

APPROFONDIMENTO
HORMUZ 2026: ANATOMIA DI UNA CRISI IN DUE FASI

Lisa Orlandi (RIE)

L'equilibrio energetico mondiale è crollato all'improvviso il 28 febbraio 2026, giorno in cui Stati Uniti e Israele hanno lanciato un attacco congiunto contro obiettivi strategici in Iran. La conseguente risposta militare di Teheran e l'imposizione di un blocco di fatto sullo Stretto di Hormuz con la minaccia di dare alle fiamme le navi di passaggio hanno concretizzato il peggiore scenario temuto dagli analisti energetici, dando vita a un vero e proprio terremoto logistico e alla crisi più grave degli ultimi settant'anni. L'impossibilità di far transitare le petroliere attraverso questo chokepoint nevralgico (per greggio, prodotti raffinati e gas naturale liquefatto) ha provocato in pochi giorni il più grande shock di offerta della storia contemporanea. Non potendo stoccare il greggio indefinitamente, i Paesi produttori

del Golfo sono stati costretti alla chiusura forzata dei pozzi (shut-in), affrontando il rischio concreto di alterare la pressione dei giacimenti e di causare danni strutturali permanenti. Sul fronte dei prezzi, la reazione iniziale dei mercati ha evidenziato un vero e proprio paradosso. Nonostante un'interruzione reale di offerta di gran lunga superiore a quella di tutte le grandi crisi petrolifere del passato (quando le riduzioni si attestavano tra i 4 e i 5 mil. bbl/g), i rialzi sono stati più contenuti. Partendo da un livello pre-conflitto attorno ai 70 doll/bbl (27 febbraio), il Brent ha registrato un aumento di poco superiore al 60% rispetto al picco massimo, portandosi a 118 doll/bbl sia a fine marzo che a fine aprile, per poi ripiegare attorno ai 100 doll/bbl e scendere sotto tale soglia nell'ultima decade di maggio.

continua a pag. 25


IN QUESTO NUMERO
REPORT/ LUGLIO 2026

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

APPROFONDIMENTO

 Hormuz 2026: anatomia di una crisi
 in due fasi
 Lisa Orlandi (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

Pagina 28

APPUNTAMENTI

Pagina 30

MERCATO ELETTRICO ITALIA

A cura del GME

■ Sul MGP il Pun Index GME sale a 157,04 €/MWh (+24,53 €/MWh), in concomitanza di una crescita dei prezzi del gas, di acquisti in significativo aumento (29,4 TWh, +11,2%, con la liquidità del mercato all'84,6%) e volumi di impianti rinnovabili in flessione. Con riferimento alla struttura dell'offerta, a luglio si

registra, sul lato della vendita, un generale maggior utilizzo dei blocchi, divenuti modalità prevalente di offerta per i volumi degli impianti a ciclo combinato. I volumi negoziati sul MI salgono a 3,7 TWh, di cui 1,4 TWh su XBID, attestatosi sul livello più alto dal suo avvio. Crescono a 19,5 TWh le transazioni registrate sulla PCE.

PUN INDEX GME

Il Pun Index GME sale a 157,04 €/MWh (+24,53 €/MWh su giugno), in un contesto connotato da prezzi del gas in forte crescita (IGI: 56,61 €/MWh, +9,45 €/MWh, il livello più alto dal suo avvio) e acquisti in aumento a livelli tra i più alti mai osservati. Concorre alla crescita del prezzo italiano un calo dei volumi FER, mentre mitiga

il suo aumento un rialzo delle importazioni nette. Crescono i prezzi sia nelle ore di picco (158 €/MWh, +27 €/MWh), sia in quelle fuori picco (157 €/MWh, +23 €/MWh), con il rapporto picco/baseload a 1,00. In ultimo, si osservano minimi quart'orari del Pun Index GME fino a 0 €/MWh il 5 luglio (Grafico 1 e Tabella 1).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi

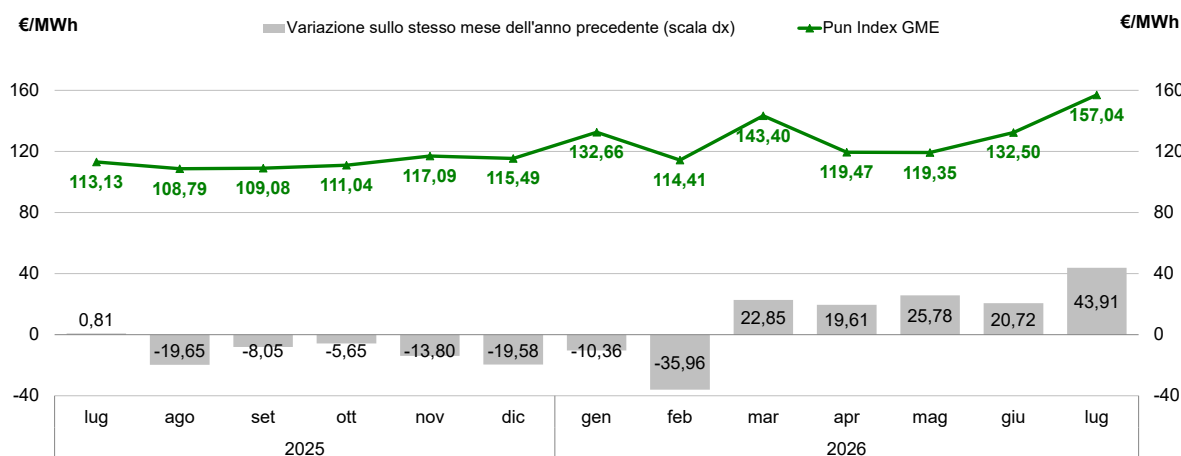
Fonte: GME

	Prezzo medio				Volumi				Liquidità	
	2026	2025	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2026	2025
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	GWh	Var.	GWh	Var.		
Baseload	157,04	113,13	+43,91	+38,8%	24.911	+10,4%	29.432	+7,0%	84,6%	82,0%
<i>Picco</i>	157,50	111,80	+45,70	+40,9%	10.874	-59,3%	12.628	-60,5%	86,1%	83,7%
<i>Fuori picco</i>	156,77	113,91	+42,85	+37,6%	14.037	-30,2%	16.804	-32,5%	83,5%	80,7%
<i>Minimo</i>	0,00	22,22			21,7		6,7		76,7%	74,8%
<i>Massimo</i>	262,74	234,20			44,1		12,7		93,3%	90,7%

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

Grafico 1: MGP, Pun Index GME

Fonte: GME



MERCATO ELETTRICO ITALIA

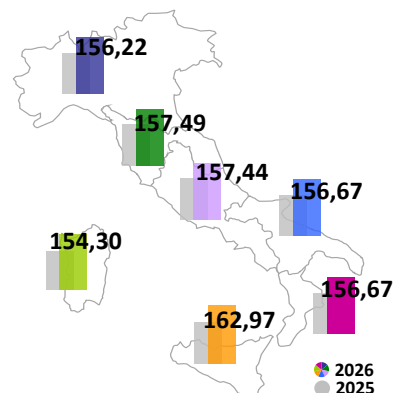
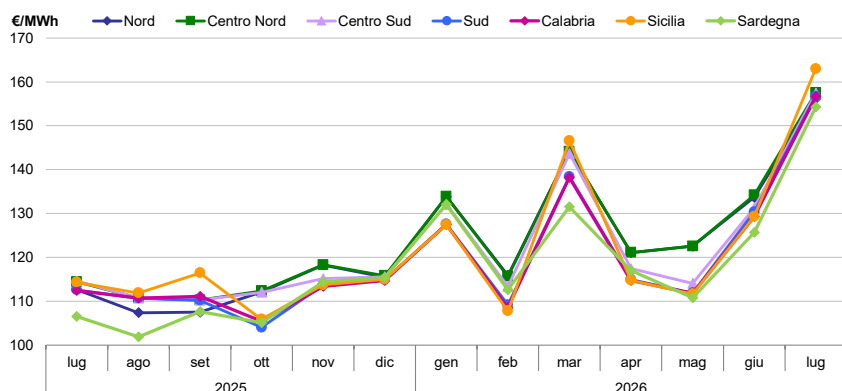
I PREZZI ZONALI

I prezzi zionali medi risultano tutti in crescita, attestandosi sulla penisola e in Sardegna sui 154/157 €/MWh (+23/+29 €/MWh) e toccando in Sicilia un massimo di 163 €/MWh (+34 €/MWh), anche in presenza di restringimenti sui transiti NORD-CNOR e SARD-CSUD. Con riferimento ai valori estremi osservati sul

mercato, si osservano in tutto il Sistema minimi al quarto d'ora fino a 0 €/MWh il 5 luglio, mentre prezzi pari a 0 €/MWh si osservano anche il 4 luglio nelle zone Sud, Calabria e Sicilia. Su quest'ultima, si registrano massimi di oltre 300 €/MWh in diversi giorni del mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zionali

Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

Le offerte semplici in vendita calano a 27,1 TWh (-5,9% su giugno), accettate per 19,0 TWh, e concentrate sul prodotto a 15 minuti (il 65% del totale), mentre salgono le offerte in vendita tramite blocchi, registrando un deciso aumento a 13,8 TWh (+42,2%), di cui 5,2 TWh accettati e stabilmente concentrati sul prodotto a 15 minuti (il 95% del totale). In particolare, sempre con riferimento ai blocchi, si osserva nel mese corrente un'inversione della modalità di offerta dei cicli combinati rispetto al precedente mese di giugno, con la quota maggiore dei volumi offerti in vendita concentrata sulla

modalità d'offerta a blocchi, pari a circa il 61% dell'offerta totale. Tale cambio di tendenza è più evidente al Nord e in Sicilia, dove la quota dell'offerta a blocchi degli impianti CCGT si attesta rispettivamente al 59% e al 62% (contro il 48% e il 4% di giugno). Sul lato della domanda, le offerte semplici in acquisto crescono a 30,5 TWh (+15,7%), accettate per 29,0 TWh, e concentrate sul prodotto a 15 minuti (il 96% del totale). Il livello dei volumi offerti in acquisto tramite blocchi rimane pressoché invariato 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	17.566 (-11,3%)	12.397 (+1,8%)	5.169 (-32,3%)	13.450 (+43,2%)	4.896 (+86,8%)	8.554 (+26,3%)
30 min	10 (+35,2%)	2 (-55,0%)	8 (+175,8%)	-	-	-
60 min	9.528 (+6,2%)	6.565 (+10,4%)	2.963 (-2,1%)	319 (+8,9%)	259 (+31,3%)	60 (-37,5%)
TOTALE NAZIONALE	27.105 (-5,9%)	18.965 (+4,6%)	8.140 (-23,7%)	13.770 (+42,2%)	5.156 (+82,9%)	8.614 (+25,4%)

OFFERTE DI ACQUISTO (GWh)						
MTU	SEMPLICI			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	29.451 (+15,8%)	27.941 (+15,7%)	1.510 (+16,8%)	5 (+57,4%)	3 (+11,5%)	2 (+297,2%)
30 min	-	-	-	-	-	-
60 min	1.055 (+14,2%)	1.026 (+15,3%)	29 (-15,1%)	10 (-11,9%)	10 (-7,1%)	- (-100,0%)
TOTALE NAZIONALE	30.505 (+15,7%)	28.967 (+15,7%)	1.538 (+16,0%)	15 (+3,1%)	13 (-3,5%)	2 (+84,3%)

*in tabella sono riportate le variazioni rispetto al mese precedente

Grafico 3: MGP, struttura dell'offerta

Fonte: GME

Grafico 3a: quantità vendute e rifiutate

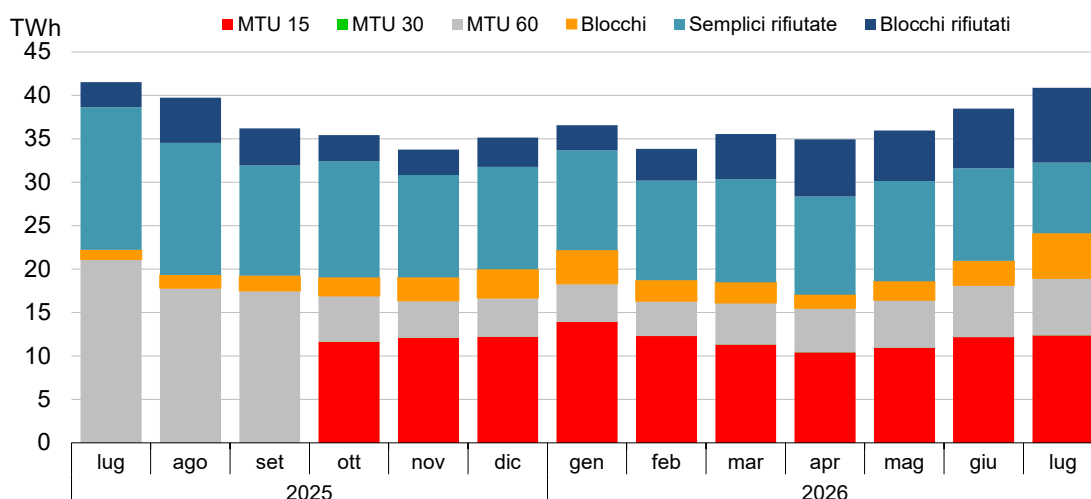
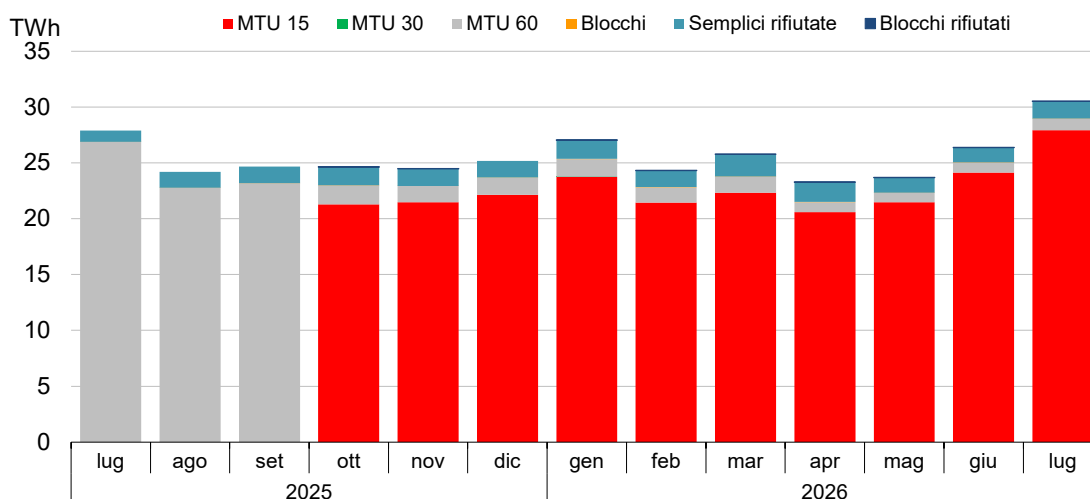


Grafico 3b: quantità acquistate e rifiutate



I VOLUMI

I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema salgono su uno dei livelli più alti mai osservati, pari a 29,4 TWh (+11,2% in media quart'oraria su giugno). L'aumento è osservabile sia su IPEX, a 24,9 TWh (+10,7%), sia sulla componente fuori borsa, a 4,5 TWh (+14,0%), con la liquidità del mercato in calo all'84,6% (-0,4 p.p.). Salgono in tutte le zone gli acquisti

nazionali, attestatisi a 29,0 TWh (+11,9%), mentre cala l'export, a 0,5 TWh (-22,7%), il minimo da aprile. Sul lato dell'offerta, anche le vendite nazionali risultano in diffusa crescita a livello zonale, pari a 24,1 TWh (+11,4%), e aumentano anche le importazioni, a 5,3 TWh (+10,0%), il livello più alto dal mese di aprile (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 4).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	24.911	+10,4%	84,6%
Operatori	16.514	+15,0%	56,1%
GSE	3.119	+4,1%	10,6%
Zone estere	5.278	+1,5%	17,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	4.521	-8,8%	15,4%
Zone estere	34	-67,6%	0,1%
Zone nazionali	4.488	-7,5%	15,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	29.432	+7,0%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.787	-13,3%	
OFFERTA TOTALE	46.219	-1,4%	

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	24.911	+10,4%	84,6%
Acquirente Unico	591	+7,2%	2,0%
Altri operatori	19.113	+9,5%	64,9%
Pompaggi	172	+29,1%	0,6%
Zone estere	452	-25,4%	1,5%
Saldo programmi PCE	4.582	+20,1%	15,6%
PCE (incluso MTE)	4.521	-8,8%	15,4%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.103	+4,3%	30,9%
Saldo programmi PCE	-4.582	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	29.432	+7,0%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.001	-2,4%	
DOMANDA TOTALE	31.433	+6,3%	

Grafico 4: MGP, liquidità

Fonte: GME

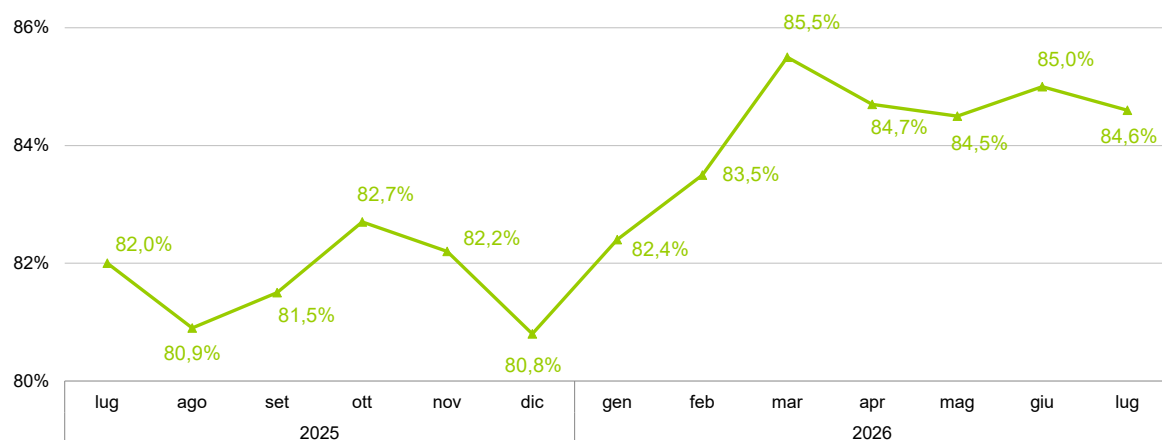


Tabella 5: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media a 15 min	Var	Totale	Media a 15 min	Var	Totale	Media a 15 min	Var
Nord	21.464	7,2	+2,1%	12.348	4,1	+8,2%	15.823	5,3	+7,8%
Centro Nord	1.714	0,6	+13,3%	1.402	0,5	+15,3%	2.553	0,9	+10,0%
Centro Sud	6.158	2,1	-7,6%	3.350	1,1	+13,3%	5.350	1,8	+7,8%
Sud	4.275	1,4	-19,5%	3.001	1,0	+2,4%	1.914	0,6	+5,3%
Calabria	2.914	1,0	+0,0%	1.538	0,5	+6,9%	600	0,2	+3,8%
Sicilia	2.827	0,9	+5,9%	1.295	0,4	+12,4%	1.824	0,6	+6,5%
Sardegna	1.522	0,5	+8,3%	1.186	0,4	+7,5%	916	0,3	+12,0%
Totale nazionale	40.874	13,7	-1,5%	24.120	8,1	+8,6%	28.980	9,7	+7,8%
Estero	5.345	1,8	-0,5%	5.312	1,8	+0,2%	452	0,2	-27,5%
Sistema Italia	46.219	15,5	-1,4%	29.432	9,9	+7,0%	29.432	9,9	+7,0%

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

LE FONTI

In un contesto connotato, in particolar modo, da una decisa crescita della domanda, salgono le vendite dei cicli combinati (3,8 GWh in media al quarto d'ora su giugno, +1,0 GWh), con la quota di mercato delle fonti tradizionali in aumento al 52,0% (+7,5 p.p.). Concorre all'aumento dei volumi termici

anche un calo delle vendite FER, per effetto principalmente di una flessione dell'idrico, mentre crescono i volumi eolici e solari, con gli ultimi su uno dei livelli più alti mai osservati. Per effetto delle suddette dinamiche, la quota di mercato delle fonti rinnovabili cala a 46,4% (-7,1 p.p.) (Tabella 6, Grafico 5).

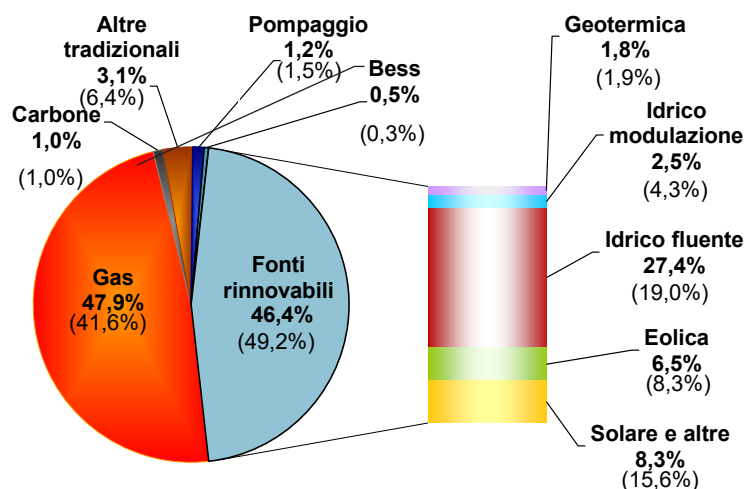
Tabella 6: MGP, vendite per fonte

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	6.694	+20,3%	495	+23,9%	1.653	+16,0%	1.478	+13,7%	1.129	+5,2%	421	-11,3%	661	+3,3%	12.532	+15,2%
Gas	6.380	+30,3%	487	+45,8%	1.567	+25,0%	1.382	+24,1%	1.074	+8,1%	283	+2,8%	385	+2,4%	11.559	+25,0%
Carbone	0	-	-	-	0	-	0	-	0	-	-	-	232	+5,7%	232	+5,7%
Altre	314	-52,9%	8	-88,5%	87	-49,8%	96	-48,3%	55	-30,9%	138	-30,8%	44	-0,7%	741	-47,6%
Fonti rinnovabili	5.355	-3,1%	907	+11,1%	1.663	+12,2%	1.523	-6,6%	409	+11,8%	872	+29,0%	472	+6,8%	11.201	+2,4%
Idraulica	4.551	+21,9%	409	+171,0%	885	+85,6%	675	+50,2%	213	+77,7%	306	+91,6%	173	+88,6%	7.213	+39,2%
- Fluente	4.027	+41,2%	396	+174,1%	853	+95,9%	658	+51,1%	213	+80,9%	306	+94,8%	164	+107,5%	6.616	+56,8%
- Modulazione	524	-40,5%	14	+104,1%	32	-22,8%	17	+22,2%	0	-99,1%	0	-100,0%	10	-25,2%	597	-37,9%
Geotermica	-	-	426	-0,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	426	-0,8%
Eolica	11	-28,0%	9	-34,5%	273	-22,4%	713	-15,6%	169	-2,4%	276	-7,9%	118	-23,5%	1.568	-15,3%
Solare e altre	793	-55,4%	62	-71,9%	504	-22,7%	135	-59,9%	27	-63,4%	291	+33,9%	181	-7,9%	1.994	-42,6%
Sistemi di accumulo	299	-7,9%	1	-7,3%	34	-31,2%	0	-	0	-	1	+114,7%	53	+149,3%	387	-2,3%
Pompaggio	255	-12,7%	0	-	23	-41,6%	0	-	0	-	0	-100,0%	0	-100,0%	277	-16,3%
Bess e altri accumuli	44	+34,5%	1	-7,3%	11	+7,9%	0	-	0	-	1	+172,7%	53	+156,9%	110	+68,8%
Totale	12.348	+8,2%	1.402	+15,3%	3.350	+13,3%	3.001	+2,4%	1.538	+6,9%	1.295	+12,4%	1.186	+7,5%	24.120	+8,6%

Grafico 5: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

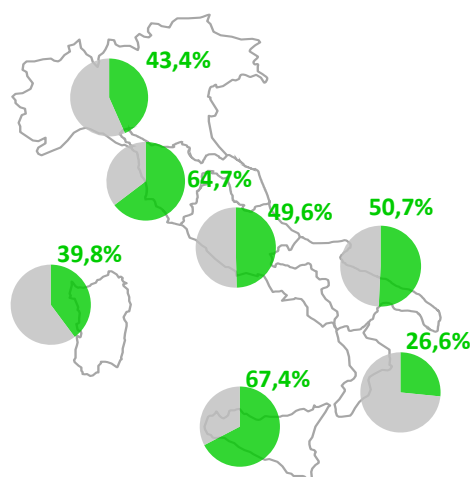
Fonte: GME



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

Grafico 6: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



MERCATO ELETTRICO ITALIA

LE FRONTIERE ESTERE

Il saldo con l'estero cresce a 4,9 TWh (+0,8 TWh su giugno, il massimo da aprile), in virtù principalmente di un aumento dei flussi in entrata osservabile su tutte le frontiere, con l'eccezione di quella francese, sulla quale si osserva una flessione delle importazioni anche in corrispondenza di una riduzione della

NTC. A sostenere la crescita dell'import netto si affianca sia un calo del livello dell'export, più intenso sulla frontiera slovena, in concomitanza anche di prezzi esteri più frequentemente inferiori o uguali al riferimento del Nord, sia un minor impatto del vincolo generalizzato (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*	2.259 (2.047)	100,0% (99,7%)	- (0,3%)	- (-)	95,9% (95,3%)	- (-)	3.056 (2.811)	2.259 (2.049)	2.251 (2.049)	1.822 (1.920)	0 (2)	0 (2)
Italia - Svizzera	1.872 (2.348)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	4.653 (3.558)	1.982 (2.386)	n/a n/a	3.687 (3.042)	110 (39)	n/a n/a
Italia - Austria*	268 (261)	92,8% (95,4%)	5,8% (3,4%)	1,4% (1,2%)	87,2% (92,6%)	4,4% (3,0%)	406 (376)	273 (264)	273 (264)	148 (140)	5 (3)	5 (3)
Italia - Slovenia*	262 (139)	87,6% (70,4%)	9,4% (27,6%)	3,0% (2,0%)	76,5% (57,6%)	3,9% (14,2%)	466 (438)	290 (225)	290 (225)	616 (623)	28 (87)	28 (87)
Italia - Montenegro	286 (-42)	89,0% (44,2%)	9,7% (55,4%)	1,3% (0,4%)	- (-)	- (-)	1.391 (595)	377 (183)	n/a n/a	1.491 (1.055)	91 (225)	n/a n/a
Italia - Grecia*	115 (129)	72,3% (55,9%)	11,4% (22,8%)	16,3% (21,3%)	81,9% (61,2%)	8,4% (17,2%)	250 (500)	131 (196)	131 (196)	250 (500)	16 (68)	16 (68)
Italia - Malta	-124 (-130)	- (-)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	19,6% (12,2%)	225 (225)	0 (-)	n/a n/a	225 (225)	124 (130)	n/a n/a
TOTALE**	4.937 (4.751)							5.312 (5.303)	2.946 (2.734)		375 (552)	50 (159)

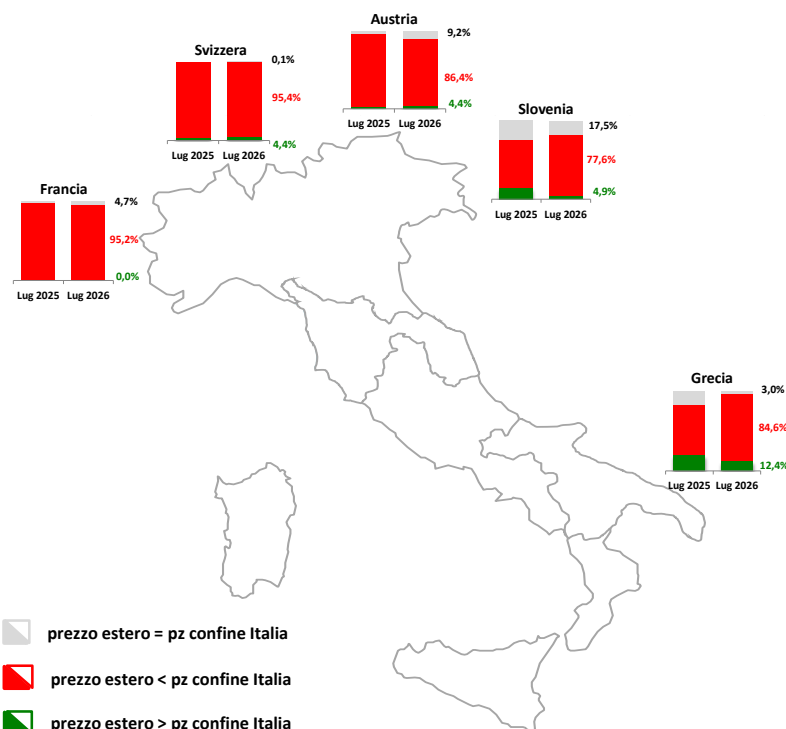
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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

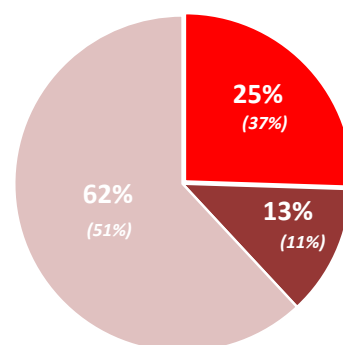
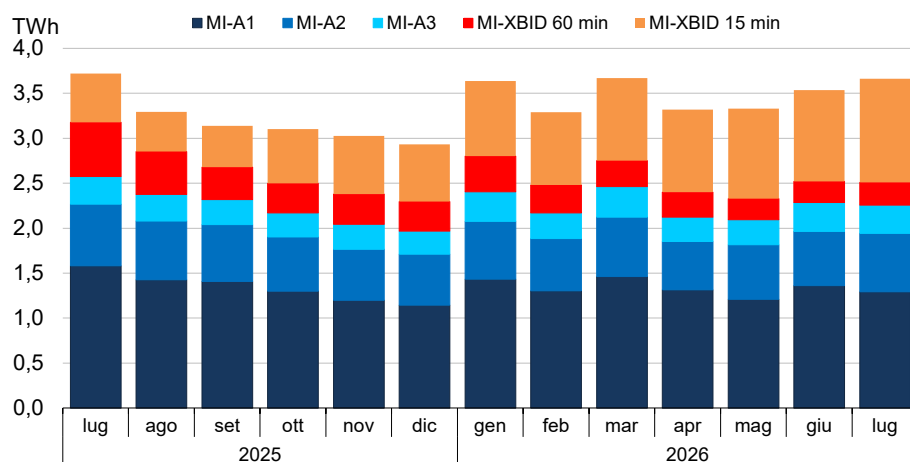
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

I volumi sul Mercato Infragiornaliero salgono sui massimi da aprile, attestandosi a 3,7 TWh (+0,1 TWh su giugno). In particolare, a fronte di volumi sostanzialmente stabili sui mercati in asta (2,3 TWh), la crescita degli scambi è osservabile su XBID (1,4 TWh, +0,1 TWh), il quale si porta sul livello più alto dal suo avvio, con la liquidità del prodotto a 15 minuti sul totale negoziato in aumento all'82% (1,2 TWh). Sempre con riferimento al mercato a negoziazione continua, il numero di abbinamenti si mantiene pressoché invariato sui 2,6 milioni (di cui 2,5 milioni sul prodotto con MTU 15 minuti), stabilmente concentrati nelle fasi 2 e 3 (sempre nell'intorno del 90% per entrambi i prodotti), e la quota degli scambi tra

diverse zone nazionali in aumento al 62% (+9 p.p.), quella con l'estero in calo al 25% (-9 p.p.) e all'interno della stessa zona nazionale fondamentalmente stabile intorno al 13%. Per quanto riguarda i prezzi medi, analogamente a quanto osservato sul MGP, si registrano quotazioni in decisa crescita sia sui mercati in asta (156/159 €/MWh, +25/+27 €/MWh), sia su XBID (161/162 €/MWh, +23/+27 €/MWh), con valori leggermente inferiori a quelli del Mercato del Giorno Prima sul MI-A1 e MI-A3 e superiori sui restanti mercati (Grafico 7, Grafico 8, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10). In ultimo, si registrano su XBID sul prodotto a 15 minuti abbinamenti a prezzi minimi fino a -250 €/MWh al Sud e in Calabria.

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	512	-35,9%	243	-22,3%	121	-8,3%	876	-29,6%	68	-55,7%	335	131,4%	1.279	-17,3%
Centro Nord	128	61,6%	50	5,4%	18	5,0%	197	36,2%	27	-53,1%	128	224,9%	352	45,0%
Centro Sud	163	-29,8%	99	2,1%	41	-2,0%	303	-18,4%	18	-70,0%	124	96,7%	445	-10,5%
Sud	192	-12,4%	88	-8,0%	40	-20,7%	321	-12,4%	27	-57,5%	120	114,8%	468	-4,2%
Calabria	39	-11,6%	24	96,6%	10	26,6%	73	13,4%	4	-43,8%	19	108,1%	95	19,0%
Sicilia	86	15,0%	49	34,8%	28	64,7%	163	27,2%	7	-53,3%	73	423,3%	243	54,1%
Sardegna	67	10,1%	42	19,0%	15	-27,2%	124	6,3%	3	-65,1%	41	89,6%	168	14,2%
Estero	104	44,0%	56	16,9%	40	94,9%	200	42,2%	98	-58,5%	315	77,4%	613	9,4%
Totale	1.291	-18,4%	652	-5,0%	313	1,9%	2.256	-12,4%	252	-58,1%	1.155	119,9%	3.662	-1,5%

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	609	-25,1%	270	-13,5%	109	-4,0%	988	-20,3%	71	-57,1%	325	92,2%	1.385	-12,4%
Centro Nord	48	-16,2%	37	26,3%	10	-12,8%	95	-3,1%	20	-63,1%	113	213,0%	229	19,8%
Centro Sud	163	-22,8%	91	-15,9%	29	-34,8%	283	-22,2%	19	-71,6%	136	112,6%	439	-11,7%
Sud	225	-21,2%	88	-17,0%	30	-44,2%	343	-23,0%	31	-58,7%	120	99,5%	494	-15,2%
Calabria	64	-8,4%	27	65,0%	8	-17,2%	99	3,0%	3	-62,1%	19	159,1%	121	8,0%
Sicilia	88	41,1%	52	59,7%	25	36,1%	165	45,7%	6	-65,4%	73	344,5%	244	64,3%
Sardegna	46	-9,3%	37	11,5%	10	-35,6%	93	-6,5%	2	-81,0%	44	139,1%	139	7,9%
Estero	48	54,4%	48	4,5%	92	127,3%	189	59,8%	99	-51,0%	324	111,3%	611	27,7%
Totale	1.291	-18,4%	652	-5,0%	313	1,9%	2.256	-12,4%	252	-58,1%	1.155	119,9%	3.662	-1,5%

Grafico 8: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

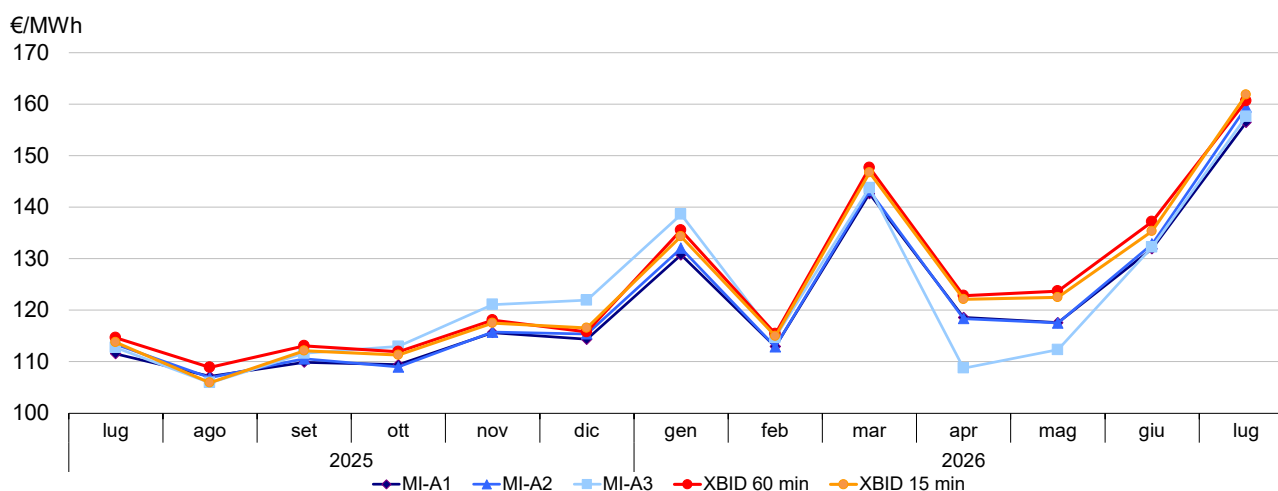


Tabella 10: MI, prezzi zonali medi

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	156,22	157,64	155,55 (-0,4%)	39,9%	158,40 (+1,4%)	40,3%	155,24 (-1,5%)	37,5%	159,06 (+1,8%)	39,8%	160,06 (+2,5%)	42,2%
Centro Nord	157,49	159,22	157,21 (-0,2%)	37,4%	159,88 (+1,5%)	39,0%	159,29 (+0,0%)	38,2%	163,51 (+3,8%)	39,7%	164,25 (+4,3%)	42,1%
Centro Sud	157,44	159,12	157,10 (-0,2%)	38,2%	159,81 (+1,5%)	38,9%	159,28 (+0,1%)	38,3%	161,52 (+2,6%)	39,6%	162,63 (+3,3%)	40,7%
Sud	156,67	157,93	156,32 (-0,2%)	40,4%	159,30 (+1,7%)	41,7%	158,16 (+0,1%)	41,2%	161,52 (+3,1%)	42,7%	161,71 (+3,2%)	42,7%
Calabria	156,67	157,93	156,32 (-0,2%)	39,5%	159,30 (+1,7%)	41,7%	158,17 (+0,2%)	41,4%	159,72 (+1,9%)	41,8%	161,48 (+3,1%)	42,7%
Sicilia	162,97	165,14	162,10 (-0,5%)	42,3%	165,13 (+1,3%)	44,4%	166,24 (+0,7%)	44,8%	165,36 (+1,5%)	44,6%	167,23 (+2,6%)	45,9%
Sardegna	154,30	153,80	154,66 (+0,2%)	45,6%	157,56 (+2,1%)	45,3%	154,86 (+0,7%)	48,1%	159,61 (+3,4%)	45,1%	161,29 (+4,5%)	47,6%

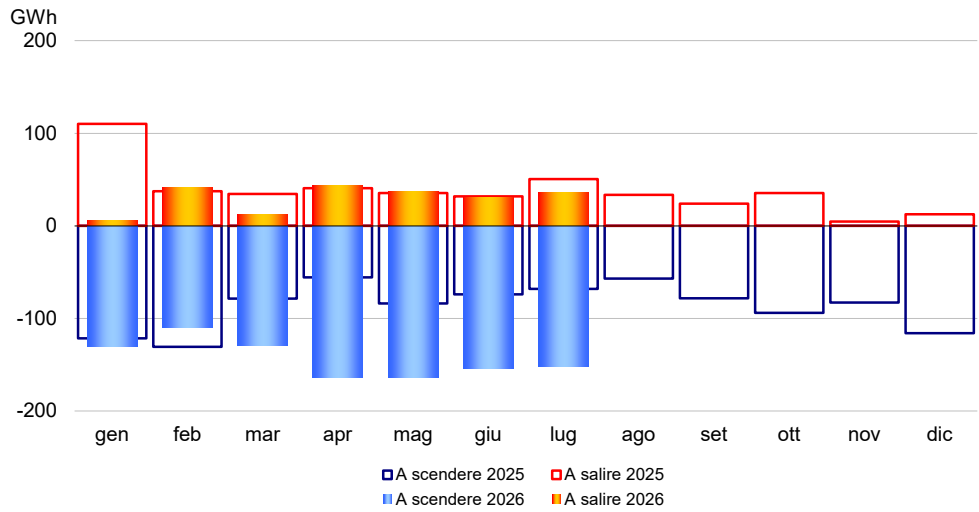
NOTE: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore). Si fornisce il dato MGP (13-24 h) per confronto con MI-A3.

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

Sul mercato a scendere le vendite del TSO si attestano a 152 GWh, mentre i suoi acquisti sul mercato a salire risultano pari a 36 GWh (Grafico 9).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

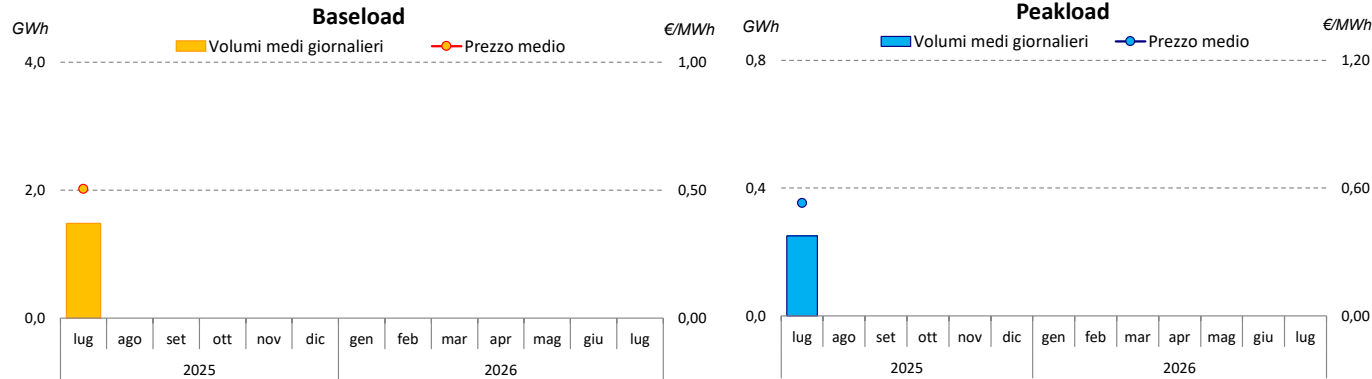
Non si registrano scambi sul MPEG nel mese di luglio (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	GWh	GWh/g
Baseload	-	0/31	-	-	-	-	-
	(25)	15/31	(0,51)	(0,38)	(0,70)	(22,2)	(1,5)
Peakload	-	0/23	-	-	-	(-)	(-)
	(6)	6/23	(0,53)	(0,45)	(0,65)	(1,5)	(0,3)
Totale	-					-	
	(31)					(24)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

A luglio non si registrano scambi sul MTE. Di conseguenza, per effetto della chiusura del periodo di contrattazione del prodotto baseload mensile Agosto 2026 (30,5 GWh), la posizione aperta complessiva cala a 155,1 GWh. I prezzi

di controllo salgono su tutti i prodotti (+10%/+35%), con l'eccezione del prodotto peakload III Trimestre 2027, il quale si mantiene stabile sui livelli del mese precedente (Tabella 11 e Grafico 10).

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				MW mese in corso	MW mese precedente	MW	GWh
Agosto 2026	145,71	+10,3%	-	-	-	-	-	41	31
Settembre 2026	171,22	+23,9%	-	-	-	-	-	41	30
Ottobre 2026	175,97	+34,6%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2026	167,77	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2026	158,55	+17,4%	-	-	-	-	-	37	82
I Trimestre 2027	144,42	+16,5%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2027	103,53	+10,8%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2027	118,64	+15,3%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2027	126,29	+13,8%	-	-	-	-	1	5	44
Totale			-	-	-	-	1		155

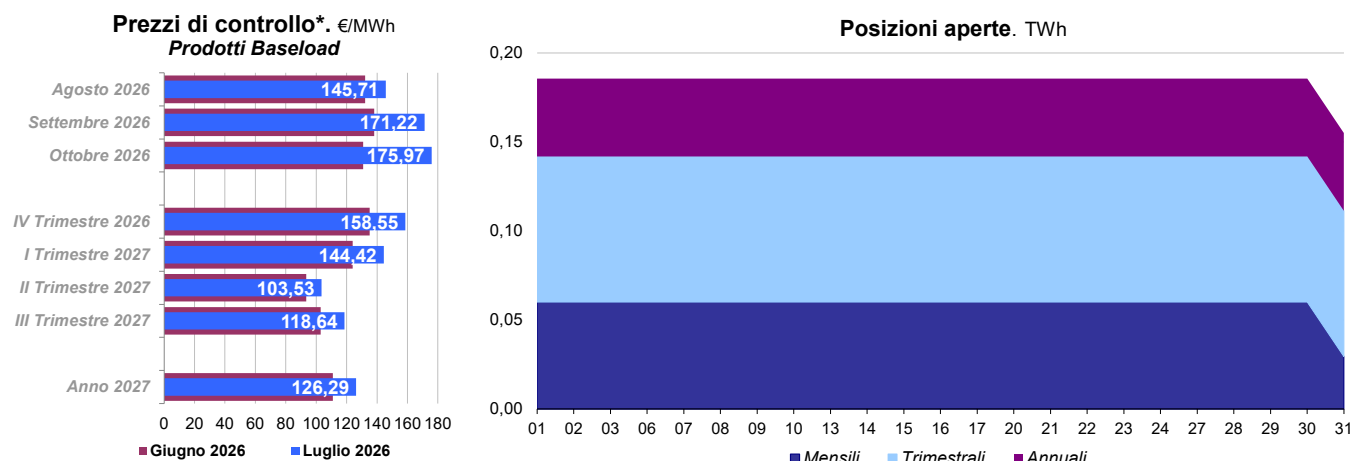
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione				MW mese in corso	MW mese precedente	MW	GWh
Agosto 2026	145,03	+13,9%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2026	167,07	+22,8%	-	-	-	-	-	-	-
Ottobre 2026	174,13	+34,4%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2026	180,20	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2026	170,80	+18,1%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2027	151,62	+16,4%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2027	105,49	+12,9%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2027	113,56	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2027	132,64	+14,4%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		-
TOTALE			-	-	-	-	1		155

* 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)

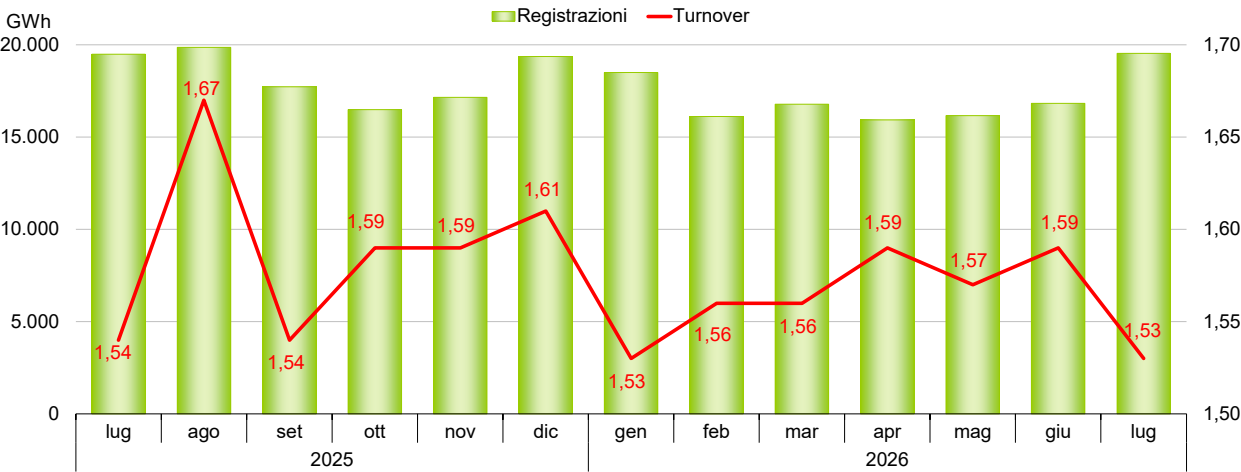
Le transazioni registrate sulla PCE crescono a 19,5 TWh (+12,3% su giugno in media al quarto d'ora), con la posizione netta anch'essa in crescita a 12,7 TWh (+16,6%). Il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta risulta pari a 1,53. I programmi registrati nei conti in immissione si attestano a 4,5 TWh, mentre in prelievo a 9,1 TWh. I relativi sbilanciamenti a programma risultano pari a 8,2 TWh e a 3,6 TWh (Tabella 12, Grafico 11).

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

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI			
	GWh	Variazione	Struttura		Immissione GWh Variazione	Prelievo GWh Variazione	
Baseload	2.427	- 23,2%	12,4%	Richiesti	5.626 -9,1%	9.107 +3,8%	
Off Peak	0	-	-	Rifiutati	1.104 -10,7%	4 +1683,8%	
Peak	16	+63,2%	0,1%	Registrati	4.521 -8,8%	9.103 +3,8%	
Week-end	-	-	-				
Totale Standard	2.443	- 22,9%	12,5%	Sbilanciamenti a programma	8.222 +6,9%	3.640 -6,0%	
Totale Non standard	17.061	+4,8%	87,3%	Saldo programmi	- -	4.582 +20,1%	
PCE bilaterali	19.504	+0,3%	99,8%				
MTE	31	+36,7%	0,2%				
MPEG	-	- 100,0%	-				
TOTALE PCE	19.535	+0,2%	100,0%				
POSIZIONE NETTA	12.743	+0,8%					

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 luglio nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati salgono a 27,7 TWh, poco sotto il massimo storico registrato ad inizio anno, rappresentando una quota sul totale consumato nel sistema pari al 54%. Gli scambi risultano concentrati sull'orizzonte day-ahead, in particolare nel mercato a negoziazione continua (11,6 TWh) e su MGS

(10,8 TWh), quest'ultimo spinto dalle negoziazioni derivanti dalle aste per la vendita del gas stoccato di ultima istanza indette da Snam Rete Gas. Con riferimento ai prezzi, a luglio l'IG Index (IGI) sale a 56,61 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sugli altri hub europei e sui mercati a pronti del GME, comprese tra 56-57 €/MWh.

IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

A luglio l'IG Index (IGI) si porta in media a 56,61 €/MWh, in aumento rispetto a giugno (+9,45 €/MWh), mostrando un andamento crescente che lo ha portato a superare i 66 €/MWh nell'ultima parte del mese. La dinamica appare in linea con quanto osservato sulle principali quotazioni europee,

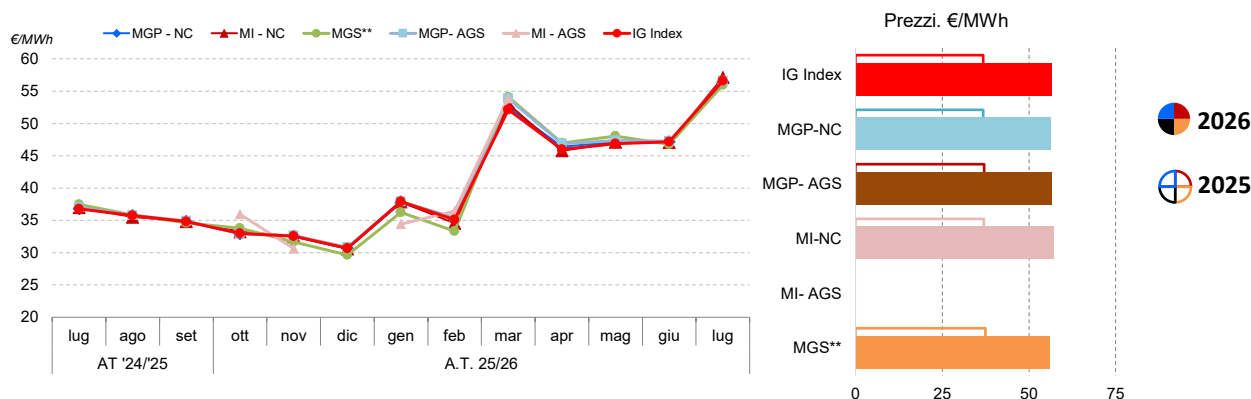
tra cui il TTF, che sale a 53,20 €/MWh (+8,32 €/MWh), per uno spread IGI-TTF che si attesta a 3,42 €/MWh. Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, anch'essi in aumento rispetto al mese precedente, risultano tutti compresi tra 56-57 €/MWh.

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

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				
	Media		Var	Min	Max
IG Index	56,61	(36,76)	+54,0%	46,74	66,48
MP-GAS					
<i>MGP</i>					
<i>Negoziazione continua</i>	56,41	(36,82)	+53,2%	45,00	67,60
<i>Comparto AGS</i>	56,63	(37,03)	+52,9%	46,51	66,90
<i>MI</i>					
<i>Negoziazione continua</i>	57,14	(37,00)	+54,5%	42,15	75,00
<i>Comparto AGS</i>	-	(-)	+0,0%	-	-
<i>MGS**</i>	55,97	(37,47)	+49,4%	39,50	66,97
<i>Stogit</i>	55,97	(37,47)	+49,4%	39,50	66,97
<i>Edison</i>	-	(-)		-	-
<i>MPL</i>	-	(-)		-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

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

I VOLUMI SUI MERCATI DEL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) risultano pari a 27,7 TWh, livello secondo solo al massimo storico registrato lo scorso gennaio, con una quota sul totale consumato nel sistema gas che sale su livelli molto alti, pari a 54%. Gli scambi sull'orizzonte day-ahead si attestano a 13,6 TWh (erano 11,8 TWh a giugno), di questi 11,6 TWh (+10%) contrattati nel comparto a negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si porta al 42%. In aumento rispetto al mese precedente anche i volumi scambiati nel comparto AGS, pari a 2,0 TWh (+23%) e 7% del totale MP-GAS, relativi principalmente a movimentazioni in acquisto di Snam. Gli scambi sull'orizzonte intraday si portano a 3,3 TWh (2,7 TWh a giugno), riguardanti

esclusivamente la negoziazione continua (+19%), il cui peso sul MP-GAS si attesta al 12%. Su tale mercato le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento risultano pari a 0,24 TWh, mentre le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB ammontano a 3,01 TWh. Nel comparto AGS non si sono registrati scambi. Le quantità scambiate sul MGS salgono ai massimi storici di 10,8 TWh, sospinte dalle negoziazioni derivanti dalle aste per la vendita del gas stoccato di ultima istanza, indette da Snam Rete Gas, pari a 10,6 TWh. Meno significativi i volumi scambiati da Snam per finalità di bilanciamento (0,2 TWh) e quelli contrattati tra operatori terzi (0,1 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	11.596.440	(10.200.528) +13,7%
Comparto AGS	2.012.544	(1.669.680) +20,5%
<i>MI</i>		
Negoziazione continua	3.264.888	(3.138.096) +4,0%
Comparto AGS	-	(-) -
MGS**	10.847.220	(334.554) +3142,3%
Stogit	10.847.220	(334.554) +3142,3%
Edison	-	(-) -
MPL	-	(-) -

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

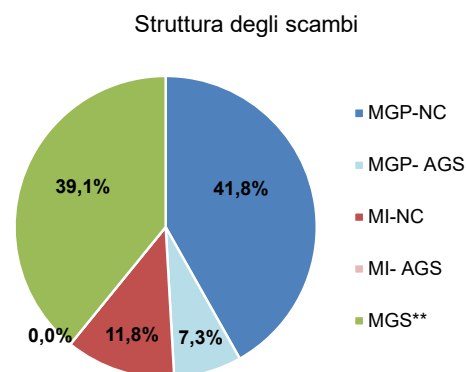
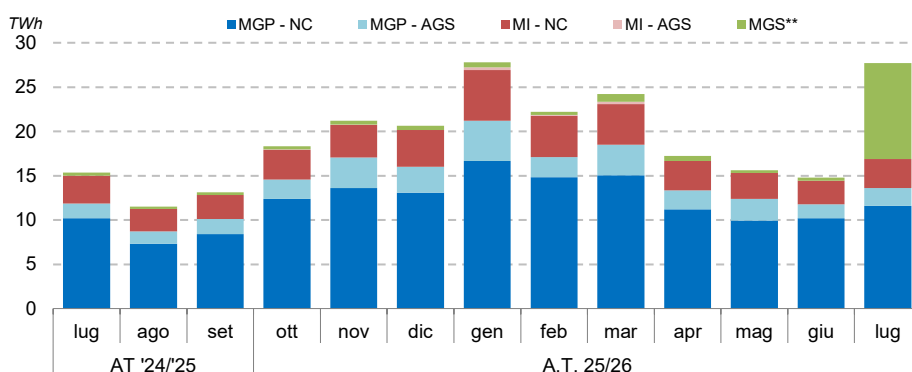


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Stogit Adriatica			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	10.847.220	(334.554)	10.847.220	(334.554)	-	(-)	-	(-)
SRG	125.582	(81.781)	10.592.580	(28.812)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	125.582	(81.781)	40.516	(28.812)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	10.552.064	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	10.721.638	(252.772)	254.640	(305.742)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

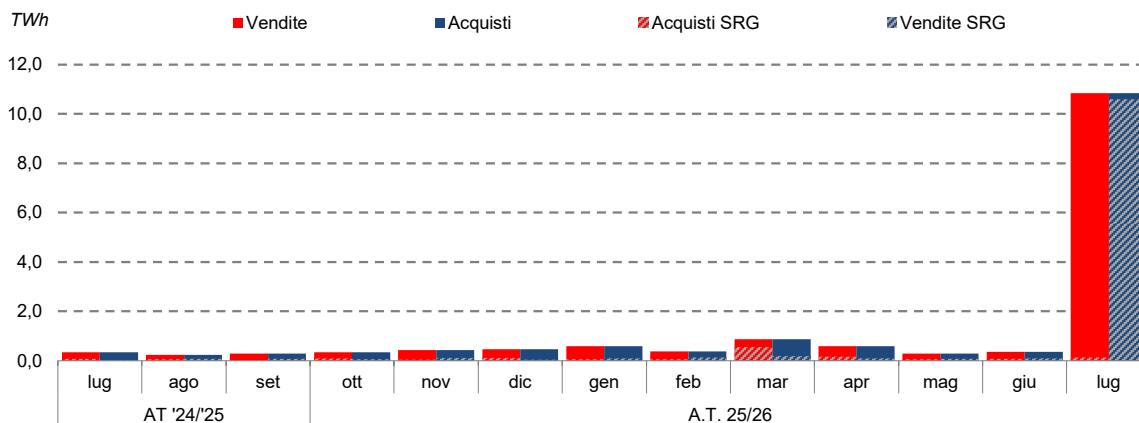
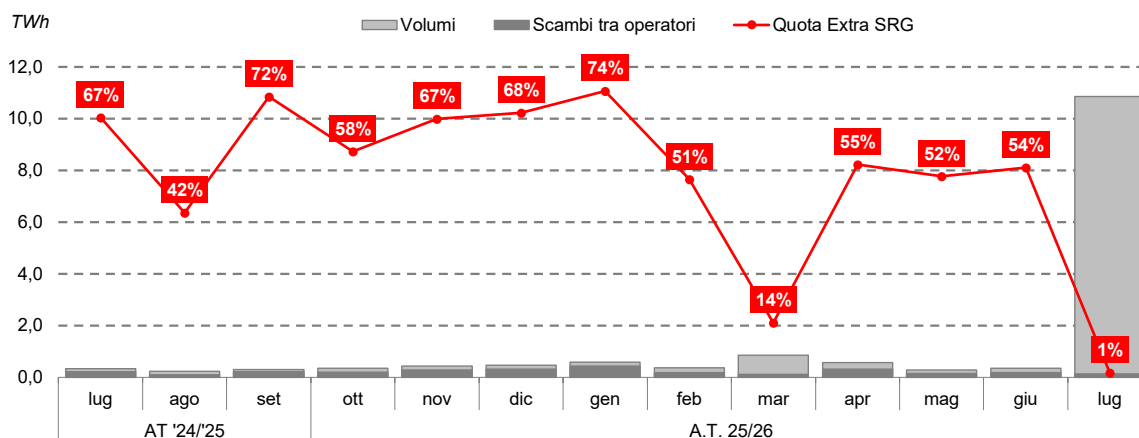


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g
BoM-2026-07	-	-	52,91	6,0%	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2026-08	-	-	57,17	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-08	-	-	56,28	34,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-09	-	-	58,27	32,4%	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-10	-	-	58,99	38,4%	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-11	-	-	57,62	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-04	-	-	58,40	44,7%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-01	-	-	52,45	20,4%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-02	-	-	43,86	20,2%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-03	-	-	40,93	17,5%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2026/2027	-	-	57,47	35,2%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2027	-	-	42,59	19,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2027	-	-	45,29	22,2%	-	-	-	-	-	-	-
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 la Domanda Italia si attesta a 4.302 milioni di mc (45,5 TWh), in aumento rispetto al mese precedente per effetto di un significativo incremento dei prelievi nel comparto termoelettrico (2.308 milioni di mc, 24,4 TWh). In calo, invece, i consumi del comparto civile (883 milioni di mc, 9,3 TWh) e industriale (930 milioni di mc, 9,8 TWh). In crescita le esportazioni, pari a 181 milioni di mc (1,9 TWh). Sul lato delle importazioni (5.643 milioni di mc, 59,7 TWh) salgono su base mensile sia i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.951 milioni di mc (41,8 TWh), che i flussi tramite rigassificatori GNL, a 1.497 milioni di

mc (15,8 TWh), con una quota sul totale di questi ultimi al 27%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra diffuse dinamiche rialziste rispetto a giugno, ad eccezione di Mazara (18,1 TWh, 30% del totale e -5 p.p.), Gela (0,3 TWh) e dei rigassificatori di Cavarzere (6,8 TWh) e Livorno (4,1 TWh, 3% del totale). Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (16,7 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 9.704 milioni di mc (102,6 TWh), in flessione 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	5.643	59,7	+0,2%
Mazara	1.707	18,1	+8,3%
Tarvisio	272	2,9	+8749,4%
Passo Gries	1.044	11,0	-9,0%
Gela	28	0,3	-34,3%
Gorizia	20	0	-
Melendugno	880	9,3	+3,1%
Panigaglia (GNL)	103	1,1	-58,8%
Cavarzere (GNL)	641	6,8	-17,5%
Livorno (GNL)	383	4,1	-4,5%
Piombino (GNL)	370	3,9	+3,1%
Ravenna	194	2	-12,7%
PRODUZIONE	248	2,6	-5,4%
STOCCAGGI	-1.584	-16,7	-9,9%
TOTALE IMMESSO	4.307	45,5	+4,1%
RICONSEGNE SNAM RETE GAS	4.122	43,6	+6,2%
Industriale	930	9,8	-7,8%
Termoelettrico	2.308	24,4	+18,3%
Reti di distribuzione	883	9,3	-4,2%
RETI TERZI, ALTRI CONSUMI*	181	1,9	+30,7%
DOMANDA ITALIA	4.302	45,5	+7,0%
ESPORTAZIONI	5	0,0	-96,0%
TOTALE PRELEVATO	4.307	46	+4,1%

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

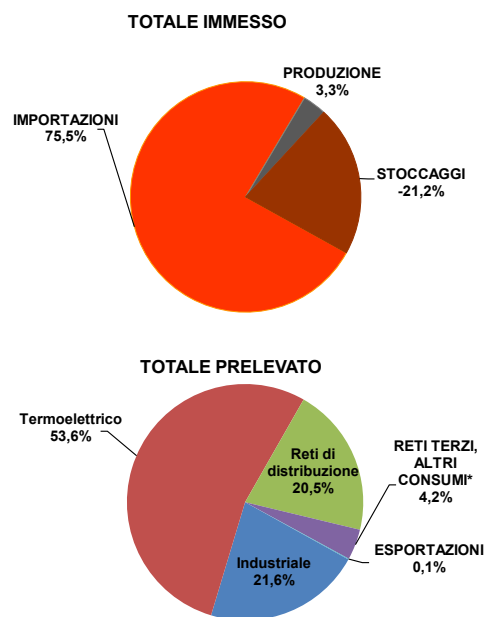
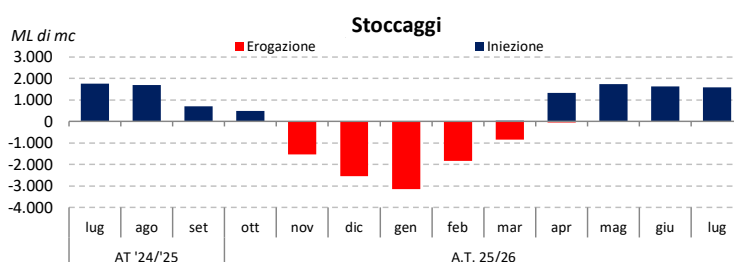
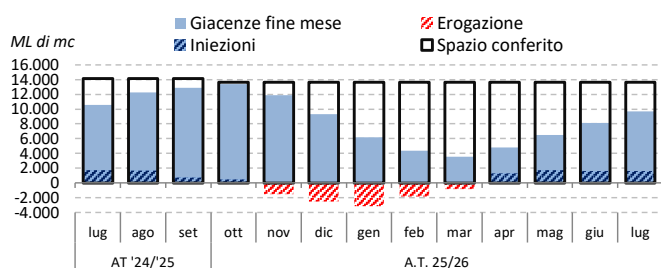


Figura 5: Stoccaggio

Fonte: dati SRG

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/07/2026)	9.704	102,6	-8,4%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	1.584	16,7	-9,9%
Flusso netto	1.584	16,7	-9,9%
Spazio conferito su base annuale	13.609	143,9	-3,6%
Giacenza/Spazio conferito	71,3%		-3,7 p.p.



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A luglio la perdurante incertezza del contesto internazionale continua a sostenere i prezzi delle commodity energetiche. Tra i combustibili l'impatto si manifesta sui prodotti petroliferi raffinati, in particolare il gasolio (+16%), e sul gas naturale,

con prezzi sui maggiori hub europei ai massimi da inizio 2023 e abbondantemente al di sopra dei 50 €/MWh. Generalmente in aumento anche i riferimenti sulle principali borse elettriche europee, alimentati anche dall'aumento della domanda.

A luglio le quotazioni del Brent (81,30 \$/bbl) restano in riduzione (-7% su giugno), mentre crescono l'olio combustibile (588,67 \$/MT, +1%) e il gasolio (1.088,74 \$/MT, +16%), quest'ultimo prossimo a raggiungere i 1.300 \$/MT nell'ultima parte del mese. In lieve calo il carbone (118,73 \$/MT, -2%). Anche i mercati a termine esprimono aspettative

rialziste principalmente per il gasolio, atteso su livelli analoghi agli attuali anche nei prossimi mesi. In lieve calo il tasso di cambio euro/dollaro (1,14 €/€, -1%), la cui dinamica attenua leggermente l'intensità delle riduzioni mensili di Brent e carbone e accentua la crescita dei derivati del greggio nella loro conversione in euro.

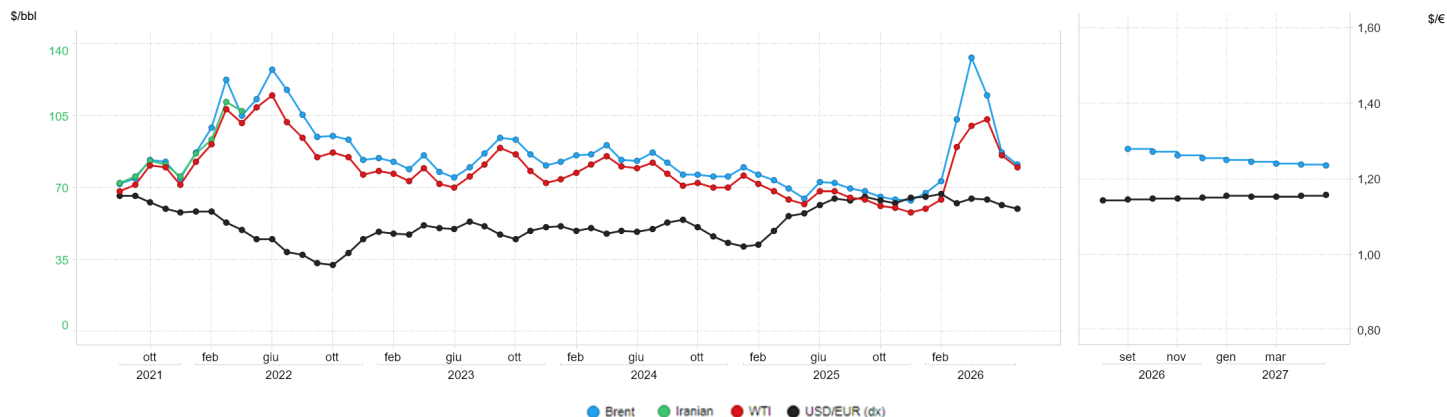
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

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	81,30	-7%	13%				83,69	0%	82,45	0%		
Olio Combustibile	USD/MT	588,67	1%	20%	430,46	476,12	1%	469,86	1%	462,88	2%	443,30	3%
Gasolio	USD/MT	1.088,74	16%	51%	931,50	1.130,67	20%	1.078,86	17%	1.031,40	13%		
Carbone	USD/MT	118,73	-2%	12%	116,70	118,73	-1%	118,70	0%	119,06	6%	113,94	0%

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)	
Brent	EUR/BBL	71,20	-6%	15%		-	73,08	-	71,91	-	-	-	
Olio Combustibile	EUR/MT	515,55	2%	23%		-	410,29	-	403,71	-	382,37	-	
Gasolio	EUR/MT	953,44	18%	54%		-	942,03	-	899,51	-	-	-	
Carbone	EUR/MT	104,02	-1%	15%		-	103,65	-	103,84	-	98,28	-	
Tasso Cambio	EUR/USD	1,14	-1%	-2%	1,14	-	1,15	-	1,15	-	1,16	-	

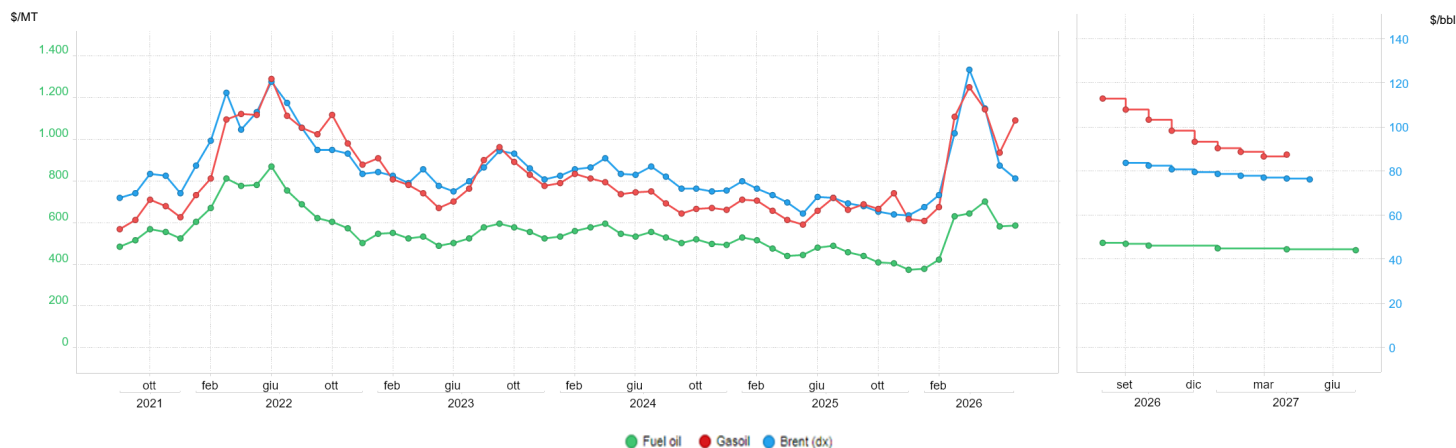
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



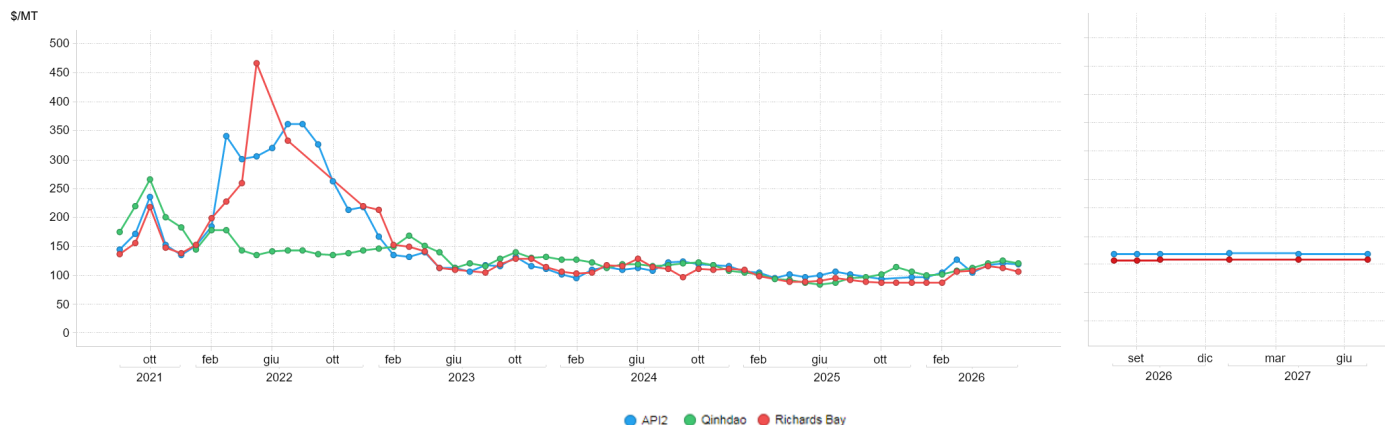
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



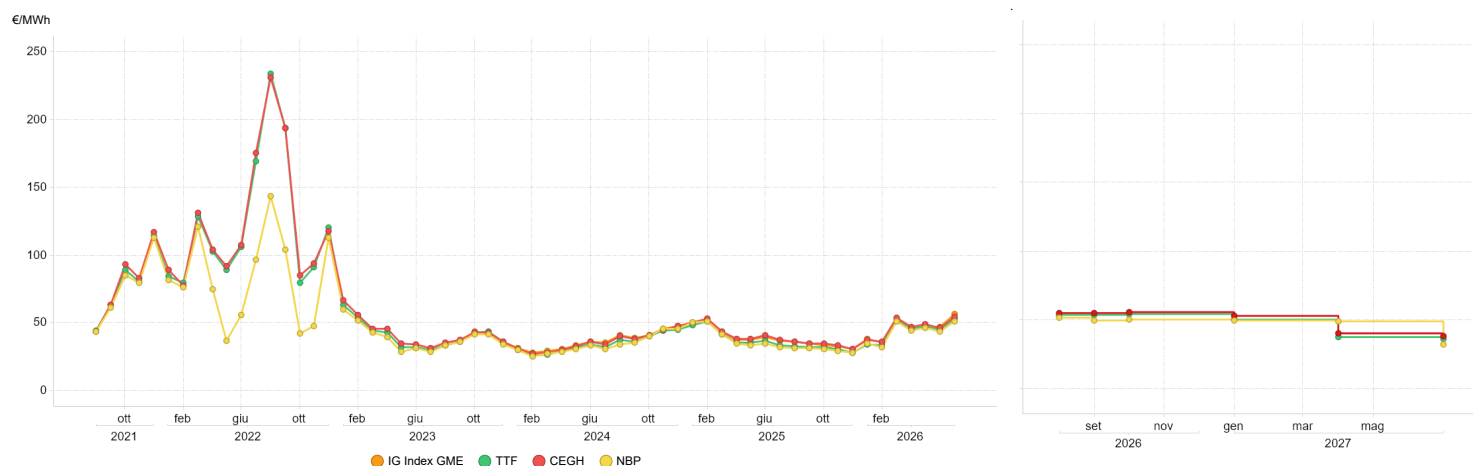
*A partire dal 1° aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alle quotazioni future M+1, per le quali a partire dal 1° aprile 2026 il fornitore ha modificato il prodotto utilizzato come riferimento.

I principali riferimenti del gas salgono ai massimi da gennaio 2023, con l'IG Index del GME a 56,61 €/MWh (+20%), il TTF olandese a 53,20 €/MWh (+19%) e il loro spread che torna a

superare 3 €/MWh (+1 €/MWh). I mercati a termine esprimono aspettative rialziste, con livelli attesi del TTF nei prossimi mesi ancora sui 54 €/MWh.

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	56,61	20%	54%									
TTF	NL	53,20	19%	59%	42,65	53,79	19%	53,57	18%	54,04	21%	39,84	13%
CEGH	AT	54,56	18%	46%	42,32	54,66	18%	55,23	18%	55,31	18%	42,72	11%
NBP	UK	51,20	18%	60%	40,78	51,72	14%	49,57	10%	50,22	-57%		



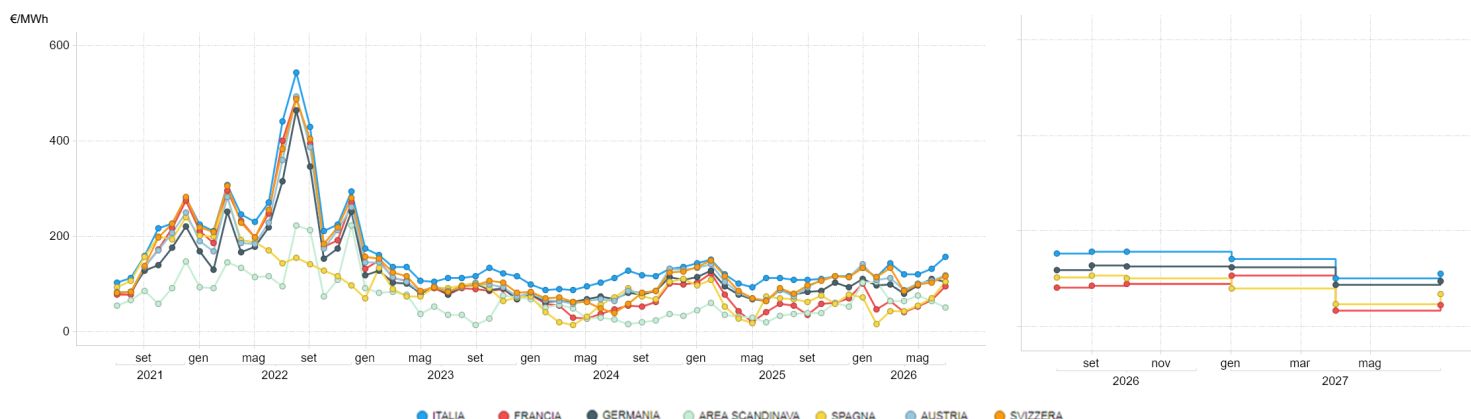
Fonte: LSEG Data & Analytics

Sostenuti dal rialzo del costo dei combustibili, ma anche dall'aumento della domanda, crescono anche i riferimenti elettrici sulle principali borse europee. Il Pun Index italiano sale a 157,04 €/MWh (massimo da marzo 2023, +19%) e ancora più intensa è la crescita in Francia e Spagna, a 95/105 €/MWh (+44/+51%). In controtendenza la Germania

(105 €/MWh, -4%) e l'Area Scandinava (51 €/MWh, -21%). I mercati futures mostrano nei prossimi mesi un allargamento dello spread tra la Francia, i cui prezzi sono attesi in riduzione rispetto a quelli di luglio, e l'Italia e la Germania, attestate rispettivamente su livelli analoghi e superiori agli spot attuali.

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	157,04	19%	39%	137,90	152,68	13%	156,64	14%	156,03	17%	115,42	9%
FRANCIA	95,23	44%	64%	79,47	81,78	57%	84,73	43%	89,48	36%	63,20	11%
GERMANIA	105,45	-4%	20%	104,82	118,14	20%	127,11	21%	125,49	16%	101,95	9%
AREA SCANDINAVA	51,26	-21%	59%									
SPAGNA	104,75	51%	50%	88,20	102,66	23%	105,59	23%	100,13	19%	66,01	9%
AUSTRIA	117,22	10%	33%									
SVIZZERA	116,63	13%	28%									

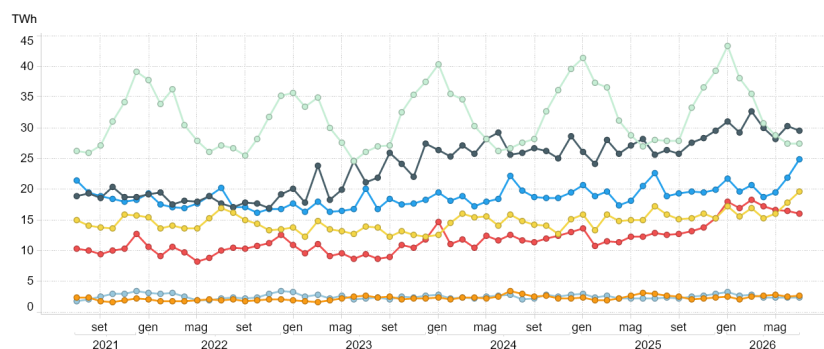


Fonte: LSEG Data & Analytics

Infine, volumi sui mercati spot ai massimi storici in Italia (24,9 TWh, +10%); in calo invece gli scambi in Germania (29,4 TWh, -3%) e in +14% su giugno) e molto elevati anche in Spagna (19,6 TWh, +10%); in calo invece gli scambi in Germania (29,4 TWh, -3%) e in Francia (15,9 TWh, -3%) e invariati nell'Area scandinava (27,4 TWh).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	24,9	14%	10%
FRANCIA	15,9	-3%	24%
GERMANIA	29,4	-3%	15%
AREA SCANDINAVA	27,4	0%	-2%
SPAGNA	19,6	10%	14%
AUSTRIA	2,4	1%	11%
SVIZZERA	2,6	6%	-8%



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), a luglio, il prezzo medio rimane stabile a 249,18 €/tep con gli scambi in aumento a 164 mila tep (+76%). Analoghe dinamiche sia in termini di prezzi che di volumi anche sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2025 il prezzo medio sale a 1,64 €/MWh (+32%), poco sotto le quotazioni bilaterali, in calo a 1,70

€/MWh (-48%). In aumento anche le quotazioni delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2026 sia sul mercato, dove si attestano a 1,56 €/MWh (+8,5%), che sulla piattaforma bilaterale (1,63 €/MWh, +8%). Complessivamente gli scambi ammontano a 12 GWh sul mercato organizzato e a 1,5 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 249,18 €/tep, stabile rispetto al mese precedente, così come la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (215,88 €/tep, +1%) che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a 33 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 1 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari all'87% (+1 p.p. su giugno). In aumento al 62% (+42 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (248,20-249,53 €/tep). Nelle due sessioni di mercato tenutesi a luglio, i titoli negoziati crescono a 164 mila

tep sul MTEE (+76% su giugno), con la liquidità del mercato al 63% (-2,5 p.p.), in corrispondenza anche dell'incremento delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 98 mila tep (+97%). L'analisi intra-sessione su MTEE mostra quotazioni medie stabili, con un differenziale tra minimo e massimo di circa 1 €/tep nella prima e volumi medi scambiati pari circa a 82 mila tep. Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine luglio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 78.096.351 tep, in aumento di 198.917 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 4.717.560 tep, in aumento di 198.917 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo					Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	249,18	-0,0%	248,20	249,53	164.125	+76,4%	40,90	+76,4%	0	-100,0%	0,0%	-0,3 p.p.	0	-
Bilaterali	215,88	+1,1%	0,00	251,03	97.800	+97,0%	21,11	+99,2%						
con prezzo >1	248,24	+0,1%	200,00	251,03	85.044	+99,1%	21,11	+99,2%						
Totale	236.74	-0,0%	0.00	251.03	261.925	+83,6%	62.01	+83,6%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

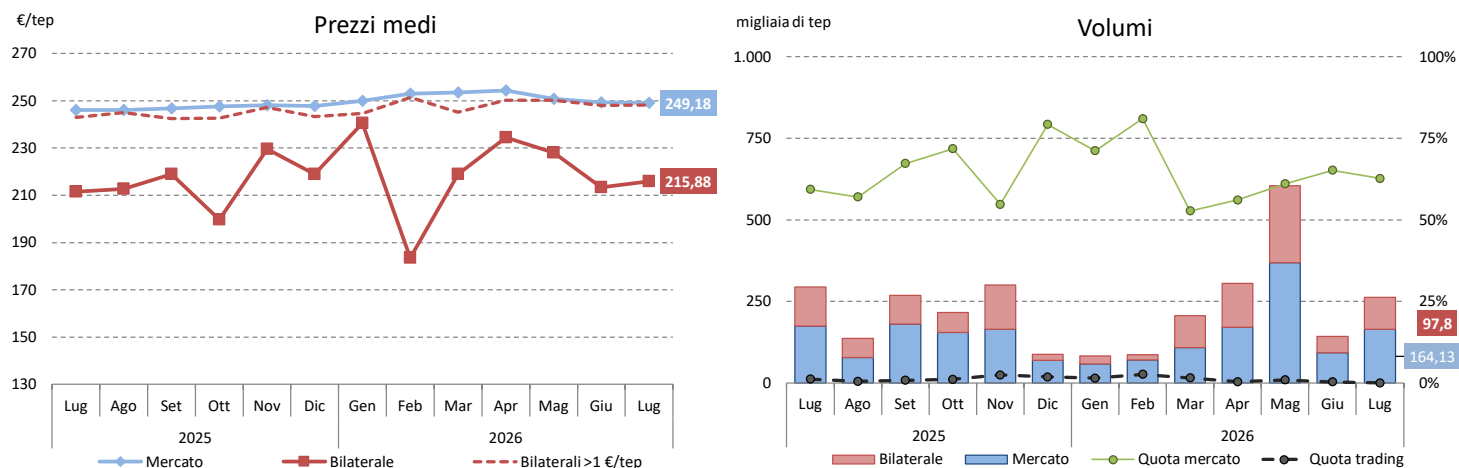


Tabella 2: TEE, sintesi per anno d'obbligo 2026

Fonte: dati GME

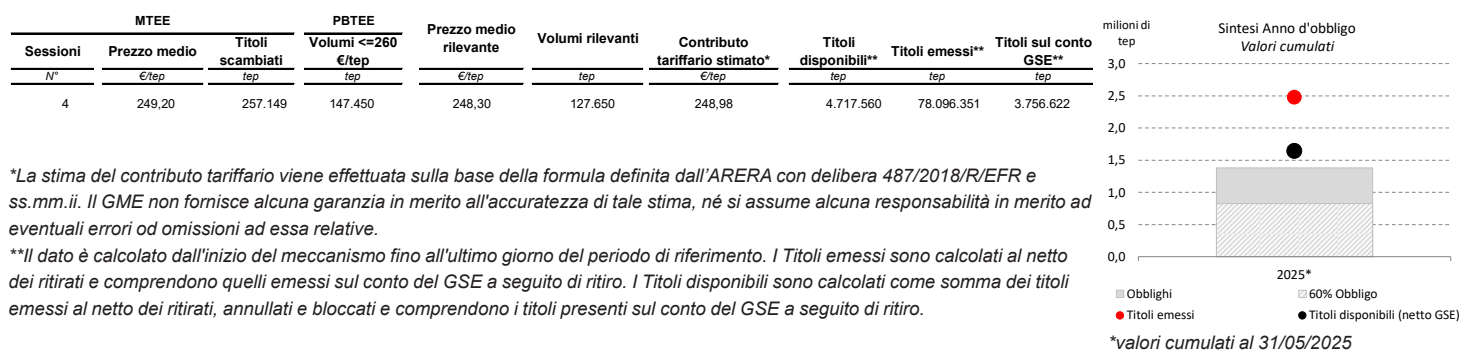
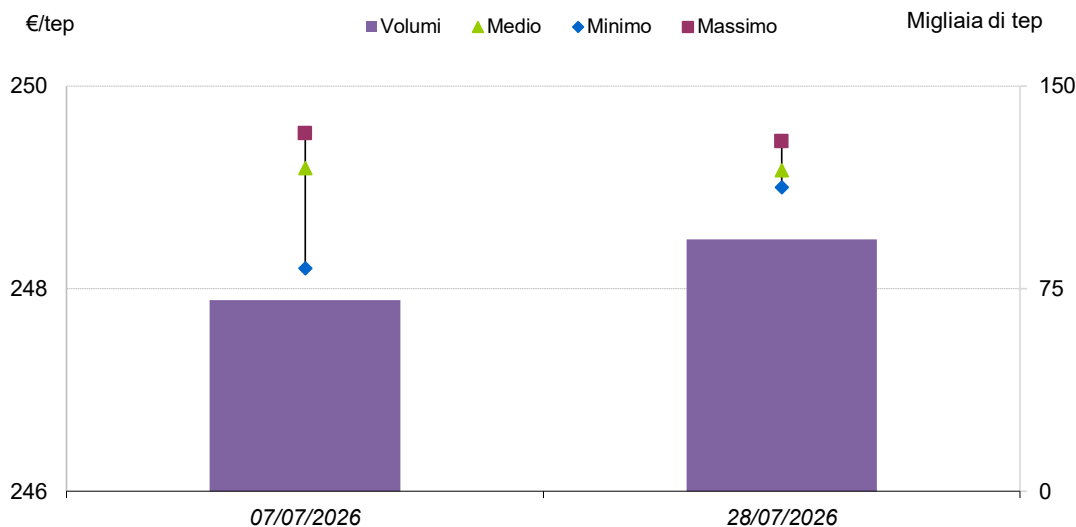


Figura 2: MTEE, sessioni

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 2025, indipendentemente dalla tipologia, sale rispetto al mese precedente a 1,64 €/MWh (+32%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 1,70 €/MWh (-48%). Sul MGO le quotazioni si collocano tra 1,43 €/MWh della tipologia Solare e 1,70 €/MWh della categoria Idroelettrico. Variano, invece, tra 1,67 €/MWh della tipologia Eolico e 1,71 €/

MWh della tipologia Solare i prezzi sulla PBGO. In aumento anche le quotazioni delle Garanzie d'Origine riferite al periodo di produzione 2026 sia sul mercato, dove si attestano a 1,56 €/MWh (+8,5%) che sulla piattaforma bilaterale (1,63 €/MWh; +8%). A luglio i volumi complessivamente negoziati sul MGO scendono a 12 GWh (-82% rispetto al mese precedente), di questi 6,5 GWh riferiti al periodo di produzione 2025, mentre risultano pari a 1,5 TWh gli scambi bilaterali (-10%).

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	1,64	+31,5%	0,60	1,70	6.479	-78,6%	10.623	-71,8%
Settore Elettrico	1,64	+33,7%	0,60	1,70	6.479	-78,5%	10.623	-71,3%
Settore Gas	-	-100,0%	-	-	-	-100,0%	-	-100,0%
Bilaterali	1,70	-48,0%	0,00	2,00	1.008.641	+344,6%	1.710.990	+131,0%
Settore Elettrico	1,70	+583,8%	0,00	2,00	1.008.641	+1031,8%	1.710.990	+7639,2%
Settore Gas	-	-100,0%	-	-	-	-100,0%	-	-100,0%
con prezzo >0	1,70	-55,2%	1,48	2,00	1.008.408	+416,2%	1.710.990	+131,0%

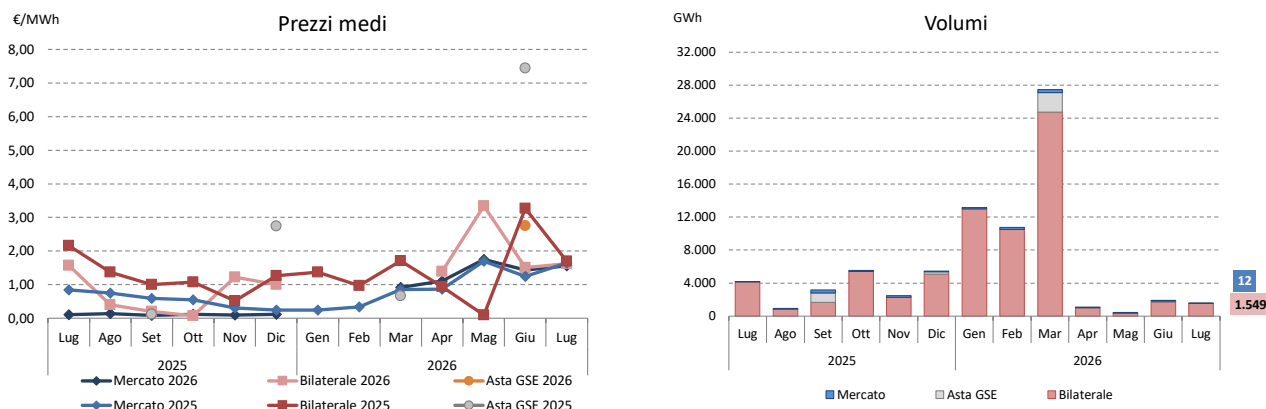
Tabella 4: GO Anno di produzione 2026, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	1,56	+8,5%	1,40	1,80	5.336	-85,1%	8.301	-83,8%
Settore Elettrico	1,56	+8,5%	1,40	1,80	5.336	-85,1%	8.301	-83,8%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilaterali	1,63	+7,8%	0,00	8,02	540.553	-63,8%	879.976	-61,0%
Settore Elettrico	1,42	+5,5%	0,10	3,00	507.721	-64,6%	720.741	-62,7%
Settore Gas	4,85	-12,5%	-	8,02	32.832	-44,2%	159.236	-51,1%
con prezzo >0	1,66	+8,9%	0,10	8,02	529.929	-64,2%	879.976	-61,0%

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 (35%) e Eolico (18%) 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 (59%), dell'Eolico sul bilaterale (80%) e del Gas Altri Usi in asta (59,6%).

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

Fonte: dati GME

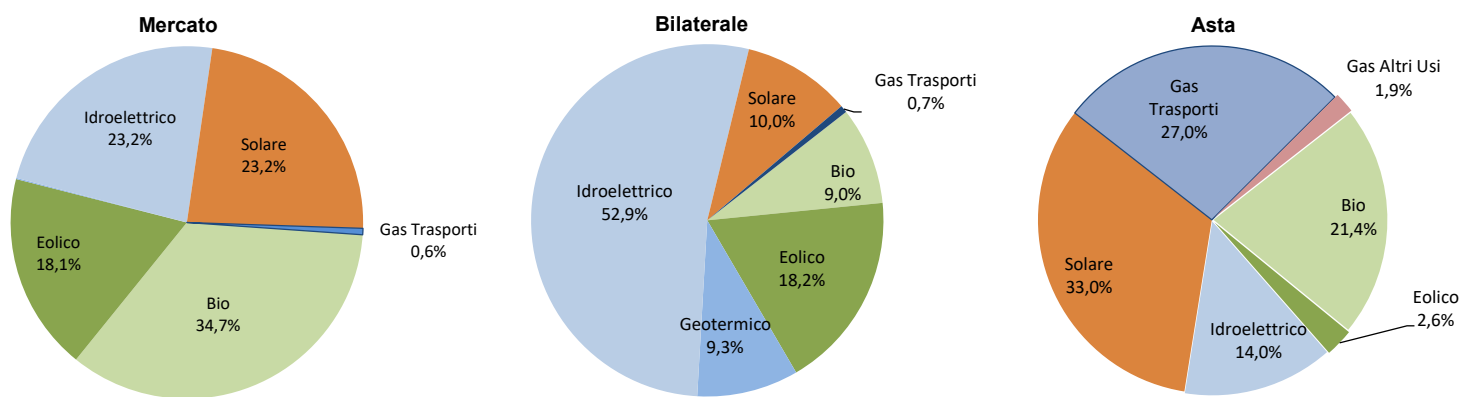
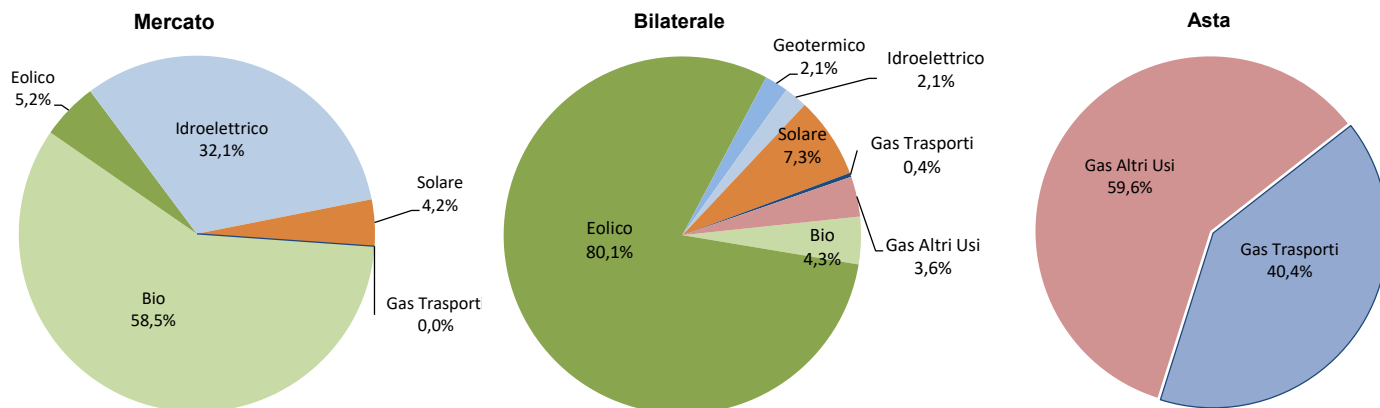


Figura 5: GO Anno di produzione 2026, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME



HORMUZ 2026: ANATOMIA DI UNA CRISI IN DUE FASI

Lisa Orlandi (RIE)

(continua dalla prima)

Questo contenimento generale è stato favorito dalle scommesse dei mercati finanziari sulla natura temporanea del blocco, da una domanda in crescita anemica, dalle misure straordinarie dell'AIE (rilascio record di 400 milioni di barili dalle riserve strategiche) e dall'impiego dello stoccaggio galleggiante. La svolta diplomatica è poi arrivata il 18 giugno 2026 con la firma di un Memorandum d'Intesa (MOU) tra il presidente statunitense Donald Trump e il presidente iraniano Masoud Pezeshkian, che ha sancito la riapertura dello stretto senza pedaggi per almeno 60 giorni. I mercati finanziari hanno reagito immediatamente con il greggio che è crollato sotto gli 80 doll/bbl. Tuttavia, mentre la finanza ha reagito in pochi minuti, l'economia reale ha dovuto affrontare gravi ritardi strutturali. I dati Kpler hanno rilevato che, nonostante la sensibile ripresa delle esportazioni, ben 118 petroliere sono rimaste bloccate nel Golfo Persico, richiedendo dai 10 ai 15 giorni solo per smaltire la coda di attesa, aggravata dai danni subiti dalle infrastrutture energetiche negli Emirati Arabi Uniti e in Qatar. La tregua, inoltre, si è rivelata di breve durata. Verso la metà di luglio il Memorandum è definitivamente saltato e l'Iran ha proclamato nuovamente la chiusura dello stretto. Con il nuovo azzeramento dei passaggi navali a partire dal 14 luglio, le scorte globali ridotte di 800-820 milioni di barili dall'inizio della guerra e la Riserva Strategica USA al minimo da 43 anni (316,5 milioni di barili), il Brent è risalito rapidamente verso i 100 doll/bbl, facendo registrare crack spread e margini di raffinazione record sui prodotti finiti come benzina e gasolio. La crisi ha avuto una nuova svolta all'inizio di agosto, quando l'annuncio di Donald Trump di cancellare gli attacchi pianificati contro l'Iran per concentrarsi su un accordo di pace definitivo ha innescato un immediato sell-off. Il Brent è scivolato in pochi giorni attorno a quota 90. Dalla lettura di queste dinamiche, risulta chiaro che i mesi estivi abbiano portato la stabilità dei mercati energetici globali al centro di una delle fasi più complesse e turbolente della storia recente. Tra il drammatico crollo delle tregue diplomatiche registrato a luglio 2026, il progressivo esaurimento degli ammortizzatori di riserva a livello mondiale, la profonda ricomposizione dei flussi di approvvigionamento in Europa e un nuovo tentativo diplomatico ad inizio agosto, il sistema economico internazionale ha vissuto mesi di altissima volatilità e di forte riposizionamento strategico.

Il crollo del MOU e la nuova paralisi di Hormuz

La fragile tregua raggiunta a metà giugno con la firma del Memorandum d'Intesa tra Stati Uniti e Iran si è completamente dissolta nel corso del mese di luglio. Il riavvio delle ostilità nel

Golfo Persico, segnato da una ripresa degli attacchi iraniani contro le navi commerciali e dalle conseguenti incursioni di ritorsione condotte dalle forze armate statunitensi, ha riportato il traffico delle petroliere a un blocco virtuale pressoché totale. Nel tentativo di riaffermare il proprio controllo geopolitico sulla rotta, l'Iran ha proclamato la chiusura dello Stretto di Hormuz fino a nuovo ordine, pretendendo che gli armatori utilizzassero esclusivamente le rotte settentrionali sotto la propria giurisdizione e colpendo in modo mirato le imbarcazioni che non vi si adeguavano. Per evitare l'ingerenza di Teheran, diversi operatori marittimi hanno cercato di deviare le rotte verso il corridoio meridionale dell'Oman. Tuttavia, questo tentativo si è rivelato estremamente rischioso: l'incremento del traffico a sud ha finito per minare l'influenza dell'Iran sullo stretto, spingendo il Paese a intensificare le rappresaglie e costringendo numerose navi a spegnere i propri trasponder per tentare un transito invisibile nel timore di attacchi imminenti. I dati di tracciamento marittimo forniti da società specializzate hanno delineato un quadro critico per la logistica globale. A giugno, l'entrata in vigore del memorandum aveva consentito agli operatori – pur con evidenti difficoltà – di sbloccare importanti quantitativi di greggio e gas naturale liquefatto (GNL) rimasti incagliati, portando le esportazioni attraverso lo stretto a una media di 7 mil. bbl/g, con picchi di 10 milioni. A luglio la situazione è precipitata: tra il 12 e il 16 luglio, appena sei petroliere sono riuscite a completare il passaggio e, a partire dal 14 luglio, non si è registrato alcun ulteriore transito. Lo stesso export iraniano ha subito una contrazione verticale a causa del blocco navale ripristinato dagli Stati Uniti sui porti di Teheran.

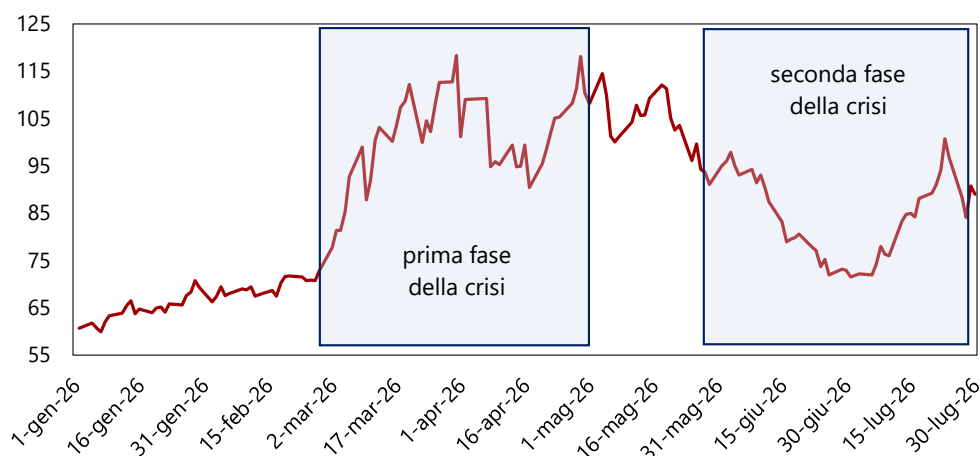
La seconda fase della crisi

La vera criticità emersa nella seconda metà di luglio risiede nelle differenze strutturali che separano questo momento dallo shock iniziale del conflitto, scoppiato a fine febbraio. Nelle prime fasi della guerra, i mercati globali erano riusciti ad assorbire l'impatto di un'interruzione di forniture senza precedenti grazie all'azione combinata di imponenti ammortizzatori. Tuttavia, a distanza di oltre quattro mesi e mezzo, l'intero sistema energetico mondiale si è ritrovato a fare i conti con pochi margini di sicurezza residui. Dall'inizio delle ostilità, le riserve petrolifere complessive su scala globale – includendo il greggio stoccato su nave, i serbatoi galleggianti e le scorte commerciali e strategiche a terra – sono state prosciugate ad una media di 6 mil. bbl/g, determinando una contrazione complessiva di oltre 800 milioni di barili e riportando le giacenze mondiali ai livelli di inizio 2025.

Se durante i primi mesi gli Stati Uniti avevano saputo svolgere la funzione di fornitore di ultima istanza per bilanciare la carenza di barili sul mercato internazionale, nella seconda fase del conflitto Washington ha dovuto rinunciare a tale ruolo. Le scorte commerciali americane si sono ridotte significativamente rispetto alle medie storiche del periodo, mentre la Riserva Petrolifera Strategica statunitense (SPR) ha toccato il livello più basso degli ultimi 43 anni. A questa tensione sulle materie prime si è aggiunta la complessa situazione del comparto della raffinazione. Da un lato, circa la metà della capacità di raffinazione della Russia è stata messa fuori uso dai continui attacchi condotti dai droni ucraini, costringendo Mosca a bloccare le proprie esportazioni di carburante per proteggere la

stabilità del mercato domestico e riducendo l'export a soli 1,7 mil. bbl/g. Dall'altro lato, la Cina è passata dall'essere un fattore di stabilizzazione a una potenziale incognita. Se nella prima fase della crisi Pechino aveva alleviato la pressione globale tagliando le importazioni di greggio e attingendo ai propri stock, la necessità di rispettare le direttive statali sul mantenimento delle scorte di sicurezza ha ristretto i margini delle raffinerie cinesi, ostacolando l'aumento dell'export di carburanti. Di conseguenza, mentre il prezzo del Brent tornava ad assestarsi attorno ai 100 dollari al barile, i mercati dei prodotti finiti hanno registrato crack spread record, evidenziando come la carenza di benzina e distillati rappresentasse una minaccia ancora più acuta rispetto alla disponibilità di greggio.

Fig. 1 Andamento del Brent nel 2026 (doll./bbl)



Fonte: ICE

L'allargamento del fronte bellico al Mar Rosso

La potenziale escalation del conflitto verso la rotta del Mar Rosso ha rappresentato il punto di massima pressione psicologica ed economica sui mercati finanziari. L'apertura di un secondo fronte da parte delle milizie Houthi dello Yemen, storicamente allineate a Teheran, si è concretizzata attraverso la dichiarazione di un blocco navale ai danni dell'Arabia Saudita il 20 luglio 2026 e in uno scontro a fuoco diretto con le forze armate di Riad, interrompendo una situazione di relativa tregua che durava dal 2021. La minaccia sullo Stretto di Bab al-Mandeb ha messo a rischio il 7% dell'approvvigionamento

globale di greggio. Questa arteria marittima costituisce la via d'uscita fondamentale per aggirare il blocco di Hormuz, permettendo all'Arabia Saudita di convogliare oltre 3 mil. bbl/g attraverso l'oleodotto Est-Ovest verso il porto di Yanbu e agli Emirati Arabi Uniti di esportare dal terminal di Fujairah. L'eventualità di una chiusura simultanea delle due principali tratte marittime del Medio Oriente ha spinto le compagnie di assicurazione ad aumentare drasticamente i premi contro i rischi di guerra, impattando sul costo del trasporto merci via mare ben prima che una singola nave nel Mar Rosso venisse effettivamente colpita.

Prima fase della crisi (feb.-giu. 2026): fattori di contenimento dei prezzi	Seconda fase della crisi (luglio 2026): rischi e vulnerabilità
Cuscinetto delle scorte globali elevato. Il mercato è arrivato allo shock iniziale ben rifornito di riserve commerciali e strategiche accumulate a livello internazionale, oltre al petrolio stoccato su navi cisterne galleggianti.	Scorte globali prosciugate. Negli oltre quattro mesi e mezzo di guerra sono stati prelevati circa 800-820 milioni di barili, riportando le giacenze globali ai livelli di inizio 2025 ed eliminando i margini di sicurezza.
Rilascio straordinario dell'AIE. L'Agenzia Internazionale dell'Energia ha disposto un intervento coordinato da 400 milioni di barili (con circa 276 milioni erogati entro inizio luglio), placando il panico iniziale.	USA senza margine di manovra. Gli Stati Uniti non possono più agire da fornitore di ultima istanza: la Riserva Petrolifera Strategica (SPR) è scesa al minimo da 43 anni e le scorte interne di greggio e distillati sono ben al di sotto della media storica del periodo.
Flessibilità e tenuta dell'export dal Golfo. Nonostante il blocco, vi è stata una resilienza inattesa delle spedizioni e la disponibilità di importanti quantitativi in stoccaggi navali galleggianti prontamente mobilitabili.	Azzeramento totale dei transiti a Hormuz. Il crollo del memorandum a luglio ha portato i passaggi a zero dal 14 luglio, bloccando nuovamente le navi nel Golfo ed esaurendo anche il greggio galleggiante.
Contrazione mirata delle importazioni cinesi. I raffinatori cinesi hanno alleggerito la pressione sui mercati mondiali riducendo l'import di greggio e attingendo alle scorte interne.	L'incognita della sicurezza energetica in Cina. Pechino deve ora dare priorità alle scorte nazionali obbligatorie, riducendo la possibilità di sostenere il mercato globale tramite l'esportazione dei propri prodotti raffinati.
Erosione della domanda. Il freno sui consumi legato ai prezzi sopra i 100 dollari al barile ha evitato il collasso sistemico.	Tensioni estreme sui prodotti raffinati. Il mercato soffre una carenza strutturale di benzina e distillati, segnalata da crack spread e margini di raffinazione record, aggravata dal blocco delle esportazioni di carburante dalla Russia.
Aspettative su una soluzione temporanea. I mercati finanziari hanno scommesso su una de-escalation rapida o su canali negoziali aperti, culminati nel Memorandum d'Intesa (MOU) del 18 giugno.	Allargamento del conflitto al Mar Rosso. Il coinvolgimento degli Houthis contro l'Arabia Saudita e la minaccia allo Stretto di Bab al-Mandeb mettono a rischio anche le rotte d'esportazione alternative (Yanbu e Fujairah), facendo schizzare i premi assicurativi navali.

Il colpo di scena diplomatico e la risposta dei mercati

Quando le proiezioni per la seconda metà del 2026 sembravano destinate a prefigurare una stretta definitiva sull'offerta, l'avvio del mese di agosto ha introdotto una svolta inattesa nelle dinamiche di mercato. La decisione del presidente americano Donald Trump di sospendere le operazioni militari pianificate contro l'Iran per dare priorità a un tavolo negoziale orientato a un accordo di pace ha innescato una reazione immediata sulle piazze finanziarie internazionali. L'ipotesi di una trattativa per la riapertura completa e permanente dello Stretto di Hormuz e il contenimento del programma nucleare di Teheran hanno causato un netto ritracciamento dei corsi petroliferi: il prezzo del Brent è scivolato in poco tempo sotto la soglia dei 90 dollari. Tuttavia, gli analisti di mercato mantengono un atteggiamento di elevata cautela. Nonostante la decisione

dell'OPEC+ di incrementare marginalmente la produzione di circa 188.000 bbl/g a partire da settembre, l'impatto reale di tali volumi rimane condizionato dalle strozzature logistiche ancora presenti. In conclusione, gli eventi dei primi sette mesi del 2026 hanno dimostrato come una medesima crisi possa assumere volti drammaticamente diversi. Se nella prima fase gli ammortizzatori di riserva avevano permesso di assorbire l'urto, la seconda fase ha mostrato la vera vulnerabilità del sistema: un'economia globale rimasta completamente priva di paracadute, tra scorte ai minimi storici e capacità di raffinazione allo stremo. La svolta diplomatica di agosto ha evitato l'impatto con il baratro. Tuttavia, la "stabilità" ritrovata resta fragile, fortemente legata all'esito dei colloqui diplomatici e all'effettiva riapertura in sicurezza delle vie d'acqua mediorientali.

Nota di redazione: data la costante evoluzione della situazione geopolitica e dei mercati, si precisa che l'analisi presente nel testo è aggiornata al 3 agosto 2026.

Novità normative di settore

a cura del GME

MERCATO ELETTRICO

Documento per la consultazione ARERA n.283/2026/R/EEL del 30 luglio 2026 | “Sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico - orientamenti sul premio massimo relativo all’asta con anno di consegna 2029” | pubblicato in data 31 luglio 2026 | Download <https://www.arera.it/>

Come noto, con riferimento alle attività nazionali per lo sviluppo di capacità di stoccaggio elettrico, l’Art. 18 del D.lgs n.210/2021 ha introdotto nel mercato elettrico italiano un meccanismo di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio (di seguito: MACSE) volto a massimizzare l’utilizzo dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, nonché a favorire l’integrazione di tali risorse nell’ambito dei mercati dell’energia e dei servizi ancillari.

Il suddetto meccanismo MACSE prevede inter alia che:

- i) TERNA definisca una progressione temporale del fabbisogno nazionale della capacità di stoccaggio, articolato su base geografica e differenziato sotto il profilo del tipo di accumulo in relazione alla funzione svolta dalla tecnologia di riferimento;
- ii) TERNA si approvvigioni della nuova capacità di stoccaggio elettrico attraverso lo svolgimento di aste concorrenziali con consegna annuale;
- iii) in esito a dette aste, TERNA riconosca ai titolari della capacità di stoccaggio aggiudicata una remunerazione annua, per tutto l’orizzonte temporale di consegna, a fronte dell’obbligo per questi ultimi di rendere disponibile tale capacità a soggetti terzi per la partecipazione ai mercati dell’energia elettrica e dei servizi connessi;
- iv) TERNA metta a disposizione dei soggetti terzi la capacità di stoccaggio approvvigionata nell’ambito di una piattaforma centralizzata, organizzata e gestita dal GME S.p.A. (i.e. Piattaforma Time-Shifting).

Con Deliberazione 247/2023/R/eel, ad integrazione, l’Autorità ha poi definito i criteri e le condizioni per il funzionamento del MACSE, prevedendo, tra l’altro:

- la predisposizione da parte di Terna di uno studio sulle tecnologie di stoccaggio elettrico, da aggiornare con cadenza almeno biennale;

- la definizione da parte dell’Autorità stessa dei premi massimi che possono essere offerti dai partecipanti alle aste annuali di approvvigionamento svolte da TERNA.

Al riguardo, con il D.M. 27 marzo 2026 il MASE ha approvato la proposta di TERNA di disciplina del MACSE limitatamente allo svolgimento della seconda asta¹ relativa ai dispositivi di accumulo elettrochimico, con periodo di consegna 2029. Secondo quanto indicato, la data di svolgimento di tale asta è stata fissata da TERNA al 24 novembre 2026. Tutto ciò premesso, con il documento di consultazione in oggetto, l’ARERA ha illustrato i propri orientamenti per la determinazione del premio massimo per la seconda asta MACSE in programma il 24 novembre 2026, con indicazione della metodologia adottata e del relativo valore proposto (pari a 22.000 €/MWh/anno). Con il medesimo documento l’ARERA, inoltre, in considerazione della volatilità che caratterizza i costi delle varie tecnologie di stoccaggio elettrico (soprattutto con riferimento alle batterie), ha ritenuto opportuno rivedere la periodicità di aggiornamento da parte di TERNA dello studio sulle tecnologie di stoccaggio, introducendo una cadenza annuale di aggiornamento in luogo della periodicità biennale allo stato prevista.

“CACM Annual Report 2025” del NEMO Committee | pubblicato in data 1° luglio 2026 | Download <https://www.nemo-committee.eu/>

Con il “CACM Annual Report 2025”, pubblicato il 1° luglio u.s., i NEMO europei, in cooperazione con i gestori di rete comunitari (TSOs), hanno presentato, con riferimento all’anno 2025, lo stato di avanzamento dell’implementazione del Regolamento (UE) 2015/1222 (i.e. Regolamento CACM) e delle linee guida previste dall’“Algorithm methodology”². In particolare, il documento in oggetto fornisce una panoramica completa dell’operatività dei progetti di Single Day-Ahead Coupling (SDAC) e Single Intra Day Coupling (SIDC) nel corso del 2025, presentando altresì il quadro generale delle performance attuali e future degli algoritmi di market coupling, nonché delle connesse attività di ricerca e sviluppo svolte dai NEMO nell’anno di riferimento. Al riguardo, si segnala che i NEMO europei illustreranno ai soggetti interessati i contenuti

dell'Annual Report 2025 nel corso della quarta "NEMO Committee Annual Conference", che si svolgerà a Bruxelles in data 29 settembre p.v..

AMBIENTALI

Deliberazione 9 luglio 2026 245/2026/R/efr |
"Determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, per l'anno d'obbligo 2025" |
pubblicata in data 10 luglio 2026 |
Download <https://www.arera.it/>

Con la Deliberazione 245/2026/R/efr, l'ARERA ha determinato

i valori, per l'anno d'obbligo 2025, 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 effettuate dal GSE in merito al raggiungimento degli obiettivi annuali da parte di ciascun "soggetto obbligato"³. In particolare, ai sensi del provvedimento in oggetto, per l'anno d'obbligo 2025:

- il contributo tariffario unitario CUNITARIO TEE(2025) è pari a 248,42 €/TEE;
- il corrispettivo addizionale unitario CADDIZIONALE UNITARIO(2025) non trova applicazione.

¹ La prima asta MACSE relativa ai sistemi di stoccaggio "batterie" con periodo di consegna 2028 è stata svolta da Terna in data 30 settembre 2025.

² L'Algorithm methodology è il documento elaborato dai NEMO europei per la gestione degli algoritmi relativi ai progetti SDAC e SIDC, approvato da ACER con Decisione n. 04/2020 del 30 gennaio 2020, come da ultimo emendata con Decisione 11/2024 del 23 settembre 2024.

³ 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

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/>

21-26 agosto

Meeting di Rimini: L'amor che move il sole e l'altre stelle

Rimini, Italia

Organizzato da Fondazione "Meeting per l'amicizia fra i popoli"

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

24-25 agosto

Global Summit on Renewable & Non-Renewable Energy Sources

Parigi, Francia

Organizzato da GSRNRES2026

<http://globalrnresummit.com/>

27-29 agosto

International Conference on Environmental Systems Research

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da ICESR

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

4-6 settembre

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

Cernobbio, Italia

Organizzato da TEHA

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

8 settembre

Fotovoltaico e territori: dal consenso allo sviluppo dei progetti

Evento online

Organizzato da Italia Solare

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

8-9 settembre

Battery and Energy Storage Tech Europe

Barcellona, Spagna

Organizzato da Battery Es Tech

<https://batterytechexpoeurope.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

Solar Trade Shifts, Local Supply Growth and the Need for New Price Transparency

Evento online

Organizzato da Opis

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

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 settembre

Verso il Circular Economy Act: quali prospettive per l'Europa e l'Italia

Roma, Italia

Organizzato da Kyoto Club

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

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/>

16-17 settembre

European Power Investment Summit

Londra, Regno Unito

Organizzato da Wood Mackenzie

<https://www.woodmac.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/>

17-18 settembre

Giornate dell'Energia e dell'Economia Circolare

Trevi, Italia

Organizzato da Globe Italia e WEC Italia (in attesa di programma)

<https://www.wec-italia.org>

18-21 settembre

International Conference on Power and Renewable Energy

Evento online e in presenza

Shanghai, Cina

Organizzato da Shanghai University

<http://www.icpre.org>

22 settembre

PPA tra regole, rischio e competitività. Il nuovo quadro in Italia e in Europa

Evento online

Organizzato da NetZero Milan

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

22 settembre

Solar Building

Evento online e in presenza

Vicenza, Italia

Organizzato da Italia Solare

<https://www.italiasolare.eu/is-eventi/solarbuilding/>

22-23 settembre

Evento finale POR H2

Napoli, Italia

Organizzato da ENEA, RSE e CNR

<https://tally.so/r/0Q1Q8B>

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 Terrapin

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

7-9 ottobre

Urban Tech 2026 – The Urban Technology Show

Bologna, Italia

Organizzato da BolognaFiere

<https://urbantech.show/>

12-14 ottobre

Global Meeting on Energy and Catalysis

Barcellona, Spagna

Organizzato da Summivox Meetings

<https://summivox.com/>

14 ottobre

Geopolitica e sicurezza energetica: i nuovi equilibri globali

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy

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

15 ottobre

Made in Europe, Green Tech e Mobilità sostenibile

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy

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

16-17 ottobre

Mettere in moto le Alpi - immaginare la mobilità del futuro

Bolzano, Italia

Organizzato da Cipra

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

20-21 ottobre

Cambridge Energy Nexus 2026: Bridging Global Innovation & Sustainable Futures

Evento online e in presenza

Cambridge, Regno Unito

Organizzato da M&A Ecom Enterprises LLC

<https://lens25.webflowltd.com/>

20-22 ottobre

NetZero Milan Expo Summit 2026

Milano, Italia

Organizzato da Fiera Milano

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

29 ottobre

Forum Sostenibilità 2026

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da 24OreEventi

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

3-6 novembre

Ecomondo

Rimini, Italia

Organizzato da Ecomondo

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

9-30 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.