (500)	16 (18)	16 (18)
Italia - Malta	-118 (-94)	- (-)	100,0% (97,5%)	- (2,5%)	- (-)	10,1% (4,0%)	225 (225)	0 (-)	n/a n/a	225 (225)	118 (94)	n/a n/a
TOTALE**	4.173 (4.377)							4.675 (4.775)	2.905 (2.808)		501 (398)	158 (157)

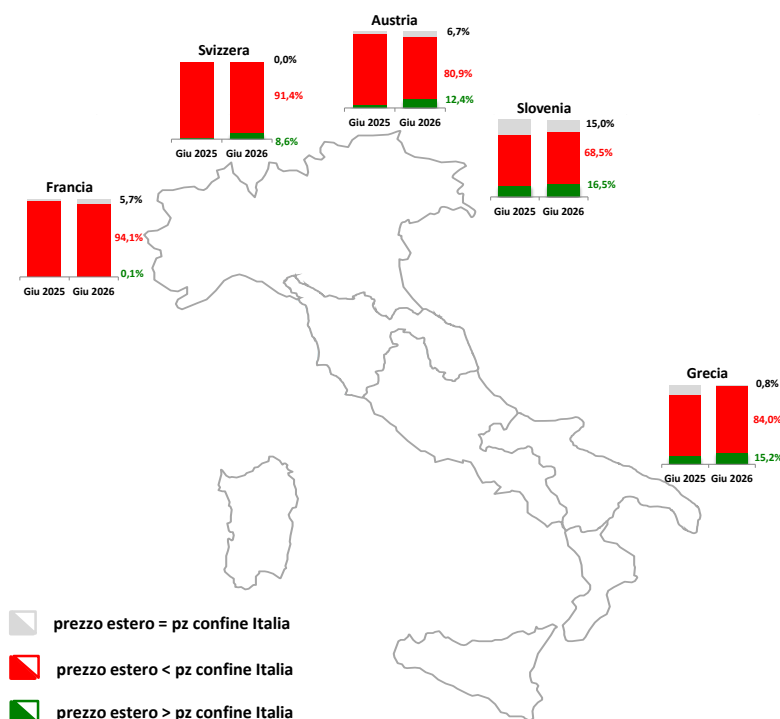
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

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

** al netto dei volumi scambiati con la Corsica

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

Fonte: GME, LSEG Data & Analytics



MERCATO ELETTRICO ITALIA

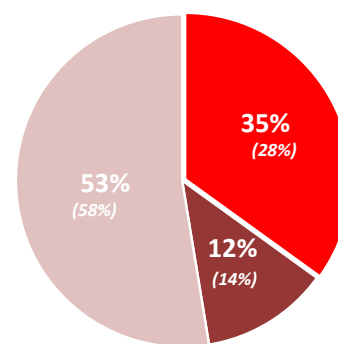
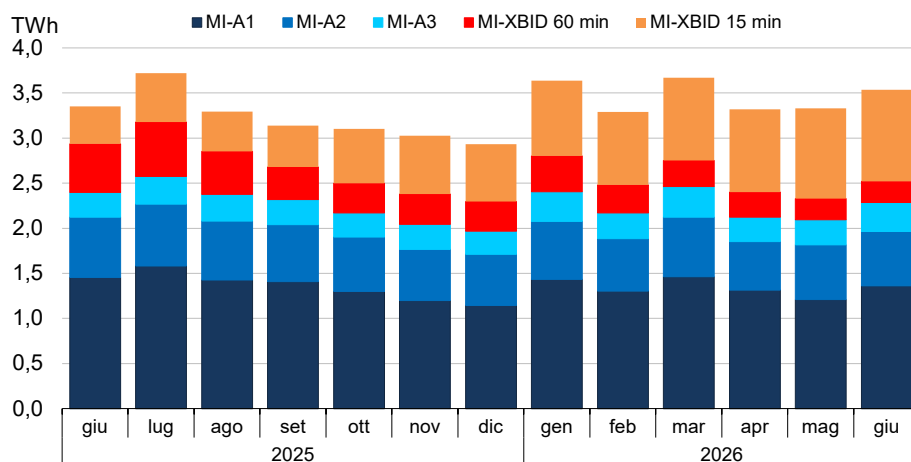
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Sul MI i volumi salgono a 3,5 TWh (+0,2 TWh), per effetto principalmente di un aumento sul MI-A1 (1,4 TWh, +0,1 TWh), mentre si mantengono pressoché invariati gli scambi sugli altri comparti. Su XBID i volumi si attestano a 1,3 TWh, con 2,6 milioni di abbinamenti e la liquidità concentrata sul prodotto a 15 minuti per oltre l'80%. Gli scambi sono sempre concentrati nelle fasi 2 e 3 (circa il 90%), con la quota tra zone nazionali diverse e con l'estero sostanzialmente stabili al 53% e al 35% e la quota di scambi

all'interno della stessa zona nazionale in lieve calo al 12% (-1 p.p.). I prezzi medi risultano tutti in crescita, attestandosi sui mercati in asta a 132/133 €/MWh (+14/+20 €/MWh) e su XBID a 135/137 €/MWh (+13 €/MWh), con quotazioni sostanzialmente allineate rispetto ai corrispondenti valori del MGP sui mercati in asta e superiori su XBID (Grafico 7, Grafico 8, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10). Infine, sul prodotto a 15 minuti di XBID si registrano minimi al quarto d'ora fino a -4.965 €/MWh nella zona Sud.

Grafico 7: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



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

Tra parentesi i valori 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	
	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %
Nord	583	-24,1%	251	-22,2%	129	4,3%	964	-20,7%	66	-57,0%	305	165,9%	1.335	-10,3%
Centro Nord	119	43,6%	41	-14,3%	24	58,4%	185	26,1%	24	-64,0%	94	102,7%	303	16,0%
Centro Sud	141	-34,7%	76	-17,1%	36	-3,4%	253	-26,6%	13	-67,9%	90	106,3%	356	-17,4%
Sud	199	17,1%	86	-1,3%	38	-21,9%	322	5,7%	19	-62,1%	100	149,7%	442	11,2%
Calabria	38	42,2%	21	47,1%	9	32,3%	67	42,3%	2	-62,6%	15	174,5%	84	45,5%
Sicilia	97	55,0%	35	23,6%	27	94,5%	160	51,7%	5	-53,9%	55	404,4%	219	73,1%
Sardegna	70	31,7%	36	22,6%	13	-13,3%	119	22,0%	3	-47,6%	37	229,3%	159	38,0%
Estero	113	51,7%	60	26,6%	42	167,7%	215	56,4%	105	-48,1%	318	147,3%	638	34,9%
Totale	1.360	-6,4%	605	-9,4%	318	15,2%	2.284	-4,8%	237	-55,7%	1.013	152,8%	3.535	5,5%

Tabella 9: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA								NEGOZIAZIONE CONTINUA				Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID 60 min		XBID 15 min		Totale	
	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %
Nord	701	-10,2%	255	-21,1%	116	21,4%	1.073	-10,6%	79	-55,2%	301	122,7%	1.453	-4,2%
Centro Nord	44	-23,0%	32	3,6%	13	25,2%	88	-9,8%	18	-69,7%	84	133,2%	190	-2,5%
Centro Sud	148	-27,3%	91	-4,6%	33	-10,4%	271	-19,0%	16	-68,5%	106	96,7%	393	-10,8%
Sud	212	-3,4%	80	-21,6%	31	-23,2%	323	-10,8%	22	-71,1%	103	121,8%	448	-8,0%
Calabria	36	-35,4%	21	-22,3%	10	-18,7%	67	-29,6%	2	-68,3%	17	224,6%	86	-20,3%
Sicilia	96	68,0%	40	80,1%	23	49,4%	159	67,9%	6	-55,8%	61	366,8%	227	85,1%
Sardegna	65	45,9%	33	30,1%	11	-9,0%	109	32,9%	2	-76,3%	36	155,5%	146	40,3%
Estero	57	64,8%	54	25,7%	82	51,6%	193	46,6%	92	-35,8%	306	214,3%	591	57,4%
Totale	1.360	-6,4%	605	-9,4%	318	15,2%	2.284	-4,8%	237	-55,7%	1.013	152,8%	3.535	5,5%

Grafico 8: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

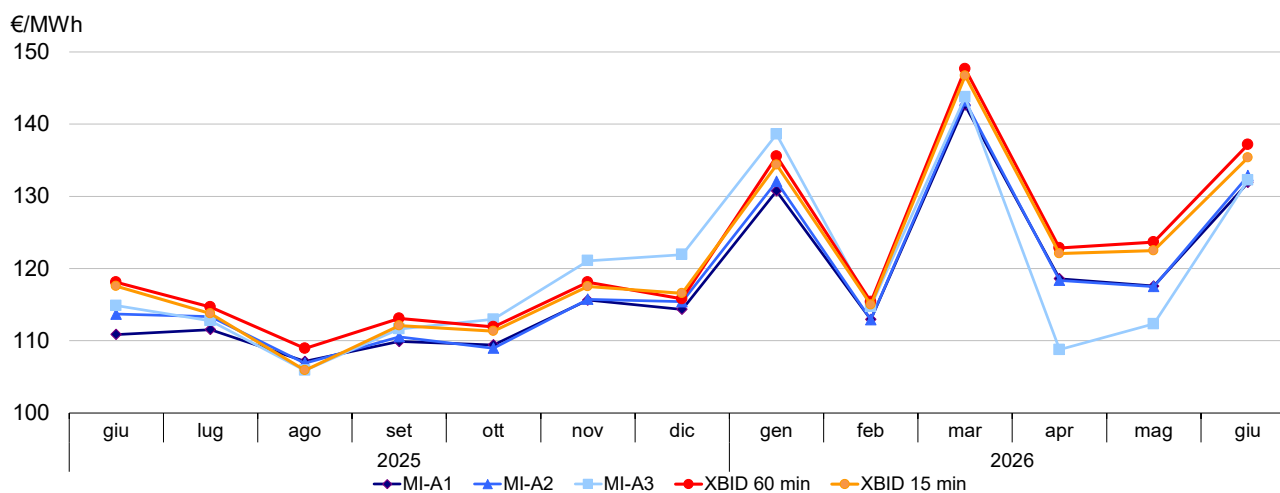


Tabella 10: MI, prezzi zonali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero									
			ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA			
			MI-A1		MI-A2		MI-A3		XBID 60 min		XBID 15 min	
	MGP (1-24 h)	MGP (13-24 h)	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	133,66	135,49	133,30	22,0%	134,87	19,7%	134,79	19,7%	136,60	17,5%	136,27	18,3%
			(-0,3%)		(+0,9%)		(-0,5%)		(+2,2%)		(+2,0%)	
Centro Nord	134,16	136,03	134,11	20,7%	135,72	19,4%	135,77	17,5%	138,07	15,8%	137,65	16,8%
			(-0,0%)		(+1,2%)		(-0,2%)		(+2,9%)		(+2,6%)	
Centro Sud	131,24	132,25	131,50	15,7%	133,58	15,8%	132,79	13,0%	136,43	14,1%	135,19	13,1%
			(+0,2%)		(+1,8%)		(+0,4%)		(+4,0%)		(+3,0%)	
Sud	130,34	130,95	130,03	16,0%	132,01	14,9%	131,18	11,9%	134,97	13,4%	134,06	13,1%
			(-0,2%)		(+1,3%)		(+0,2%)		(+3,5%)		(+2,9%)	
Calabria	129,28	128,99	128,91	13,9%	130,54	13,5%	129,03	9,7%	131,70	12,7%	132,96	10,7%
			(-0,3%)		(+1,0%)		(+0,0%)		(+1,9%)		(+2,8%)	
Sicilia	129,30	129,02	128,92	14,0%	130,54	12,5%	129,03	8,3%	131,40	10,5%	132,52	12,3%
			(-0,3%)		(+1,0%)		(+0,0%)		(+1,6%)		(+2,5%)	
Sardegna	125,66	124,51	126,36	11,8%	128,68	12,1%	125,95	8,8%	139,35	18,2%	131,34	11,2%
			(+0,6%)		(+2,4%)		(+1,2%)		(+10,9%)		(+4,5%)	

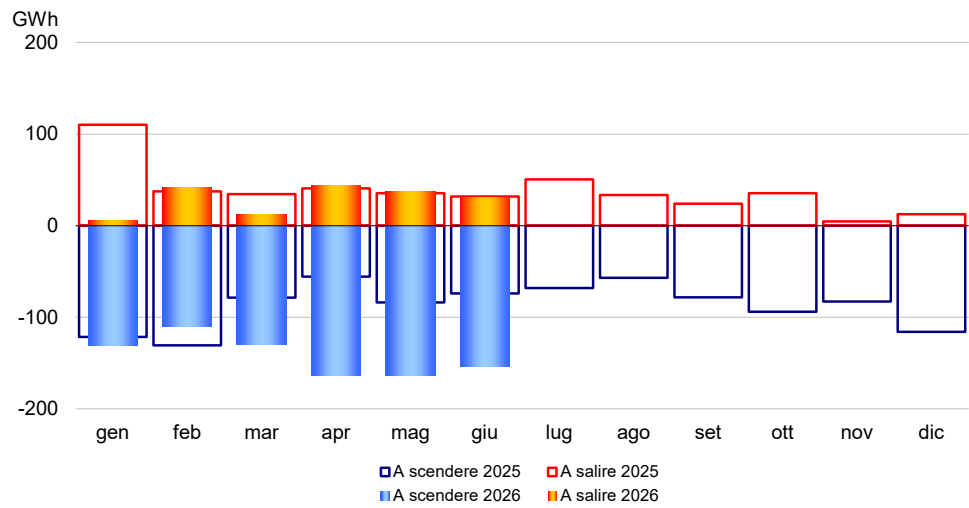
NOTE: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore). Si fornisce il dato MGP (13-24 h) per confronto con MI-A3.

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

Le vendite del TSO sul mercato a scendere risultano pari a 154 GWh, mentre i suoi acquisti sul mercato a salire si attestano a 30 GWh (Grafico 9).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

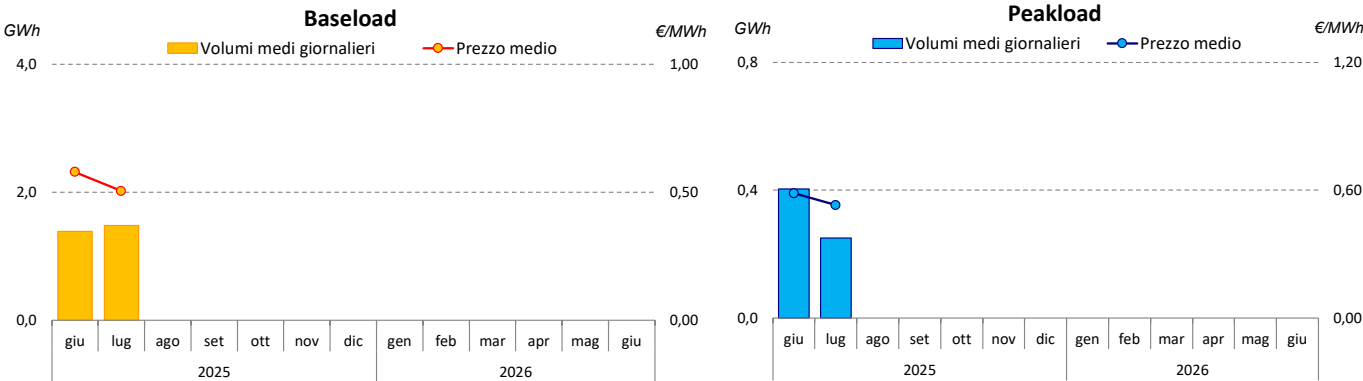
Non si registrano scambi sul MPEG nel mese di maggio (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	GWh	GWh/g
Baseload	-	0/30	-	-	-	-	-
	(19)	15/30	(0,58)	(0,50)	(0,70)	(20,9)	(1,4)
Peakload	-	0/22	-	-	-	(-)	(-)
	(11)	11/21	(0,59)	(0,50)	(0,70)	(4,4)	(0,4)
Totale	-					-	
	(30)					(25)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul MTE si rilevano 3 transazioni OTC registrate a fini di clearing per 13,2 GWh, relative ai prodotti baseload III Trimestre 2026 (4,4 GWh) e Anno 2027 (8,8 GWh). Il prodotto riferito al mese di luglio 2026 chiude il periodo di contrattazione con una posizione aperta sul baseload di 30,5

GWh. In conseguenza delle suddette dinamiche, la posizione aperta complessiva cala a 185,6 GWh (-17,3 GWh). Calano i prezzi di controllo sui prodotti Agosto 2026 e III Trimestre 2026 (-13%/-4%), mentre si mantengono stabili sui rimanenti (Tabella 11 e Grafico 10).

Tabella 11: MTE, prodotti negoziabili a giugno

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione		MW	MW	MW mese in corso	MW mese precedente	MW	GWh
Luglio 2026	136,20	+0,0%	-	-	-	-	-	41	31
Agosto 2026	132,13	-11,5%	-	-	-	-	-	41	31
Settembre 2026	138,15	+0,0%	-	-	-	-	-	41	30
Ottobre 2026	130,78	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2026	135,46	-4,1%	-	-	2	2	-	41	91
IV Trimestre 2026	135,10	+0,0%	-	-	-	-	1	37	82
I Trimestre 2027	124,00	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2027	93,43	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2027	102,88	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2027	111,01	+0,0%	-	-	1	1	1	5	44
Totale			-	-	3	3	2		186

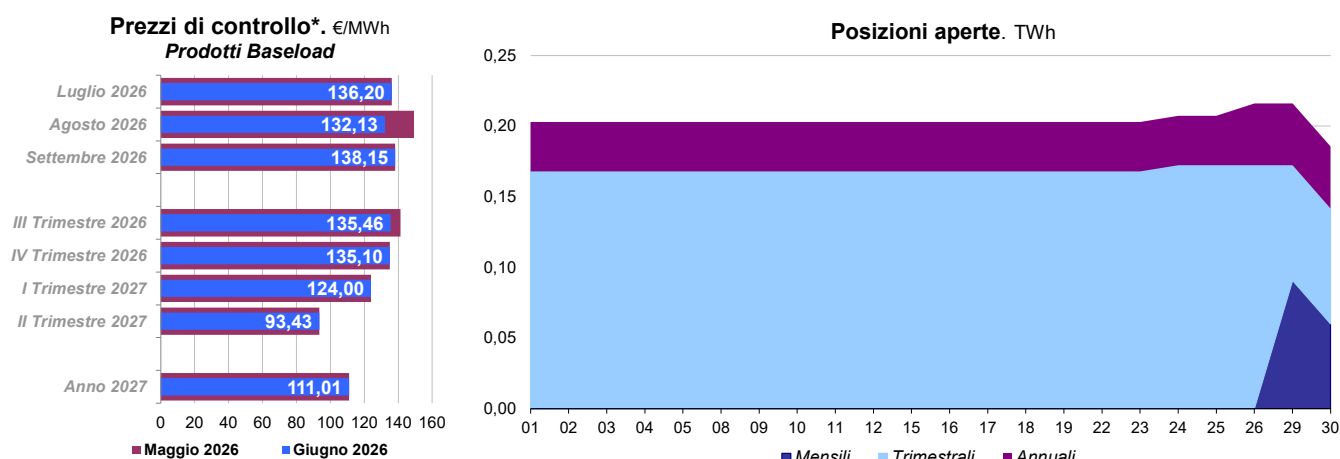
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione		MW	MW	MW mese in corso	MW mese precedente	MW	GWh
Luglio 2026	133,95	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2026	127,36	-12,5%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2026	136,02	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Ottobre 2026	129,54	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2026	132,54	-4,2%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2026	144,62	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2027	130,26	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2027	93,41	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2027	113,56	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2027	115,94	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-

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

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

Grafico 10: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla PCE salgono a 16,8 TWh (+7,6% su maggio in media al quarto d'ora), così come la posizione netta, attestatasi a 10,6 TWh (+6,5%), con il Turnover a 1,59. I programmi

registrati nei conti in immissione si attestano a 3,8 TWh, mentre in prelievo a 7,8 TWh. I relativi sbilanciamenti a programma risultano pari a 6,7 TWh e a 2,8 TWh (Tabella 12, Grafico 11).

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

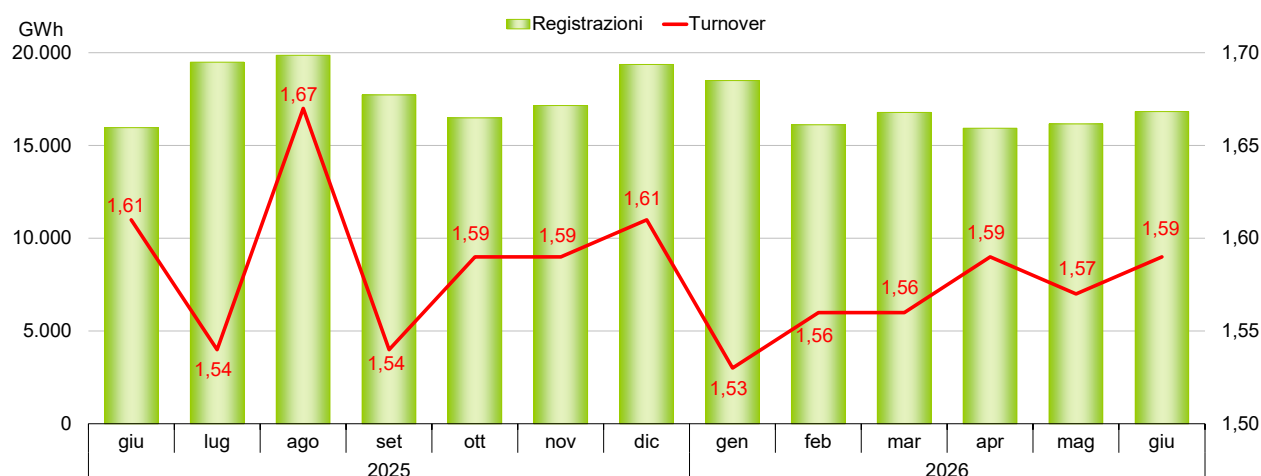
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI			
	GWh	Variazione	Struttura		Immissione GWh Variazione	Prelievo GWh Variazione	
Baseload	2.042	- 12,9%	12,1%	Richiesti	4.788 +4,8%	7.767 +11,5%	
Off Peak	0	-	0,0%	Rifiutati	950 +143,1%	1 +2392,7%	
Peak	7	- 23,1%	0,0%	Registrati	3.838 -8,1%	7.766 +11,5%	
Week-end	-	-	-				
Totale Standard	2.049	- 13,0%	12,2%	Sbilanciamenti a programma	6.740 +17,9%	2.811 -4,1%	
Totale Non standard	14.755	+8,8%	87,6%	Saldo programmi	- -	3.929 +41,0%	
PCE bilaterali	16.804	+5,6%	99,8%				
MTE	30	+121,1%	0,2%				
MPEG	-	- 100,0%	-				
TOTALE PCE	16.834	+5,5%	100,0%				
POSIZIONE NETTA	10.577	+6,9%					

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

Grafico 11: PCE, contratti registrati e Turnover

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A giugno nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 14,8 TWh, rappresentando una quota sul totale consumato nel sistema pari al 38%. Gli scambi risultano concentrati sull'orizzonte day-ahead, in particolare nel mercato a

negoziato continuo (10,2 TWh). Con riferimento ai prezzi, a giugno l'IG Index (IGI) si attesta a 47,16 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti del GME, comprese tutte intorno ai 47 €/MWh, e sugli altri hub europei.

IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

A giugno l'IG Index (IGI) si porta in media a 47,16 €/MWh, in lieve aumento rispetto a maggio (+0,27 €/MWh), mostrando valori più alti nella prima parte del mese e stabilmente più bassi nella seconda parte. In flessione, invece, le principali quotazioni europee, tra cui il TTF, in discesa a 44,88 €/MWh

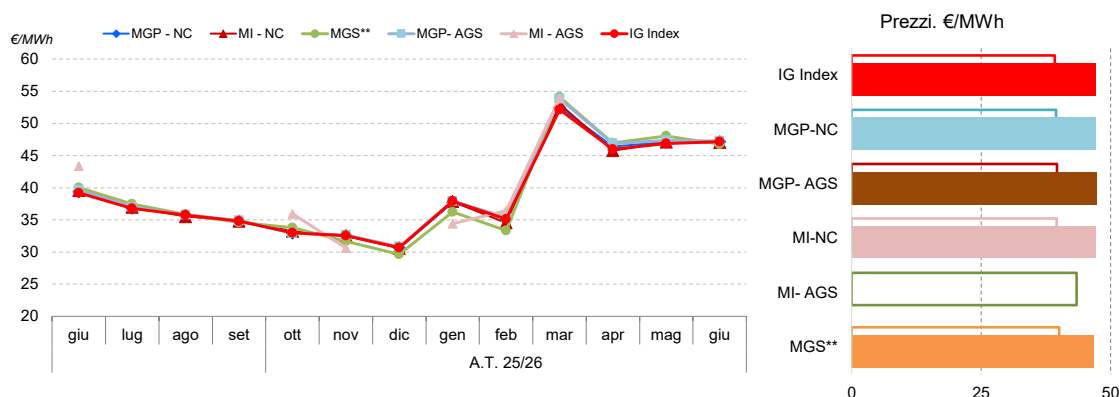
(-2,53 €/MWh), per uno spread IGI-TTF che si porta a 2,29 €/MWh. Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, lievemente variati sui mercati title e in calo su MGS rispetto al mese precedente, risultano tutti compresi intorno ai 47 €/MWh.

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

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				
	Media		Var	Min	Max
IG Index	47,16	(39,18)	+20,4%	43,44	52,39
MP-GAS					
<i>MGP</i>					
<i>Negoziazione continua</i>	47,17	(39,41)	+19,7%	42,50	53,45
<i>Comparto AGS</i>	47,29	(39,64)	+19,3%	43,76	52,00
<i>MI</i>					
<i>Negoziazione continua</i>	47,05	(39,57)	+18,9%	40,10	52,90
<i>Comparto AGS</i>	-	(43,38)	-100,0%	-	-
<i>MGS**</i>	46,79	(40,03)	+16,9%	38,62	52,25
<i>Stogit</i>	46,79	(40,03)	+16,9%	38,62	52,25
<i>Edison</i>	-	(-)		-	-
<i>MPL</i>	-	(-)		-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

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

I VOLUMI SUI MERCATI DEL GME

Si segnala che a partire dalla data del 25 giugno 2026, con cadenza settimanale, nell'ambito della piattaforma MP-GAS, nel mercato MGS, sono state attivate le aste per la vendita del gas stoccato di ultima istanza, indette da Snam Rete Gas ai sensi dell'art. 9 del Decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21 (cd. "DL Energia"), convertito con modificazioni in Legge 10 aprile 2026, n. 49.

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) risultano pari a 14,8 TWh (erano 15,6 TWh a maggio), con una quota sul totale consumato nel sistema gas che si conferma su livelli molto alti, pari a 38% (era 42% il mese precedente). Gli scambi sull'orizzonte day-ahead si attestano a 11,8 TWh (erano 12,4 TWh a maggio), di questi 10,2 TWh (+5,9%) contrattati nel comparto a negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si porta al 69%. In calo rispetto al mese precedente, invece, i volumi scambiati nel comparto AGS,

pari a 1,6 TWh (-33%) e 11% del totale MP-GAS, relativi principalmente a movimentazioni in acquisto di Snam. Gli scambi sull'orizzonte intraday si portano a 2,7 TWh (2,9 TWh a maggio), riguardanti esclusivamente la negoziazione continua (-5,8%), il cui peso sul MP-GAS si attesta al 18%. Su tale mercato le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento risultano pari a 0,2 TWh, mentre le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB ammontano a 2,5 TWh. Nessuno scambio nel comparto AGS. Le quantità scambiate sul MGS risultano in aumento rispetto a maggio (0,4 TWh, +28%), in corrispondenza di significativi incrementi delle movimentazioni effettuate da Snam (0,2 TWh), di cui 0,15 TWh per finalità di Bilanciamento e 0,05 TWh per Altre finalità, e di incrementi delle contrattazioni tra operatori terzi (0,2 TWh). Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a giugno 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	10.202.736	(9.627.936) +6,0%
Comparto AGS	1.588.608	(1.693.128) -6,2%
<i>MI</i>		
Negoziazione continua	2.661.720	(2.724.696) -2,3%
Comparto AGS	-	(54.792) -100,0%
<i>MGS**</i>		
Stogit	355.906	(306.137) +16,3%
Edison	-	(-) -
MPL	-	(-) -

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

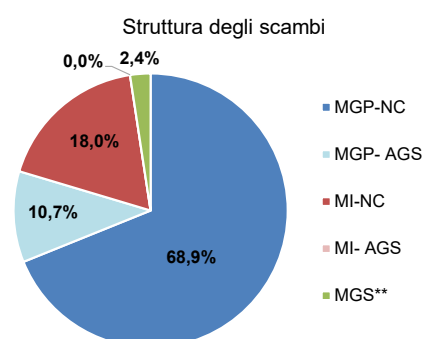
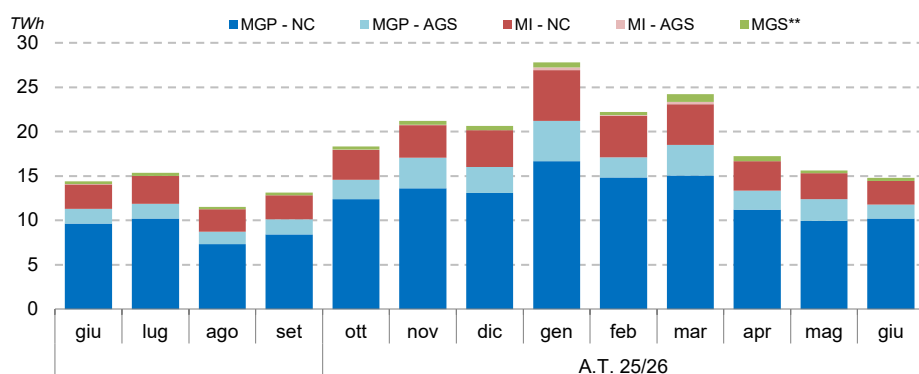


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Stogit Adriatica			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	355.906	(306.137)	355.906	(306.137)	-	(-)	-	(-)
SRG	77.579	(88.047)	85.985	(77.003)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	77.579	(88.047)	71.385	(77.003)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	14.600	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	278.327	(218.090)	269.921	(229.134)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

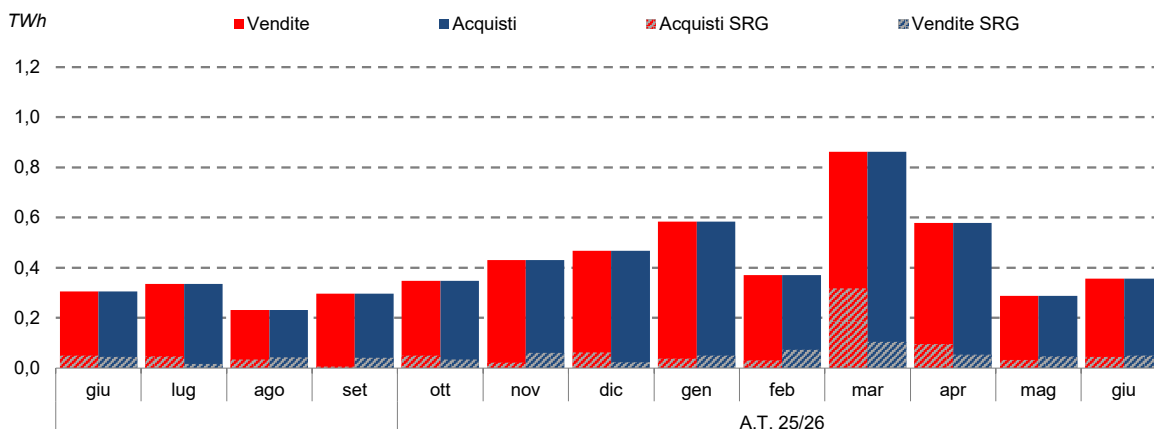
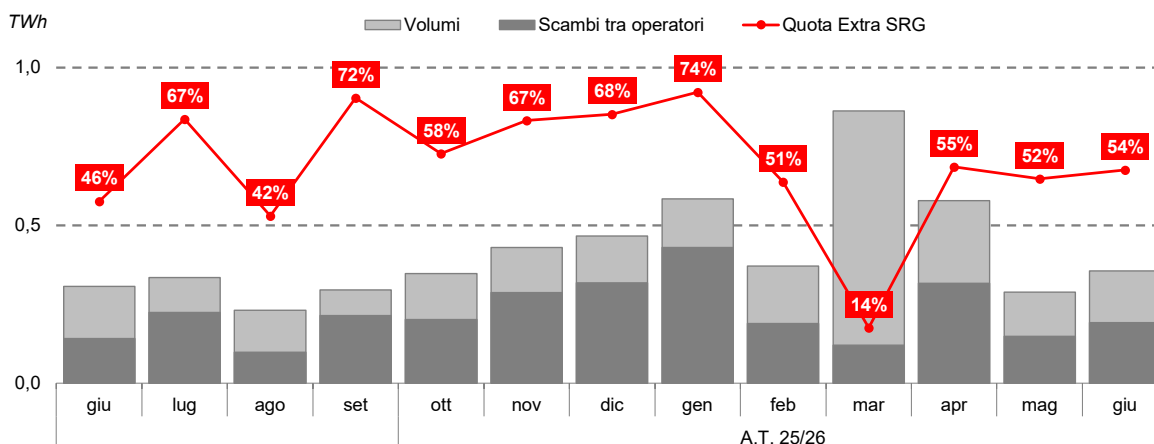


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi	variazioni %		
	€/MWh	€/MWh	€/MWh variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh		MWh/g	MWh
BoM-2026-06	-	-	50,00 -2,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2026-07	-	-	49,92	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-07	-	-	51,46 11,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-08	-	-	41,99 -15,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-09	-	-	43,99 -11,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-10	-	-	42,63	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-03	-	-	48,46 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-04	-	-	40,36 -9,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-01	-	-	43,57 -7,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-02	-	-	36,48 -3,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-03	-	-	34,83	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2026/2027	-	-	42,50 -9,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2027	-	-	35,80 -3,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2027	-	-	37,06 -5,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
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 giugno la Domanda Italia si attesta a 3.677 milioni di mc (38,9 TWh), in aumento rispetto al mese precedente per effetto di un significativo incremento dei prelievi nel comparto termoelettrico (1.721 milioni di mc, 18,2 TWh). In calo, invece, i consumi nel comparto civile (895 milioni di mc, 9,5 TWh) e nel settore industriale (927 milioni di mc, 9,8 TWh). In flessione le esportazioni, pari a 26 milioni di mc (0,3 TWh). Sul lato delle importazioni (5.103 milioni di mc, 54,0 TWh) aumentano su base mensile i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.547 milioni di mc (37,5

TWh), mentre si riducono i flussi tramite rigassificatori GNL, a 1.461 milioni di mc (15,5 TWh), con una quota sul totale di questi ultimi al 29%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra significative dinamiche rialziste rispetto a maggio soprattutto a Passo Gries (7,8 TWh, 14% del totale, +7 p.p.). Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (17,3 TWh) con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 8.122 milioni di mc (85,9 TWh), in calo rispetto al valore raggiunto nello stesso periodo dello scorso anno.

Figura 4: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
IMPORTAZIONI	5.103	54,0	-10,1%
Mazara	1.817	19,2	-0,9%
Tarvisio	134	1,4	+711451,2%
Passo Gries	735	7,8	-23,5%
Gela	28	0,3	-43,0%
Gorizia	1	0	-
Melendugno	831	8,8	-3,3%
Panigaglia (GNL)	73	0,8	-69,6%
Cavarzere (GNL)	635	6,7	-21,1%
Livorno (GNL)	396	4,2	-0,7%
Piombino (GNL)	356	3,8	-3,0%
Ravenna	94	1	-41,6%
PRODUZIONE	232	2,5	-9,9%
STOCCAGGI	-1.632	-17,3	-26,4%
TOTALE IMMESSO	3.703	39,2	-0,3%
RICONSEGNE SNAM RETE GAS	3.544	37,5	+3,9%
Industriale	927	9,8	-3,2%
Termoelettrico	1.721	18,2	+10,7%
Reti di distribuzione	895	9,5	-0,5%
RETI TERZI, ALTRI CONSUMI*	133	1,4	-2,6%
DOMANDA ITALIA	3.677	38,9	+3,6%
ESPORTAZIONI	26	0,3	-84,3%
TOTALE PRELEVATO	3.703	39	-0,3%

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

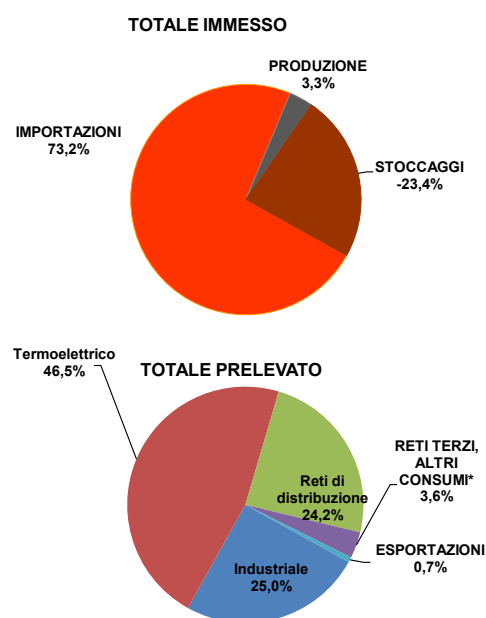
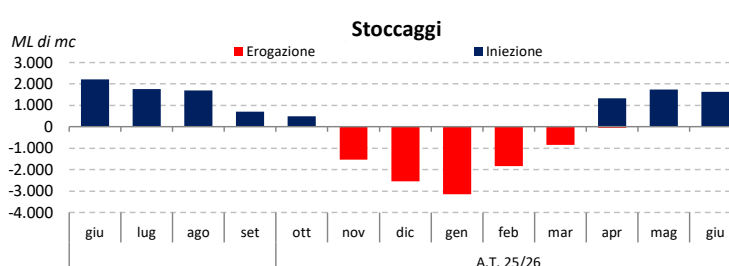
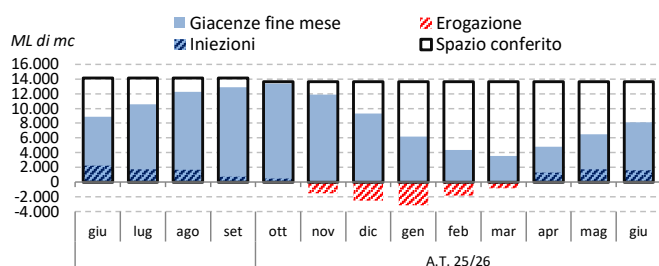


Figura 5: Stoccaggio

Fonte: dati SRG

Stoccaggio	Mi di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/06/2026)	8.122	85,9	-8,3%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	1.632	17,3	-26,4%
Flusso netto	1.632	17,3	-26,4%
Spazio conferito su base annuale	13.609	143,9	-3,6%
Giacenza/Spazio conferito	59,7%		-3,0 p.p.



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A giugno permangono in calo le quotazioni di Brent e derivati e tornano in riduzione quelle del gas, eccetto l'IG Index (+1%); in decisa crescita, invece, i riferimenti dell'elettricità.

A giugno si osservano riduzioni in doppia cifra per le quotazioni del Brent (87,23 \$/bbl, -24% su maggio), dell'olio combustibile (581,16 \$/MT, -17%) e del gasolio (934,78 \$/MT, -18%), che tuttavia restano su livelli più elevati rispetto a quelli osservati prima dell'escalation del conflitto in Medio Oriente. Si attesta, invece, a 121,21 \$/MT il carbone.

Ribassiste le aspettative dei mercati a termine per i prossimi mesi, con quotazioni attese per Brent e combustibili su livelli inferiori agli attuali spot. In lieve calo il tasso di cambio euro/dollaro (1,15 €/\$, -1%), la cui dinamica attenua leggermente l'intensità delle riduzioni mensili di greggio e combustibili nella loro conversione in euro.

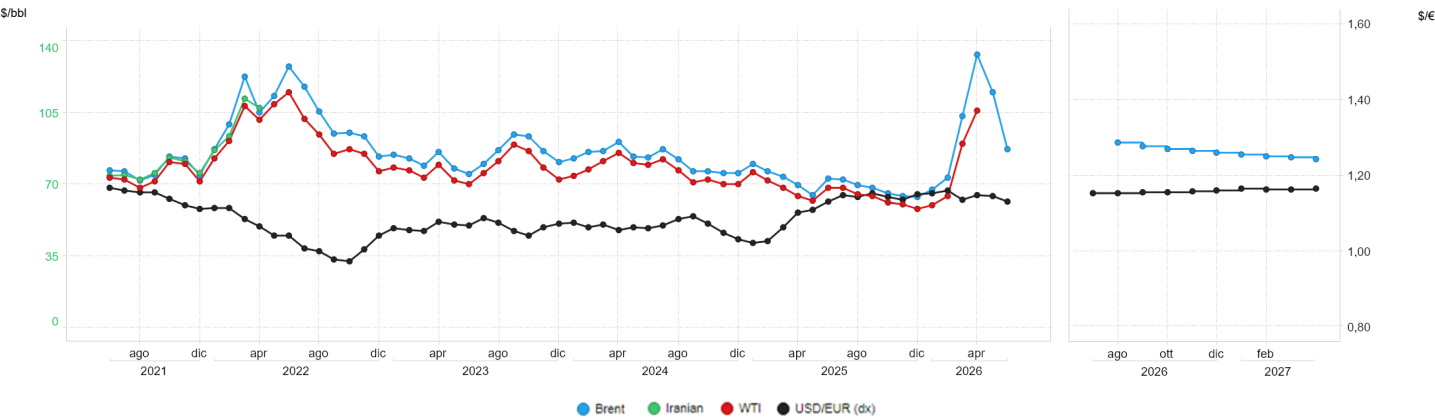
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

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	87,23	-24%	20%				84,98	-15%	83,46	-13%		
Olio Combustibile	USD/MT	581,16	-17%	21%	550,94	484,04	-14%	471,46	-14%	463,03	-13%	428,69	-9%
Gasolio	USD/MT	934,78	-18%	42%	1.009,50	966,06	-13%	944,91	-11%	925,01	-10%		
Carbone	USD/MT	121,21	2%	21%	130,46	121,21	1%	119,73	-1%	118,96	-6%	113,54	-4%

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/BBL	75,68	-23%	20%			-	73,68	-	72,27	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	504,47	-16%	21%		420,15	-	408,71	-	400,91	-	367,19	-
Gasolio	EUR/MT	811,36	-17%	42%		838,81	-	819,41	-	801,18	-		-
Carbone	EUR/MT	105,18	4%	21%		105,22	-	103,80	-	103,01	-	97,25	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,15	-1%	0%	1,17	1,15	-	1,15	-	1,15	-	1,17	-

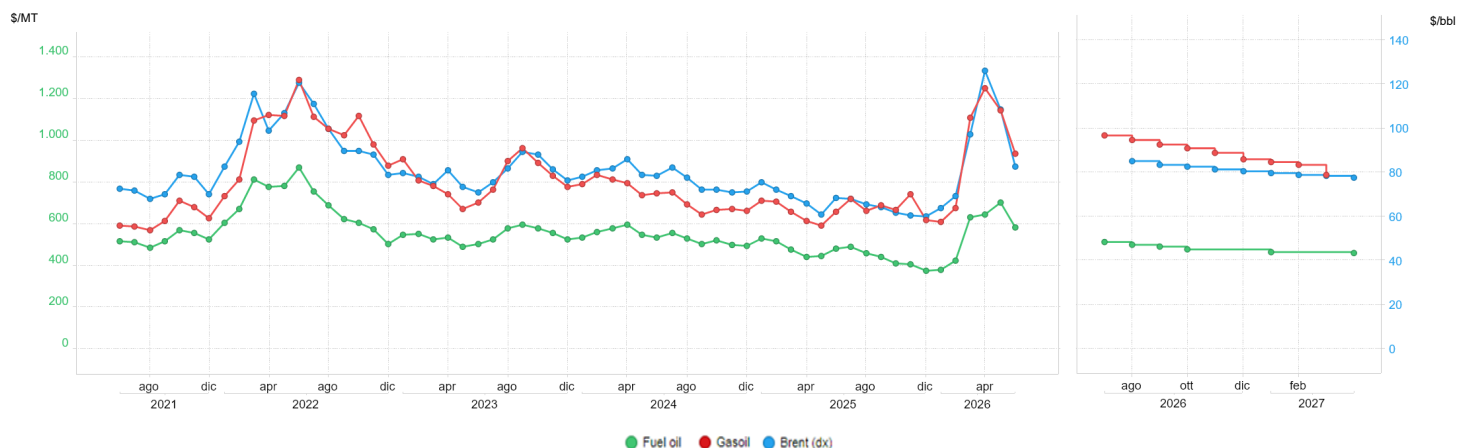
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



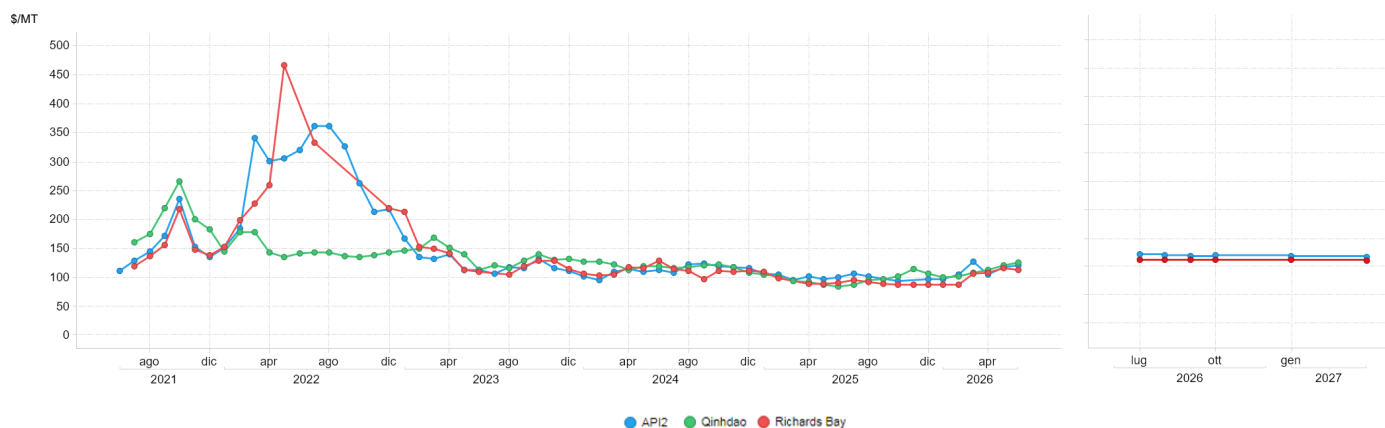
Fonte: LSEG Data & Analytics

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

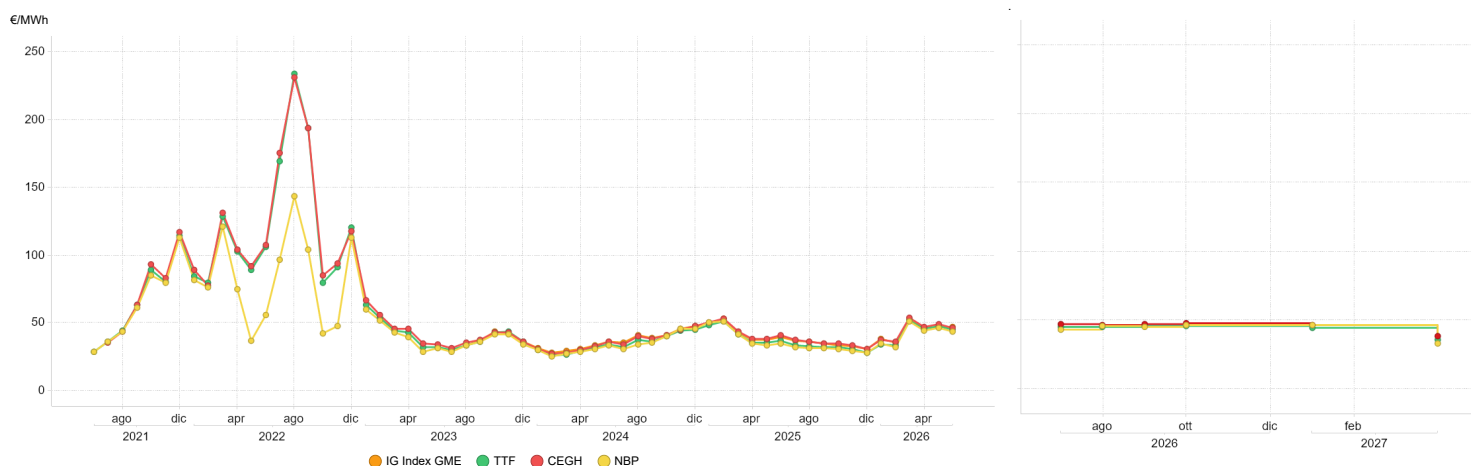
*A partire dal 1° aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alle quotazioni future M+1, per le quali a partire dal 1° aprile 2026 il fornitore ha modificato il prodotto utilizzato come riferimento.

Quanto ai principali riferimenti del gas, l'IG Index del GME registra una lieve crescita mensile (47,16 €/MWh, +1%), mentre il TTF olandese scende a 44,88 €/MWh (-5%), con conseguente ripresa dello spread tra i due riferimenti (2,28

€/MWh, era -0,52 €/MWh a maggio). I mercati a termine esprimono aspettative ribassiste, con livelli attesi del TTF nei prossimi mesi 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	47,16	1%	20%									
TTF	NL	44,88	-5%	23%	46,90	45,06	-4%	45,11	-5%	45,29	6%	35,27	-5%
CEGH	AT	46,31	-5%	14%	47,88	46,66	-5%	46,41	-5%	46,65	-5%	38,40	-4%
NBP	UK	43,33	-6%	25%	46,35	42,73	-6%	45,27	-2%	45,10	-62%		



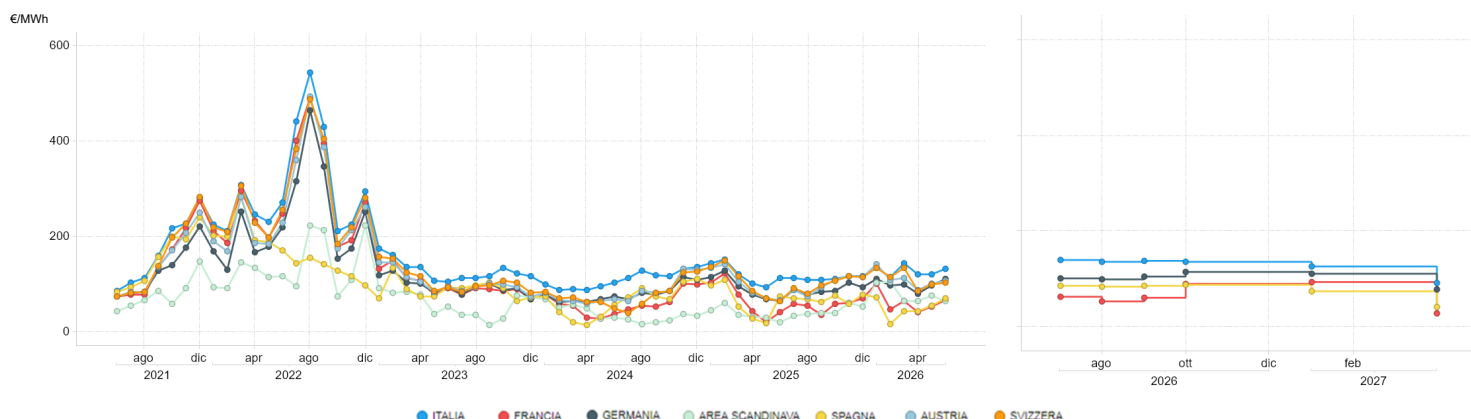
Fonte: LSEG Data & Analytics

Quotazioni in rialzo sulle principali borse elettriche europee, sostenute soprattutto nella seconda parte del mese dall'aumento della domanda. Il Pun Index italiano sale a 132,50 €/MWh (+11%), tornano a superare 100 €/MWh anche i prezzi in Germania, Austria e Svizzera (103/110 €/MWh, +4/+12%), mentre restano più bassi in Francia e

Spagna (66/70 €/MWh, +27/+28%). In controtendenza l'Area Scandinava (65 €/MWh, -15%). I mercati futures indicano un allargamento dello spread tra Italia e Francia e Germania nei prossimi mesi in corrispondenza di un prezzo italiano atteso in crescita e quotazioni estere in riduzione rispetto ai livelli spot di giugno.

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	132,50	11%	19%	129,69	138,86	-2%	134,83	1%	137,63		106,18	0%
FRANCIA	66,07	27%	62%	38,20	61,36	41%	52,15	32%	59,22		56,93	4%
GERMANIA	109,52	12%	71%	100,98	100,03	6%	98,73	5%	104,97		93,73	2%
AREA SCANDINAVA	64,78	-15%	236%									
SPAGNA	69,59	28%	-4%	64,00	85,05	4%	83,79	1%	85,58	3%	60,80	2%
AUSTRIA	106,72	7%	61%									
SVIZZERA	103,08	4%	63%									

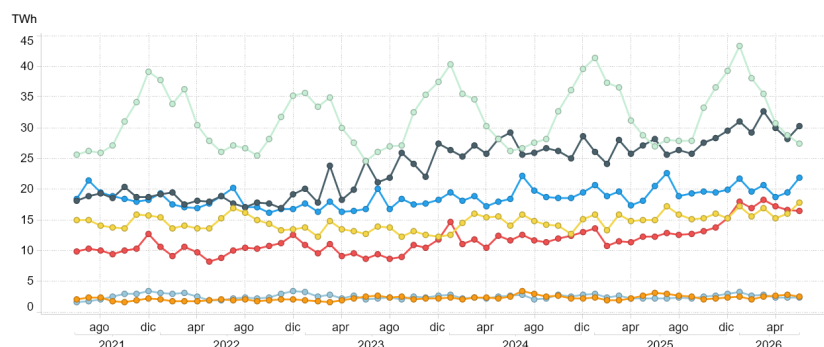


Fonte: LSEG Data & Analytics

Infine, volumi elevati sui mercati spot in Italia (21,8 TWh, +12% su +11%); scambi in lieve calo, invece, in Francia (16,4 TWh, -1%) e riduzione più intensa nell'Area scandinava (27,3 TWh, -5%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	21,8	12%	6%
FRANCIA	16,4	-1%	34%
GERMANIA	30,2	7%	7%
AREA SCANDINAVA	27,3	-5%	1%
SPAGNA	17,8	11%	20%
AUSTRIA	2,4	3%	9%
SVIZZERA	2,5	-8%	-21%



Fonte: LSEG Data & Analytics

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

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

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), nel primo mese del nuovo anno d'obbligo, il prezzo medio scende lievemente a 249,23 €/tep (-0,6%) con gli scambi in calo a 93 mila tep (-75%). Si rilevano dinamiche ribassiste sia in termini di prezzi (213,44 €/tep; -6%) che di volumi (-80%) anche sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2025 il prezzo medio scende a 1,25 €/MWh (-27%), inferiore alle quotazioni bilaterali, in forte crescita a 3,26 €/MWh. In calo, invece, le quotazioni delle

Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2026 sia sul mercato dove si attestano a 1,43 €/MWh (-18%) che sulla piattaforma bilaterale (1,51 €/MWh; -55%). Complessivamente gli scambi ammontano a 66 mila MWh sul mercato organizzato e a 1,7 TWh sulla piattaforma bilaterale. Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano complessivamente a 107,5 mila MWh, ad un prezzo medio di 7,44 €/MWh per il periodo 2026 e 2,75 per 2025. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a giugno non sono stati registrati scambi.

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

Nel mese di giugno 2026, il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 249,23 €/tep, in calo dello 0,6% rispetto al mese precedente. In flessione a 213,44 €/tep anche la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (-6,4%), che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a 36 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 1,2 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 86% (-5 p.p. su maggio). In diminuzione al 20% (-46 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (247,65-250 €/tep). Nelle due sessioni di mercato tenutesi a giugno, i titoli negoziati calano a 93 mila

tep sul MTEE (-75% su dicembre), con la liquidità del mercato che sale al 65% (+4 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza anche della flessione delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 50 mila tep (-80%). L'analisi delle due sessioni mostra quotazioni medie stabili poco sopra i 249 €/tep e volumi medi scambiati pari circa a quasi 47 mila tep. Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine giugno, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 77.897.434 tep, in aumento di 465.057 tep rispetto a fine maggio. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.518.643 tep, in calo di 612.592 tep rispetto al mese precedente, in virtù dell'annullamento dei titoli relativo agli obblighi degli anni precedenti.

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	249,23	-0,6%	247,65	250,00	93.024	-74,8%	23,18	-74,9%	289	-91,2%	0,3%	-0,6 p.p.	4	-
Bilaterali	213,44	-6,4%	0,00	252,00	49.650	-78,9%	10,60	-80,3%						
con prezzo >1	248,05	-0,9%	114,83	252,00	42.721	-80,1%	10,60	-80,3%						
Totale	236,77	-2,1%	0,00	252,00	142.674	-76,4%	33,78	-76,9%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

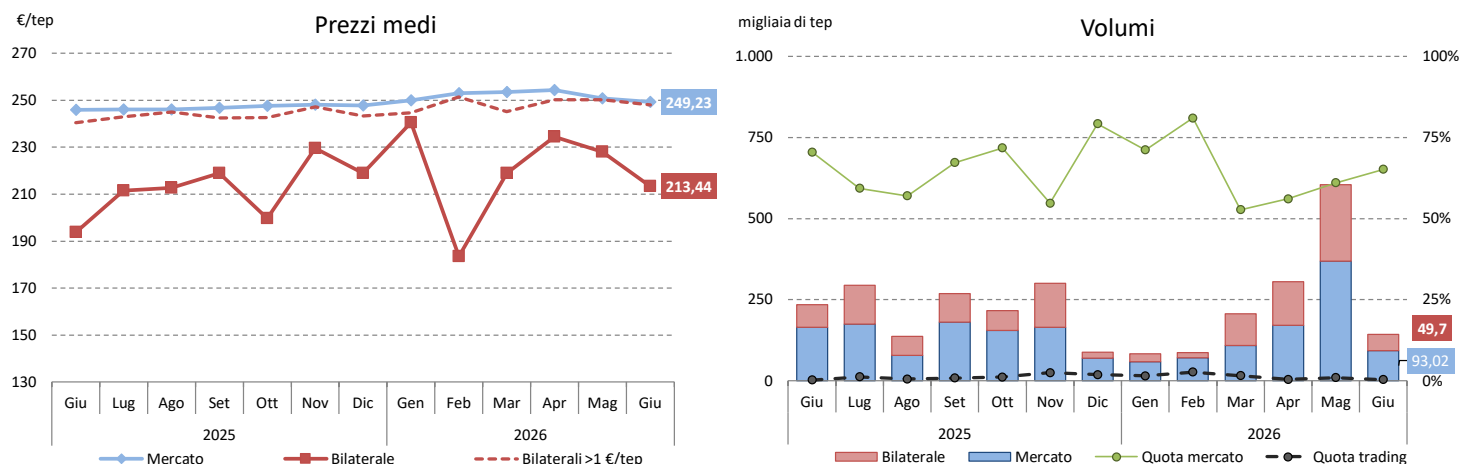


Tabella 2: TEE, sintesi per anno d'obbligo 2025

Fonte: dati GME

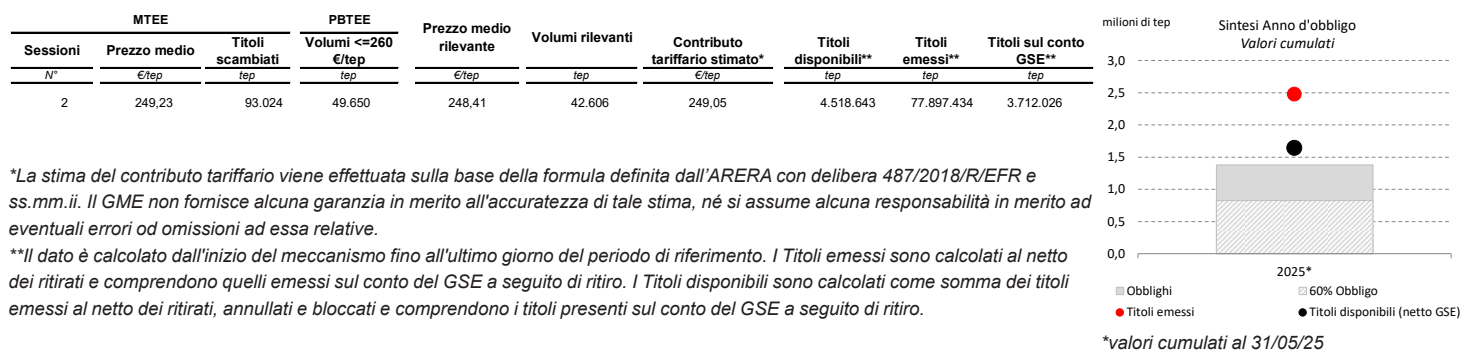
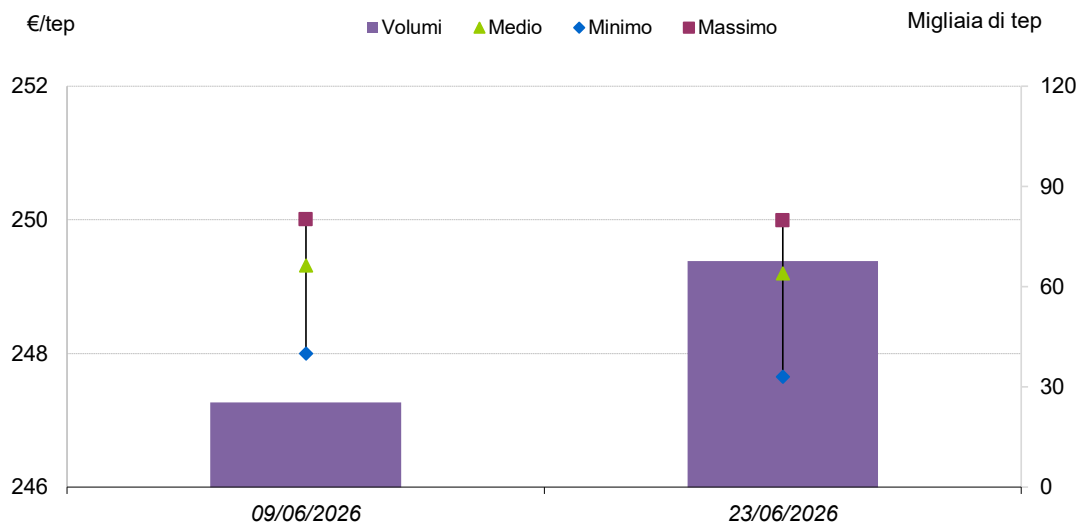


Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A giugno, sul Mercato delle Garanzie di Origine, il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2025, indipendentemente dalla tipologia, cala rispetto al mese precedente a 1,25 €/MWh (-27%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale crescono a 3,26 €/MWh (+3.286%). Sul MGO le quotazioni delle quattro tipologie scambiate si collocano tra i 1,19 €/MWh della tipologia Bio ai 7,55 €/MWh del Gas Altri Usi Non Esportabile CNG e LNG. Variano, invece, tra 0,22 €/MWh della tipologia Eolico ed i 6,52 €/MWh della tipologia Gas Altri Usi Non Esportabile CNG e LNG i prezzi sulla

PBGO. In calo anche le quotazioni delle Garanzie d'Origine riferite al periodo di produzione 2026 sia sul mercato dove si attestano a 1,43 €/MWh (-18%) che sulla piattaforma bilaterale (1,51 €/MWh; -55%). A giugno i volumi complessivamente negoziati sul MGO scendono a 66 GWh (-13% rispetto al mese precedente), mentre risultano pari a 1,7 TWh gli scambi bilaterali (+384%). Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano complessivamente a 107,5 mila MWh, ad un prezzo medio di assegnazione pari a 7,44 €/MWh per le GO riferite al 2026 e 2,75 €/MWh per quelle relative al 2025.

Tabella 3: 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	1,25	-26,6%	0,20	7,55	30.250	-13,4%	37.719	-36,4%
Settore Elettrico	1,23	-27,9%	0,20	1,40	30.150	-13,6%	36.964	-37,7%
Settore Gas	7,55	2	7,55	7,55	100	19	755	69
Bilateriali	3,26	3.285,6%	0,00	7,97	226.883	-29,9%	740.679	2.273,2%
Settore Elettrico	0,25	-75,0%	0,00	2,28	89.122	+183,1%	22.108	-29,2%
Settore Gas	5,22	21.772.553	-	7,97	137.761	-1	718.571	10.265.303
con prezzo >0	3,79	+228,9%	0,01	7,97	195.369	+621,5%	740.679	2.273,2%
Asta GSE	2,75	-	0,40	11,55	68.437	-	188.196	-
Settore Elettrico	-	-	-	-	-	-	-	-
Settore Gas	2,75	-	0,40	11,55	68.437	-	188.196	-

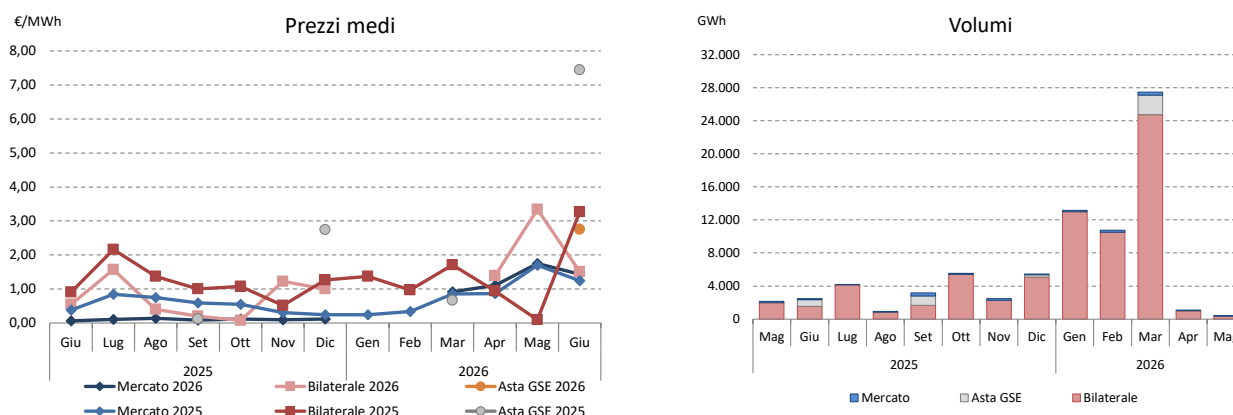
Tabella 4: GO Anno di produzione 2026, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	1,43	-18,2%	1,30	1,60	35.763	-13,1%	51.264	-28,9%
Settore Elettrico	1,43	-18,2%	1,30	1,60	35.763	-13,1%	51.264	-28,9%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilateriali	1,51	-54,9%	0,00	8,91	1.493.717	4.620,5%	2.256.379	2.031,2%
Settore Elettrico	1,35	+153,1%	0,00	7,00	1.434.907	7.462,9%	1.930.589	19.039,4%
Settore Gas	5,54	-26,7%	-	8,91	58.810	+364,2%	325.790	+240,1%
con prezzo >0	1,52	-59,7%	0,01	8,91	1.479.765	5.184,1%	2.256.379	2.031,2%
Asta GSE	7,44	-	0,40	16,24	39.079	-	290.874	-
Settore Elettrico	-	-	-	-	-	-	-	-
Settore Gas	7,44	-	0,40	16,24	39.079	-	290.874	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2025 evidenzia una ripartizione piuttosto equa per ciascuna delle tipologie Idroelettrico (23%), Solare (23,2%), Bio (34,9%) e Eolico (18,4%) sul MGO, una predominanza della tipologia Idroelettrico nella

contrattazione bilaterale (53%) e della tipologia Solare (33%) e Gas Trasporti (27%) nelle aste di assegnazione del GSE. Per i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2026, invece, si rileva una predominanza della tipologia Bio sul mercato (61,9%), dell'Eolico sul bilaterale (80,4%) e del Gas Altri Usi in asta (59,6%).

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

Fonte: dati GME

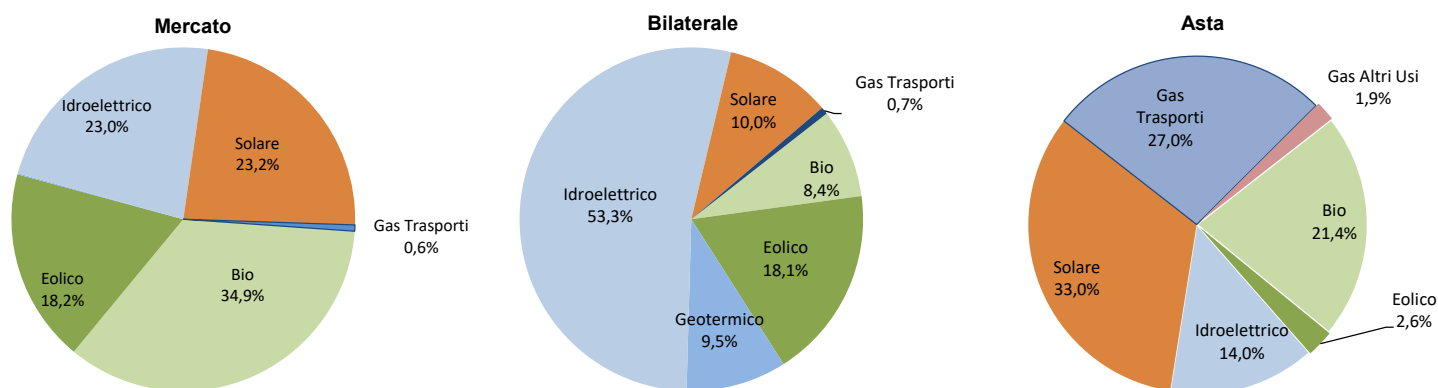
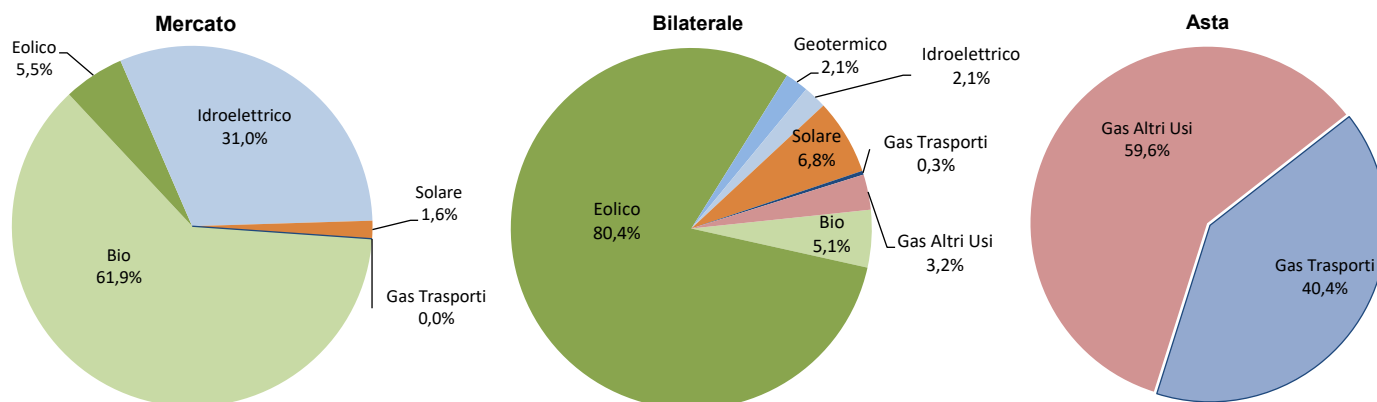


Figura 5: GO Anno di produzione 2026, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME



IMPATTO DELLA CRISI DI HORMUZ SULL'APPROVVIGIONAMENTO DI GAS IN UE E IN ITALIA

Agata Gugliotta e Gian Paolo Repetto – RIE srl

(continua dalla prima)

Il peso del GNL qatarino e il suo progressivo venir meno nel secondo semestre 2026

Come ormai noto, Hormuz è il principale snodo marittimo per il passaggio di GNL. Nel 2025 attraverso lo Stretto sono transitati quasi 120 mld. di mc, un quinto di tutto il gas liquefatto commercializzato a livello globale. Di questi, il 94% è stato "made in Qatar", mentre il resto è provenuto dagli

Emirati Arabi. L'Asia ne ha assorbito l'83% circa (Cina, India, Taiwan in primis), mentre l'Europa quasi l'11% per 12,5 mld. mc di provenienza esclusivamente qatarina. Il maggior Paese europeo importatore è stato l'Italia con circa 6,6 mld. mc pari a circa il 53% (56% rispetto al totale UE), seguita da Belgio e Polonia con poco più di 2 mld. mc, dal Regno Unito con 800 mil. mc e dalla Spagna con 600 mil. mc.

Fig. 1 Importazioni europee di GNL dal Qatar nel 2025

Paese importatore	mld mc	%
Italia	6,6	52,7%
Belgio	2,3	18,7%
Polonia	2,2	17,6%
Spagna	0,6	4,4%
Totale UE	11,7	93,4%
Regno Unito	0,8	6,6%
Totale Europa	12,6	100,0%

Fonte: elaborazioni RIE su dati GIIGNL

Nel 2025, il gas qatarino ha rappresentato il 4% dei volumi complessivamente importati in UE e l'8% delle importazioni di GNL. Mentre per l'Italia ha costituito l'11% di tutto l'import e il 31% dei flussi in ingresso di GNL. In Italia, il gas di Doha giunge storicamente soprattutto nel terminale di rigassificazione di Rovigo, in relazione ad un contratto di importazione a lungo termine di Edison, ma nel 2025 volumi dal Qatar sono approdati anche al rigassificatore flottante

attualmente collocato a Piombino. Inoltre, nell'ottobre 2023, Eni ha firmato un contratto a lungo termine con QatarEnergy LNG NFE¹ per lo sviluppo del progetto North Field East in Qatar e per la fornitura fino a 1,5 mld. mc anno di GNL al terminale di Piombino, con consegne previste a partire dal 2026, per ora sospese a causa della crisi dell'area. La fig. 2 mostra le provenienze in percentuale del GNL ai vari terminali nazionali nel 2025 e nel primo trimestre del 2026².

Fig.2 Provenienza del GNL ai terminali di rigassificazione italiani - %

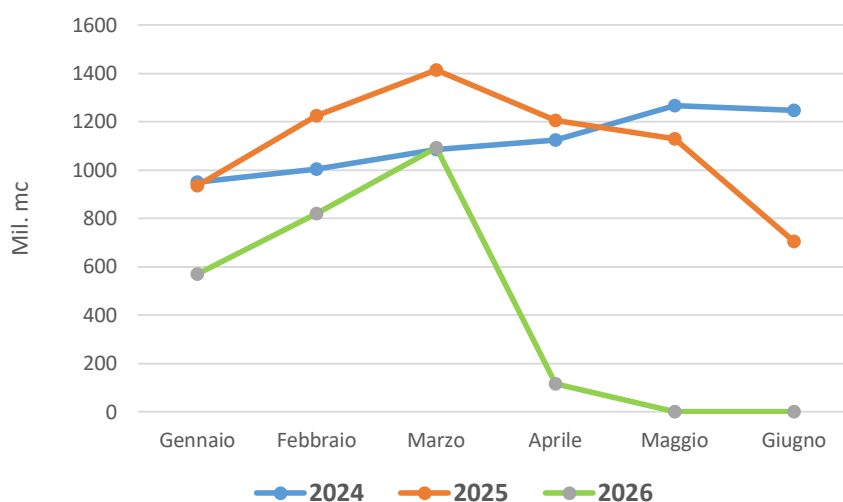
	Piombino		Cavarzere		Livorno		Panigaglia		Ravenna	
	2025	3M2026	2025	3M2026	2025	3M2026	2025	3M2026	2025	3M2026
USA	86%	82%	21%	32%	77%	82%	-	-	59%	50%
Qatar	6%	-	77%	68%	-	-	-	-	-	-
Algeria	2%	-	-	-	5%	-	96%	100%	6%	-
Russia	-	-	-	-	-	-	-	-	6%	-
Mauritania e Senegal	3%	-	-	-	-	-	-	-	17%	34%
Nigeria	-	9%	-	-	8%	18%	-	-	-	-
Altro	3%	9%	2%	-	10%	-	4%	-	12%	16%

Fonte: Snam

Nel primo trimestre 2026, l'UE ha continuato ad importare GNL a ritmi sostenuti dai vari produttori e, da alcuni mercati, per esempio Stati Uniti e Russia, anche in misura superiore ai due anni precedenti. Ma i volumi complessivamente disponibili sarebbero presto diminuiti. Gli eventi bellici cominciati il 28 febbraio hanno avuto come conseguenza la "chiusura selettiva" da parte dell'Iran dello stretto di Hormuz, garantendo il passaggio protetto esclusivamente alle proprie navi e a quelle di Paesi alleati. Inoltre, in marzo, bombardamenti iraniani hanno colpito il complesso qatarino di Ras Laffan, infrastruttura cruciale per la produzione di GNL dalla capacità complessiva di 105 mld mc all'anno, mettendo fuori uso il 17% della capacità per almeno 3-5

anni. Danni estesi sono stati causati anche all'impianto "Pearl GTL" e ad altre strutture collegate della Ras Laffan Industrial City³. Qatar Energy è stata costretta, quindi, a dichiarare la clausola di forza maggiore per i propri contratti di esportazione, estesa più volte in questi mesi, ultima delle quali comunicata a fine giugno e prolungata almeno fino a inizio settembre. Di conseguenza, se in marzo l'UE era riuscita a ricevere dal Qatar ancora 1,1 mld. mc di GNL, in quanto diverse metaniere erano già in viaggio oltre lo Stretto al momento dello scoppio del conflitto, in aprile gli arrivi sono scesi a 117 milioni mc, per poi azzerarsi completamente in maggio e in giugno (fig. n.3). In sostanza, su base mensile all'UE è venuto a mancare circa 1 mld. di mc.

Fig.3 Importazioni UE di GNL dal Qatar

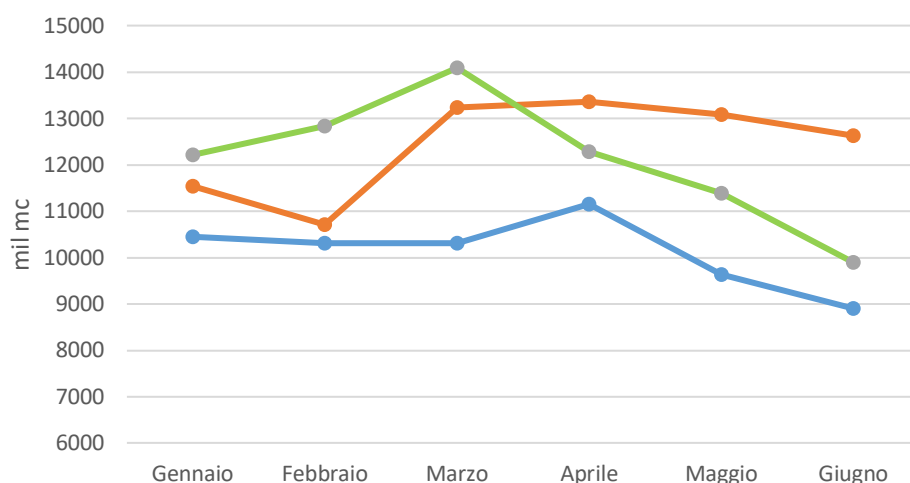


Fonte: elaborazioni RIE su dati Bruegel

Contemporaneamente, rispetto ai corrispondenti mesi del 2025, sono andate crescendo le importazioni di GNL dalla Russia, mentre quelle dagli Stati Uniti⁴ sono rimaste sui livelli dell'anno precedente solo fino ad aprile. Infatti, i dati di giugno indicano importazioni complessive di GNL da parte dell'UE inferiori del 20% rispetto all'anno scorso

(fig.4), differenza non interamente giustificata dal venir meno delle forniture qatarine. L'UE ha ricevuto meno GNL anche dagli Stati Uniti, oltre a minori forniture da Angola, Trinidad e altri Paesi, ciò mentre a livello internazionale le importazioni di GNL in giugno sono leggermente aumentate anno su anno.

Fig.4 Importazioni complessive di GNL dell'UE

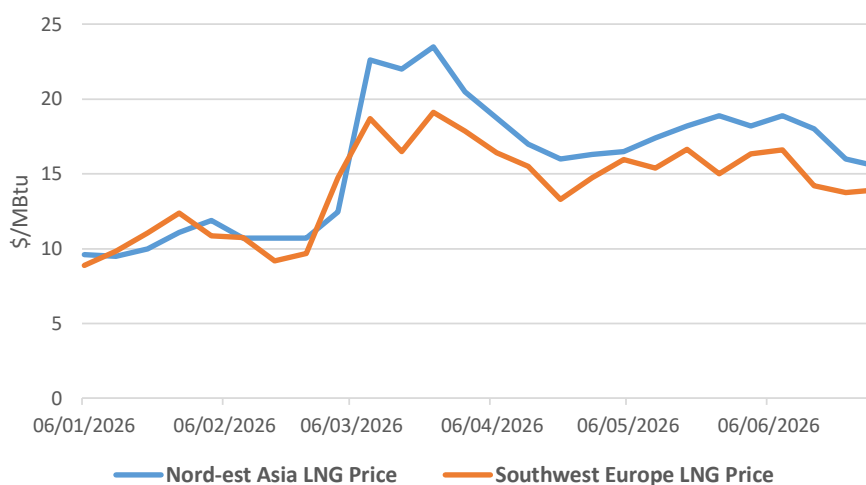


Fonte: elaborazioni RIE su dati Bruegel

Infatti, le forniture flessibili di GNL rispondono ai segnali di prezzo e l'Asia dal mese di marzo presenta quotazioni a premio rispetto a quelle europee, come è ben visibile dalla figura n.5. Contemporaneamente, nel secondo trimestre 2026, le importazioni da gasdotti hanno registrato un aumento di appena l'1% (+450 mil. mc) rispetto allo stesso periodo

dell'anno precedente, registrando un modesto aumento dall'Algeria e in misura minore dall'Azerbaijan, mentre sono rimaste invariate le forniture dalla Norvegia. Così che, a fronte di una domanda UE in leggera crescita rispetto all'anno precedente, il quadro descritto sta impattando sensibilmente sul processo di riempimento degli stoccaggi.

Fig.5 Confronto dei prezzi del GNL in Nord Est Asia e Sud Est Europa



Fonte elaborazioni RIE su dati World Gas Intelligence

I flussi di gas in Italia

Analizzando i dati Snam nel secondo trimestre 2026 e confrontandoli con lo stesso periodo del 2025, si osserva che:

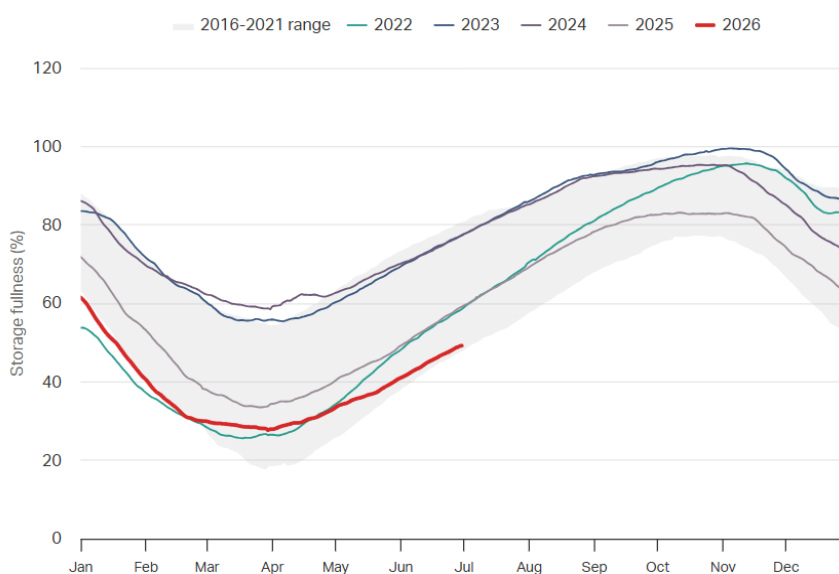
- la domanda è rimasta sostanzialmente invariata, nonostante l'aumento dei consumi termoelettrici nelle ultime settimane in conseguenza dell'ondata di caldo;
 - le importazioni complessive sono diminuite di circa 1 mld mc;
 - tale riduzione è imputabile per il 25% ai minori carichi di GNL e per il 75% alle inferiori importazioni tramite gasdotto, dovute soprattutto ad una contrazione dei volumi giunti dal Nord Europa;
 - a domanda invariata, la riduzione delle importazioni si è riflessa sulle immissioni in stoccaggio, che nel trimestre si sono infatti ridotte di poco più di 1 mld. mc rispetto al 2025.
- L'ultimo carico partito dal Qatar è giunto in Italia il 30 marzo al terminale di Rovigo. Ma, come detto, gli arrivi di GNL sono diminuiti negli ultimi 3 mesi per meno di 300 mil. mc. Ciò è stato reso possibile finora anche a seguito della sostituzione da parte di Edison di una quota del gas qatarino

con volumi provenienti dagli Stati Uniti: 21 carichi oggetto di forza maggiore da parte di Qatar Energy e programmati per il periodo aprile - inizio settembre 2026 (circa 2,7 mld mc), al 30 giugno erano stati parzialmente sostituiti da 14 carichi statunitensi per 1,3 mld. mc⁵.

La situazione degli stoccaggi a fine giugno

Al 30 giugno gli stoccaggi UE presentavano un livello di riempimento medio del 49,2%, sensibilmente più basso di quello degli ultimi anni (fig.6). In particolare, rispetto allo scorso anno, risultano stoccati 10,8 mld. mc in meno. Dopo aver terminato la stagione di erogazione (31 marzo) su livelli solo leggermente superiori a quelli del 2022 (anno critico per la forte riduzione delle forniture russe), nel contesto descritto il processo di ricostituzione delle scorte sta procedendo lentamente, complicato nelle ultime settimane dall'aumento dei consumi per usi termoelettrici per le ondate di caldo che stanno colpendo buona parte del continente. Livelli inferiori alla media si registrano in Paesi come Germania (42%) e Olanda (27%).

Fig.6 Dinamiche del tasso di riempimento degli stoccaggi UE negli ultimi anni



Fonte: Bruegel

Decisamente migliore la situazione in Italia, che segna 67,5% in confronto al 71,6% dell'anno passato, che aveva poi condotto ad un livello di riempimento del 95% al 31 ottobre. Ciò grazie anche alla regolazione introdotta da MASE ed ARERA per

accrescere la sicurezza energetica nazionale, che prevede incentivi agli operatori per il riempimento degli stoccaggi (associati alle capacità conferite durante le procedure di asta) noti come "premi giacenza".

I riflessi sui prezzi europei

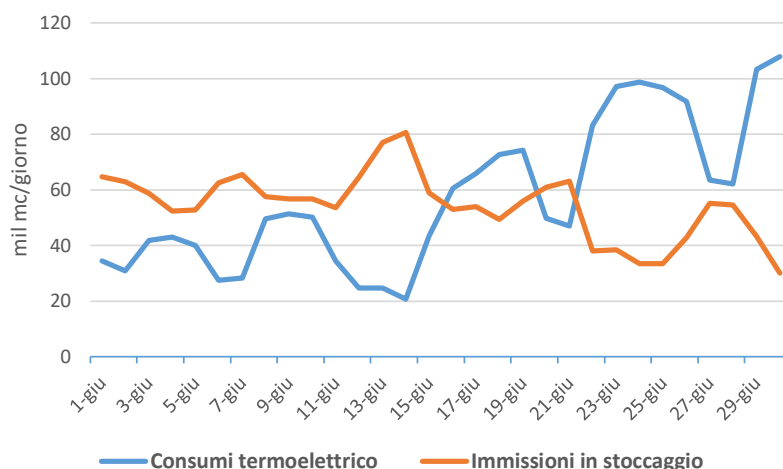
Con la chiusura totale dello Stretto sono stati sottratti al mercato globale del GNL circa 10 mld. mc al mese, che potenzialmente potrebbero continuare a mancare, almeno in parte, fino a una normalizzazione della situazione. A questi vanno aggiunti i volumi persi per i danni arrecati alle infrastrutture di liquefazione dell'impianto qatarino di Ras Laffan, che hanno ridotto le prospettive di crescita dell'offerta globale di GNL nel medio termine. Per l'Agenzia Internazionale dell'Energia di Parigi il rischio è di una riduzione dell'output di GNL qatarino di quasi 70 mld. mc entro il 2030, ipotizzando un periodo di riparazione di quattro anni. Inoltre, il ritardo dell'avvio del progetto di espansione del giacimento North Field East, previsto pre-guerra nel secondo semestre 2026, potrebbe ridurre l'offerta di ulteriori 20 mld. mc nel periodo 2026-2030⁶. La minor disponibilità di GNL ha determinato un forte rialzo delle quotazioni internazionali. Il prodotto per le consegne spot giornaliere (day ahead) è cresciuto nel mese di marzo del 50% circa nei principali hub europei rispetto a febbraio, superando la soglia dei 50 €/MWh; dopo una modesta contrazione nei mesi successivi e una discesa sui 40-43 €/MWh a metà giugno, nelle ultime settimane è tornato a salire sui 45-48 €/MWh, a causa delle incertezze crescenti circa l'effettiva implementazione dell'accordo Iran-Usa e sul futuro della navigazione nello Stretto, oltre che dell'aumento della domanda di gas. Il prodotto future Cal 27, per le consegne in quell'anno solare, che a febbraio all'hub TTF quotava 27 €/MWh è aumentato fino a 41 €/MWh in marzo,

per poi scendere sotto i 35 €/MWh in giugno, ma riprendere a salire negli ultimi giorni.

Fattori di criticità per prezzi e stoccaggi

Una normalizzazione del commercio di gas liquefatto attraverso lo Stretto di Hormuz appare oggi ancora lontana e i prezzi, come detto, lo stanno riflettendo. In pochi giorni una serie di segnali sembra avere indotto il mercato a molta cautela. Oltre agli attacchi subiti da alcune imbarcazioni da carico nello Stretto, dopo la firma della tregua, che sembra aver prodotto una frenata nei movimenti di metaniere in entrata verso il Qatar⁷, si sta facendo strada la preoccupazione che le navi in transito possano essere gravate in futuro da gabelle, che mascherate da servizi marittimi offerti dalle autorità iraniane, si traducano di fatto un aumento dei costi di transito che andrebbero a gravare sui prezzi del GNL. Così, mentre il prezzo del Brent è rientrato poco sopra i 70 \$/bbl (livello ante conflitto), dopo avere raggiunto i 110-120 nei mesi precedenti, i prezzi del gas continuano a restare elevati. Nel quadro delle incognite relative allo Stretto, altri fattori stanno contribuendo nelle ultime settimane a sostenere i prezzi europei: la necessità di avanzare nel riempimento degli stoccaggi, la crescita dei consumi negli usi termoelettrici per fronteggiare le ondate di calore che sottraggono volumi agli stoccaggi (la correlazione per l'Italia è visibile nella fig.7), l'accresciuta concorrenza asiatica, che offrendo un premio in termini di prezzo, riduce i carichi di GNL spot in arrivo sulle coste europee.

Fig. 7 Consumi per produzione elettrica e immissioni in stoccaggio in Italia – giugno 2026



Elaborazioni RIE su dati Snam

Il Gruppo di coordinamento del gas, della sicurezza dell'approvvigionamento di gas nell'UE⁸, ha rilevato che "sebbene i livelli delle scorte di gas rimangano al di sotto della media pre-crisi, non sussistono preoccupazioni immediate per la sicurezza dell'approvvigionamento di gas nell'UE per la prossima stagione invernale". Tuttavia, è innegabile che si sta andando a rilento. Secondo un'analisi pubblicata in giugno da OIES (Oxford Institute for Energy Studies)⁹ che tiene conto di tutti i fattori chiave - ossia perdita delle forniture di GNL dal Qatar, forniture di GNL dal resto del mondo, domanda di gas liquefatto nei paesi extra-Europa, domanda e importazioni tramite gasdotto in Europa – l'ipotesi più probabile è che si raggiunga al 31

ottobre una quota intorno al 70% contro l'obiettivo dell'80%. La questione della ricostituzione delle scorte sarà quindi un fattore che presumibilmente contribuirà a sostenere le quotazioni durante i prossimi mesi, anche se la situazione geopolitica dovesse presentare delle schiarite. Nonostante il complesso e critico quadro descritto, il mercato nel lungo termine sembra comunque continuare a credere in una sensibile riduzione dei prezzi successivamente al 2027, grazie ad un riequilibrio della situazione domanda/offerta per l'atteso incremento della capacità mondiale di liquefazione: infatti i prezzi dei futures per gli anni 2028-2029 risultano anche nelle ultime settimane quotati ben sotto i 30 €/MWh.

¹ Joint venture tra Eni e QatarEnergy;

² SNAM, Assemblea Ordinaria di Snam S.p.A., Risposte a domande pervenute prima dell'Assemblea ai sensi dell'art. 127-ter del d.lgs. n. 58/1998, 29 aprile 2026;

³ Ras Laffan Industrial City è un'immensa città industriale e principale polo economico del Qatar per la lavorazione del gas naturale. Non si tratta di un semplice stabilimento, ma di un enorme complesso che si estende per circa 295 chilometri quadrati sulla costa nord-orientale del Paese, circa 80 chilometri a nord della capitale Doha;

⁴ Fonte: elaborazioni RIE su dati Brugel;

⁵ Staffetta Quotidiana, Edison, il Qatar ha esteso la forza maggiore, 30 giugno 2026;

⁶ IEA, Gas Market Report, Q2 2026, Aprile 2026;

⁷ Staffetta Quotidiana, Gas, incertezza su Hormuz sostiene i prezzi, 2 luglio 2026;

⁸ Riunisce esperti della Commissione, dei paesi dell'UE e delle associazioni di categoria;

⁹ OIES, How much LNG does Europe need to refill storage? Giugno 2026.

Novità normative di settore

a cura del GME

GAS

Documento per la consultazione ARERA n. 198/2026/R/gas del 3 giugno 2026 | “Attuazione del “Servizio di liquidità”, di cui all’art.10 del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21” | pubblicato in data 5 giugno 2026 | Download <https://www.arera.it/>

Con il documento di consultazione 198/2026/R/gas, l'ARERA ha illustrato i propri orientamenti in merito alla prossima definizione del servizio di liquidità di cui all'articolo 10, comma 1 del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21¹ (nel seguito: DL 21/2026). Al riguardo, si ricorda che l'articolo 10 del DL 21/2026 introduce un servizio di liquidità sul mercato del gas - il quale dovrà essere definito da ARERA - finalizzato a promuovere la concorrenza nel mercato nazionale del gas naturale e l'integrazione dello stesso nel mercato interno europeo, nonché a calmierare gli effetti sui prezzi del gas nazionale legati al cumulo dei costi di trasporto per importazioni dal Nord Europa. In attuazione delle disposizioni previste al suddetto articolo, nella consultazione in oggetto l'Autorità ha previsto, quale possibile sede di negoziazione delle offerte di vendita degli operatori selezionati, un'apposita asta da introdurre nell'ambito del Mercato del Giorno Prima del Gas (MGP-GAS), organizzato e gestito dal GME. La proposta dell'ARERA prevede altresì che il prezzo di equilibrio risultante dall'asta vada a costituire il nuovo valore dell'IG Index GME (IGI) - l'indice di riferimento del mercato del gas italiano - e che l'asta si svolga con il meccanismo del prezzo marginale, nella fascia oraria compresa indicativamente tra le 17:15 e le 17:30, in concomitanza con l'attuale finestra temporale di formazione dell'IGI e degli altri principali indici di mercato del gas europei. Inoltre, tale asta sarà operativamente integrata con le piattaforme utilizzate dagli operatori per la negoziazione continua e la partecipazione sarà aperta a tutti gli operatori del mercato, e non esclusivamente ai soggetti selezionati per il servizio di liquidità. Infine, si segnala che l'ARERA ha previsto che il GME verifichi, sulla base delle informazioni rese disponibili da Snam Rete e Gas (SRG), il rispetto degli obblighi di offerta da parte degli operatori selezionati per il servizio e trasmetta a SRG, per ciascuno di tali operatori, i dati relativi alle offerte presentate e accettate, necessari per la determinazione degli eventuali ricavi spettanti ai sensi dell'articolo 10, comma 1, del DL 21/2026. Gli elementi sopra

illustrati sono stati sottoposti alla consultazione dei soggetti interessati, conclusasi il 6 luglio u.s..

Delibera 03 giugno 2026 197/2026/R/gas | “Disposizioni relative all’articolo 9, comma 2, del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21” | pubblicata in data 5 giugno 2026 | Download <https://www.arera.it/>

Con la deliberazione 197/2026/R/gas, l'ARERA ha definito le disposizioni funzionali alla vendita, da parte dell'impresa maggiore di trasporto, dei quantitativi di gas naturale iniettati nel quadro del servizio di stoccaggio di ultima istanza, in attuazione dell'articolo 9 del DL 21/2026 e dell'Atto di indirizzo del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica del 12 maggio u.s.. Al riguardo si ricorda che, ai sensi del decreto-legge 17 maggio 2022, a SRG e al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE) era stato affidato il compito di accelerare il riempimento degli stoccaggi nazionali mediante il cosiddetto "servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza". Con il provvedimento in oggetto, pertanto, l'Autorità ha disposto che la vendita del gas interessato avvenga nel comparto dedicato alla negoziazione del gas in stoccaggio (MGS) del mercato a pronti del gas naturale (MPGAS). Il ricorso a tale piattaforma - già operativa e le cui regole sono pienamente conosciute dagli operatori - consente infatti di dare rapida attuazione alle procedure di vendita, da ultimarsi entro il 30 settembre 2026 ai sensi del DL 21/2026, evitando la predisposizione di meccanismi ad hoc. In attuazione dell'Atto di indirizzo ministeriale, la delibera affida a SRG la gestione della vendita dei quantitativi residui di gas in stoccaggio, inclusa la quota di competenza del GSE. Considerata inoltre la consistenza delle giacenze residue, pari a circa 23,1 milioni di MWh, l'ARERA ha previsto lo svolgimento di aste sul mercato MGS con cadenza settimanale fino all'esaurimento dei quantitativi disponibili e, comunque, non oltre il termine del 30 settembre 2026. Le vendite avranno ad oggetto prodotti c.d. bundled (comprensivi di gas, capacità di spazio e capacità di erogazione), con trasferimento della relativa titolarità agli acquirenti dal 1° novembre 2026 al fine di effettuare l'erogazione durante il periodo invernale dell'anno termico 2026-2027. A completamento, si segnala che SRG ha reso nota, sul proprio sito istituzionale, la procedura per la vendita del gas in stoccaggio.

MERCATO ELETTRICO

Documento per la consultazione ARERA n. 222/2026/R/eel del 25 giugno 2026 | “Misure transitorie funzionali alla riduzione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, ai sensi dell'articolo 6, comma 3, del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21” | pubblicato in data 27 giugno 2026 | Download <https://www.arera.it/>

In attuazione di quanto previsto dall'art. 6, comma 3, del Decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, con il documento di consultazione in oggetto, l'ARERA ha illustrato i propri orientamenti in merito alla definizione del meccanismo di rimborso temporaneo - da introdursi a favore dei produttori termoelettrici - finalizzato alla riduzione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica a beneficio dei clienti finali. Prendendo a riferimento l'analogo meccanismo introdotto in Spagna e Portogallo nel corso del 2022 e del 2023 (c.d. tope iberico), unico precedente disponibile, l'Autorità ha sottoposto alla valutazione degli operatori le caratteristiche di funzionamento di tale meccanismo, nelle more delle verifiche della Commissione Europea in merito alla compatibilità del richiamato art. 6, comma 3, con la disciplina sugli aiuti di stato. In particolare, tale meccanismo prevede un calmieramento della componente di costo variabile della materia prima gas ai fini della formulazione delle offerte di vendita degli impianti termoelettrici, in modo da portare alla riduzione dei livelli di prezzo che si formano sul MGP italiano². Tale calmieramento del costo gas per la generazione termoelettrica si basa sull'introduzione di un tetto convenzionale al prezzo del gas, la cui determinazione, da effettuarsi con cadenza mensile, è stata affidata da ARERA a Terna; la differenza fra il costo di approvvigionamento “a mercato” del gas e il tetto convenzionale stabilito da Terna viene restituita ai produttori termoelettrici, che, di contro, sono chiamati a formulare - principalmente nei periodi temporali in cui la domanda di energia supera la capacità delle tecnologie a basso costo variabile e attiva le unità termoelettriche per la copertura del fabbisogno - offerte di vendita su MGP prendendo a riferimento i costi variabili inferiori connessi al tetto convenzionale. Nelle considerazioni dell'Autorità, l'effetto del calmieramento sarebbe duplice: i) la riduzione diretta del costo dell'energia in capo ai clienti finali; ii) la compressione delle rendite infra-marginali percepite dalle tecnologie a costo variabile inferiore rispetto al gas-rendite che, in condizioni di elevato prezzo del gas, costituiscono una quota significativa degli oneri sostenuti dal sistema per l'approvvigionamento di energia. Ciò premesso, il DCO illustra la struttura del meccanismo di calmieramento e i principi generali dello stesso, descrivendo altresì i seguenti elementi di dettaglio: la formula di determinazione del rimborso ancorata al valore del tetto convenzionale della componente variabile gas; il perimetro degli impianti eleggibili; le procedure di verifica ex-

post e di compliance. Con riferimento alle attività del GME, il documento prevede che quest'ultimo pubblichi - sulla base dei calcoli e comunicazioni effettuate da Terna e contestualmente alle informazioni preliminari al MGP - il prezzo convenzionale del gas per ciascuna tecnologia, distinguendo tra impianti connessi alla rete di trasporto e alle reti di distribuzione del gas. Tale parametro dovrà essere diffuso in anticipo sì da consentire agli operatori di formulare le proprie offerte sul MGP tenendo conto del beneficio derivante dal rimborso. Il GME è altresì chiamato a svolgere verifiche di primo livello con riferimento a determinate tipologie di unità di produzione, al fine di attestare il pieno trasferimento dei rimborsi nelle offerte di vendita di energia presentate dagli impianti termoelettrici interessati. Sulla base di tali prime verifiche, l'Autorità valuterà poi l'eventuale mancato rispetto dei comportamenti di offerta (verifica di secondo livello) al fine di avviare eventuali istruttorie formali, con sanzioni che possono prevedere la restituzione dei rimborsi percepiti. Si segnala che il termine di chiusura della consultazione è fissato da ARERA al 27 luglio p.v..

Documento di consultazione GSE | “Promozione della contrattualizzazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese attraverso il ricorso alla sezione degli “annunci qualificati della Bacheca PPA” e all'esercizio del ruolo di garante di ultima istanza da parte del GSE” | pubblicato in data 10 giugno 2026 | Download <https://www.gse.it/>

In esito alla conversione in legge del DL 21/ 2026³, con il DCO in oggetto Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE) ha presentato i propri orientamenti in merito alle future attività di propria competenza da svolgersi nell'ambito della sezione annunci qualificati della bacheca dei contratti di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine di cui all'articolo 28, comma 1, del d.lgs. n. 199/2021, gestita dal GME (di seguito: Bacheca PPA). Al riguardo, si ricorda che l'articolo 4 del DL 21/2026 ha previsto, nell'ambito della Bacheca PPA, l'introduzione di apposite sezioni dedicate alla stipula di contratti PPA, di durata non inferiore a tre anni, assistiti dall'intervento del GSE in qualità di garante di ultima istanza. Con il DCO in oggetto, al fine di acquisire contributi da parte delle imprese, produttori, clienti finali, associazioni di categoria e altri portatori di interesse, il GSE ha illustrato gli indirizzi in merito alle caratteristiche dei prodotti negoziabili sulla sezione annunci qualificati della Bacheca PPA, ai requisiti oggettivi e soggettivi per la qualifica delle controparti da parte del GSE per l'accesso alla sezione annunci qualificati, al ruolo dello stesso svolto a supporto della contrattazione tra le parti qualificate, nonché all'intervento del medesimo come garante di ultima istanza. A completamento, si segnala che il processo consultivo si è concluso l'8 luglio 2026, termine prorogato dal GSE con comunicato del 25 giugno u.s..

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali – III quadrimestre 2026” | pubblicato in data 26 giugno 2026 |

Download <https://www.mercatoelettrico.org/>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 3 e il 21 agosto 2026, i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 2.1 del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n. 17433 (nel seguito: soggetti

obbligati) dovranno inviare al medesimo Gestore - mediante accesso alla “Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali” (di seguito: PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali nella propria disponibilità riferita al periodo settembre-dicembre 2026. Con medesimo comunicato, il GME ha altresì ricordato che saranno esclusi dalla rilevazione dei predetti dati i depositi di GPL ad uso autotrazione⁴. È stato, inoltre, rinnovato l'invito per i soggetti obbligati non ancora iscritti alla PDC-OIL ad effettuare la registrazione alla Piattaforma, al fine di poter assolvere all'obbligo di comunicazione dei dati di propria pertinenza.

¹ Decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, recante “Misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico”, convertito con modificazioni in Legge 10 aprile 2026, n. 49;

² Nei mercati del giorno prima europei (SDAC), ai sensi del Regolamento (UE) n.2015/1222 (CACM), è prevista la negoziazione tramite “system marginal price”, ovvero il prezzo dell'ultima offerta di vendita accettata (c.d. offerta marginale) è riconosciuto, in modo uniforme, a tutta l'energia scambiata nel medesimo intervallo temporale, ivi comprese le quantità prodotte da impianti intramarginali offerti a prezzo più basso;

³ Cfr. Newsletter n. 203 maggio 2026;

⁴ Circolare ministeriale n. 14614 del 5 giugno 2018.

Gli appuntamenti

- 16 luglio
Assemblea Federchimica e Assogasliquidi
 Roma, Italia
 Organizzato da Federchimica e Assogasliquidi (in attesa di programma)
<https://www.federchimica.it/>
- 15-17 luglio
International Conference on Energy and Environment Research
 Evento online e in presenza
 Porto, Portogallo
 Organizzato da Polytechnic of Porto e SCIEI
<https://iceer.net/>
- 17-19 luglio
International Conference on Environment and Sustainable Development
 Evento online e in presenza
 Londra, Regno Unito
 Organizzato da ESDCONF
<https://www.esdconf.org/>
- 22-24 luglio
International Congress on Water, Waste and Energy Management
 Evento online e in presenza
 Gran Canaria, Spagna
 Organizzato da Sciknowledge European Conferences
<https://wastewater-europe.eu/>
- 23-25 luglio
World Conference on Climate Change and Global Warming
 Evento online e in presenza
 Copenhagen, Danimarca
 Organizzato da CCGCONF
<https://www.ccgconf.org/>
- 27-30 luglio
International Conference on Power Energy Systems and Applications
 Evento online e in presenza
 Monaco di Baviera, Germania
 Organizzato da Bayreuth University e Nanjing University
<https://www.icpesa.org>
- 27-29 luglio
International Conference on Green Energy and Environmental Technology
 Evento online e in presenza
 Gran Canaria, Spagna
 Organizzato da Sciknowledge European Conferences
<https://greenenergy-europe.eu/>
- 1-3 agosto
International Conference on Clean and Green Energy
 Evento online e in presenza
 Tokyo, Giappone
 Organizzato da Japan-China Association for Environment and Friendship Intercommunion Promotion
<https://www.iccge.org/>
- 14-16 agosto
International Zhejiang Power Electronics Conference
 Evento online e in presenza
 Hangzhou, Cina
 Organizzato da IEEE
<https://www.zpec.org.cn>
- 19-21 agosto
International Conference on Smart Energy Grid Engineering
 Evento online e in presenza
 Oshawa, Canada
 Organizzato da Ontario Tech University
<http://www.ieee-sege.com/>
- 24-25 agosto
Global Summit on Renewable & Non-Renewable Energy Sources
 Parigi, Francia
 Organizzato da GSRNRES2026
<http://globalnresummit.com/>
- 27-29 agosto
International Conference on Environmental Systems Research
 Evento online e in presenza
 Roma, Italia
 Organizzato da ICESR
<https://www.icesr.org/>

4-6 settembre

Forum di Cernobbio - Lo Scenario di oggi e di domani per le strategie competitive

Cernobbio, Italia

Organizzato da TEHA

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

8-9 settembre

Battery and Energy Storage Tech Conference

Barcellona, Spagna

Organizzato da Battery Es Tech

<https://batterytechexpo.europe.com/>

9-11 settembre

AIM: Convegno nazionale sul futuro tra ricerca e innovazione

Brescia, Italia

Organizzato da AIM

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

9-10 settembre

International Conference on Sustainable Development

Roma, Italia

Organizzato da European Center of Sustainable Development

<https://ecsdev.org/>

10 settembre

SolarFinance - La finanza per il fotovoltaico, lo storage e la manifattura

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

14-17 settembre

Gastech 2026

Bangkok, Thailandia

Organizzato da Dmg Events

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

14-18 settembre

EU PVSEC 2026

Rotterdam, Paesi Bassi

Organizzato da WIP Renewable Energies

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

15-16 settembre

European Geothermal Energy 2026: Exploration, Drilling & Reservoir Management

Berlino, Germania

Organizzato da Prospero Events Group

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

16-18 settembre

RemTech Expo 2026

Ferrara, Italia

Organizzato da Ferrara Expo

<https://remtechexpo.com/>

16-18 settembre

Solar PV & Energy storage world expo

Guangzhou, Cina

Organizzato da Guangdong Grandeur International Exhibition Group

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

22 settembre

Solar Building

Evento online e in presenza

Vicenza, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

22-23 settembre

Evento finale POR H2

Napoli, Italia

Organizzato da ENEA, RSE e CNR

<https://tally.so/>

22-23 settembre

SSEC – Storage & Solar Expo Conference

Vicenza, Italia

Organizzato da leg

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

29-30 settembre

Italian Energy Summit 2026

Milano, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi

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

30 settembre – 2 ottobre

HEYSUN 2026

Misterbianco, Italia

Organizzato da SicilyHub

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

7-8 ottobre

Solar and Storage Live Italia 2026

Verona, Italia

Organizzato da Terrapinn

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

7-9 ottobre

Urban Tech 2026 – The Urban Technology Show

Bologna, Italia

Organizzato da BolognaFiere

<https://urbantech.show/>

14 ottobre

Geopolitica e sicurezza energetica: i nuovi equilibri globali

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy

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

15 ottobre

Made in Europe, Green Tech e Mobilità sostenibile

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy

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

16-17 ottobre

Mettere in moto le Alpi - immaginare la mobilità del futuro

Bolzano, Italia

Organizzato da Cipra

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

20-22 ottobre

NetZero Milan Expo Summit 2026

Milano, Italia

Organizzato da Fiera Milano

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

3-6 novembre

Ecomondo

Rimini, Italia

Organizzato da Ecomondo

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

9-20 novembre

COP31

Antalya, Turchia

Organizzato da ONU

<https://unfccc.int/>

26-27 novembre

Accadueo

Bari, Italia

Organizzato da Accadueo

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

30 novembre – 1 dicembre

Forum Italia Solare 2026

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

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.