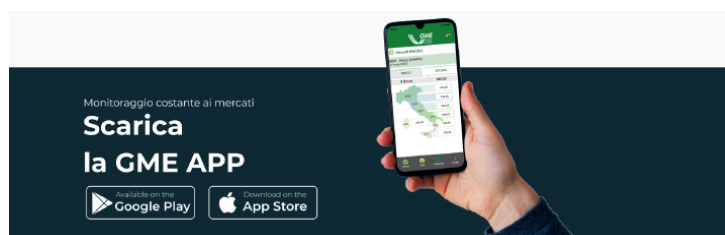


APPROFONDIMENTO
IL MERCATO PETROLIFERO E IL PESO DEI FONDAMENTALI REALI
Di Lisa Orlandi (RIE)

Dall'osservazione delle dinamiche reali del mercato petrolifero nel corso del 2025, si possono evidenziare alcuni highlights: la domanda mondiale continua a crescere, seppure a ritmo contenuto; la produzione mondiale aumenta, anche sostenuta dal cambio di rotta dell'OPEC Plus che ha cessato la politica dei tagli programmandone la progressiva eliminazione; si torna a parlare di investimenti upstream, essenziali per compensare il tasso di declino dei campi esistenti e per coprire i consumi ancora elevati di quella che rimane la prima fonte a livello globale. Un simile quadro si inserisce in un contesto geopolitico incerto caratterizzato da variabili in grado di agire in senso opposto sui prezzi ma

che, ad oggi, non hanno determinato spike duraturi o crolli verticali. Piuttosto, abbiamo assistito al prevalere delle reali condizioni di mercato rispetto ad aspettative o timori legati alle crisi politiche in essere e ciò ha contribuito ad abbassare il range di oscillazione dei prezzi. La soglia di resistenza minima è passata dai 70 doll/bbl del 2024 ai 60 doll/bbl del periodo gennaio-ottobre 2025. Parallelamente alla riduzione del floor, si è abbassato anche il cap: il prezzo massimo di 95 doll/bbl raggiunto lo scorso anno si confronta, infatti, con il picco di 81 doll/bbl dell'anno in corso, livello peraltro riscontrato solo a gennaio come effetto trascinalimento delle più elevate quotazioni dell'anno precedente.

continua a pag.25


IN QUESTO NUMERO
REPORT/ OTTOBRE 2025

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

APPROFONDIMENTO

*Il mercato petrolifero e il peso dei
 fondamentali reali*
Di Lisa Orlandi (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

Pagina 29

APPUNTAMENTI

Pagina 31

A cura del GME

■ A partire dal mese di ottobre 2025, nell’ambito del Single Day Ahead Coupling (SDAC), è stata implementata da tutti i NEMO aderenti al progetto la 15-min Market Time Unit (MTU). In conseguenza di ciò, la granularità temporale minima degli esiti scaturiti dai mercati europei day-ahead, compreso il MGP del GME, è passata dal livello orario a 15 minuti. A tal fine il GME ha introdotto sul mercato la possibilità per gli operatori di presentare offerte con MTU pari a 15, 30 e 60 minuti. Nel nuovo assetto di mercato il Pun Index GME

si attesta a 111,04 €/MWh (+1,97 €/MWh su settembre), in un contesto connotato da una flessione del prezzo del gas, degli acquisti (23,7 TWh, con la liquidità del mercato all’82,7%), delle vendite da fonti rinnovabili, nonché dell’import netto. I volumi negoziati sul Mercato Infragiornaliero si attestano a 3,1 TWh, con il numero di abbinamenti su XBID al massimo storico di 1,8 milioni. Sul MTE si rilevano 13 transazioni registrate a fini di clearing. In calo le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

PUN INDEX GME

Il Pun Index GME registra una lieve crescita a 111,04 €/MWh (+1,97 €/MWh su settembre, con minimi di 9,65 €/MWh rilevati domenica 5 ottobre), mentre sulle altre principali borse elettriche europee si osservano aumenti di maggiore intensità (57/109 €/MWh, +1/+23 €/MWh). La variazione del prezzo italiano si registra in corrispondenza di un calo dei principali

riferimenti di prezzo del gas (IGI: 32,95 €/MWh, -1,88 €/MWh, il minimo da maggio 2024), a cui si affiancano una lieve flessione degli acquisti e un calo dei volumi rinnovabili e delle importazioni nette. La variazione del Pun Index risulta più intensa nelle ore di picco, con il rapporto picco/baseload a 1,08 (Grafico 1 e Tabella 1).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi

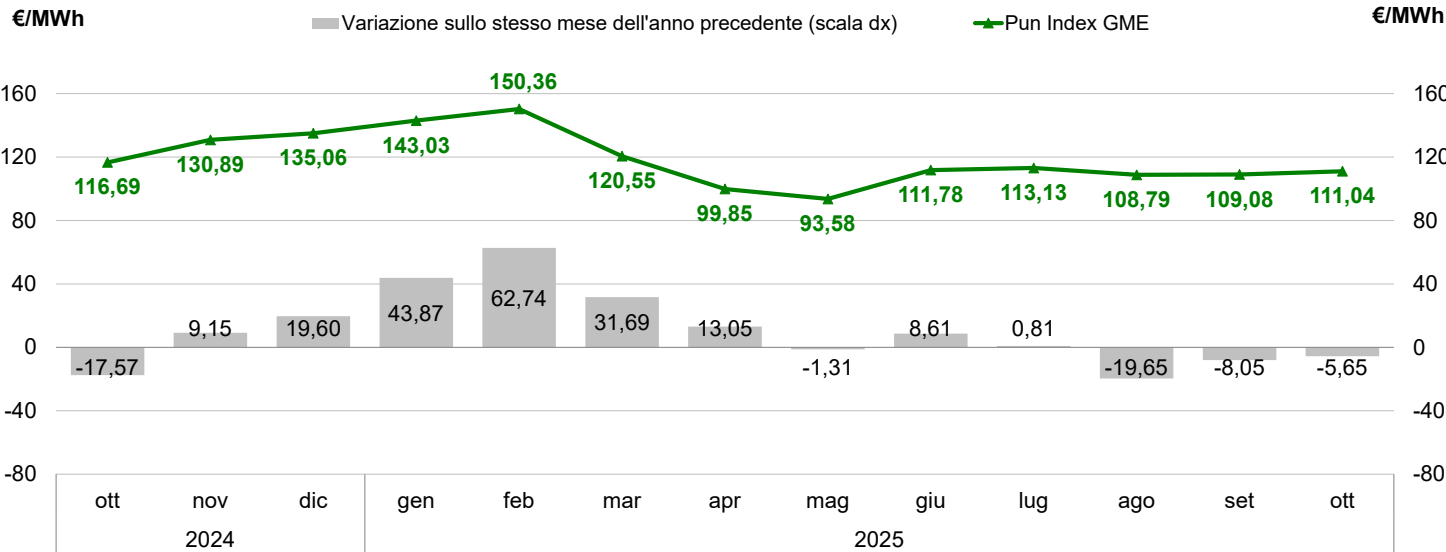
Fonte: GME

	Prezzo medio				Volumi				Liquidità	
	2025	2024	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2025	2024
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	GWh	Var.	GWh	Var.		
Baseload	111,04	116,69	-5,65	-4,8%	19.555	+5,5%	23.656	+1,5%	82,7%	79,5%
Picco	120,41	127,17	-6,75	-5,3%	8.624	-61,3%	10.360	-62,9%	83,2%	79,8%
Fuori picco	105,53	110,52	-5,00	-4,5%	10.931	-33,1%	13.296	-35,4%	82,2%	79,3%
Minimo	9,65	8,56			4,3		5,3		74,9%	74,8%
Massimo	206,12	187,46			8,7		10,4		90,7%	86,8%

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

Grafico 1: MGP, Pun Index GME

Fonte: GME



MERCATO ELETTRICO ITALIA

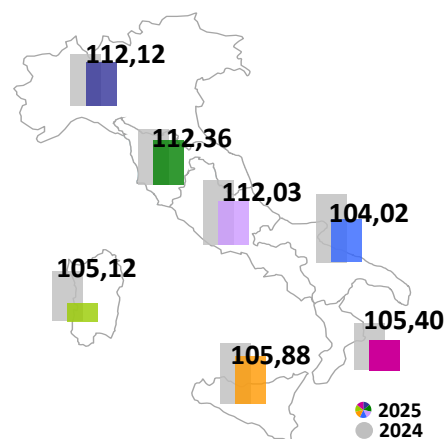
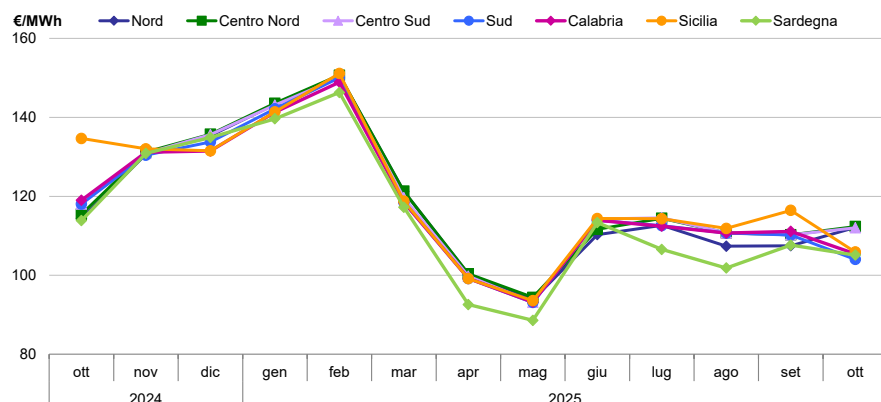
I PREZZI ZONALI

A livello zonale, anche in corrispondenza di una crescita dei volumi eolici al meridione e sulle isole e di limitazioni su diversi transiti interni, in particolare SUD-CSUD, i prezzi medi mostrano dinamiche contrastanti, crescendo nelle zone centrali

e al Settentrione a 112 €/MWh (+2/+5 €/MWh) e calando nel resto del Sistema a 104/106 €/MWh (-11/-3 €/MWh). Infine, nel suddetto contesto, si registrano nelle zone meridionali e sulle isole minimi di 0 €/MWh in diversi giorni del mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zonal

Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

Nella nuova configurazione di mercato le offerte semplici in vendita si attestano a 30,3 TWh, prevalentemente con MTU a 15 minuti (22 TWh circa), di cui 16,9 TWh accettati (69% dei quali con MTU a 15 minuti). I volumi offerti in vendita tramite blocchi si attestano a 5,2 TWh, di cui 2,1 TWh accettati e sempre concentrati sul prodotto a 15 minuti (circa l'87% del

totale). Con riferimento agli acquisti, le offerte semplici sono pari a 24,6 TWh, delle quali risultano accettati 23,0 TWh, quasi esclusivamente concentrati sul prodotto a 15 minuti (circa il 93%). Residuali i volumi offerti in acquisto tramite blocchi, pari a 13 GWh e tutti interamente accettati (Tabella 2, Grafico 3a e Grafico 3b).

Tabella 2: MGP, utilizzo dei prodotti

Fonte: GME

MTU	OFFERTE DI VENDITA (GWh)					
	SEMPLICI			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	21.979	11.668	10.310	4.511	1.840	2.671
30 min	28	1	27	-	-	-
60 min	8.268	5.258	3.010	650	280	370
TOTALE NAZIONALE	30.274	16.927	13.347	5.161	2.121	3.041

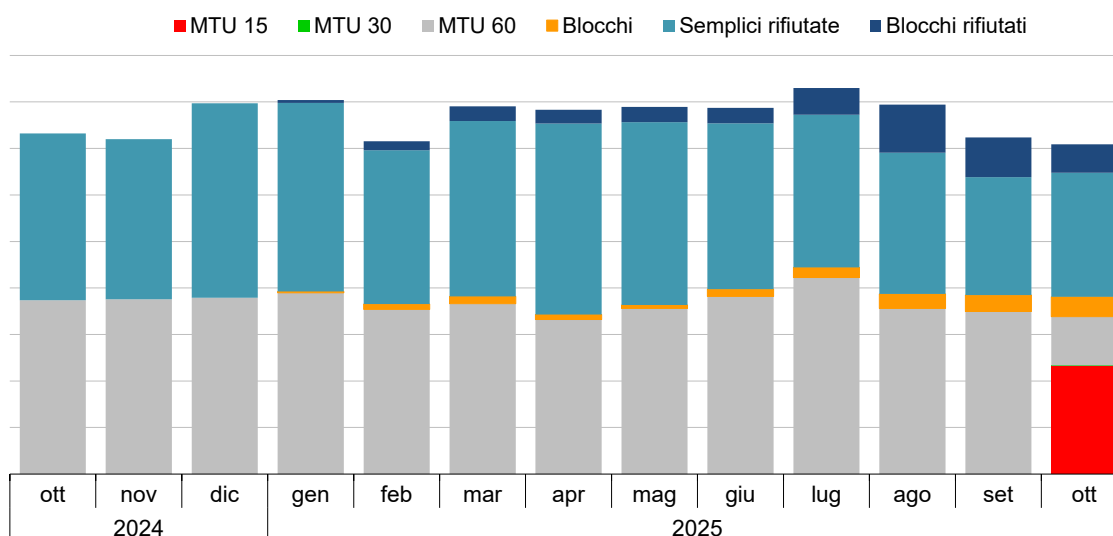
MTU	OFFERTE DI ACQUISTO (GWh)					
	SEMPLICI			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	22.862	21.307	1.555	3	3	0
30 min	-	-	-	-	-	-
60 min	1.765	1.681	84	10	10	-
TOTALE NAZIONALE	24.627	22.988	1.639	13	13	0

* a partire dalla data flusso 1 ottobre 2025, conseguentemente al cambio di struttura del mercato, il confronto con il precedente mese non verrà indicato.

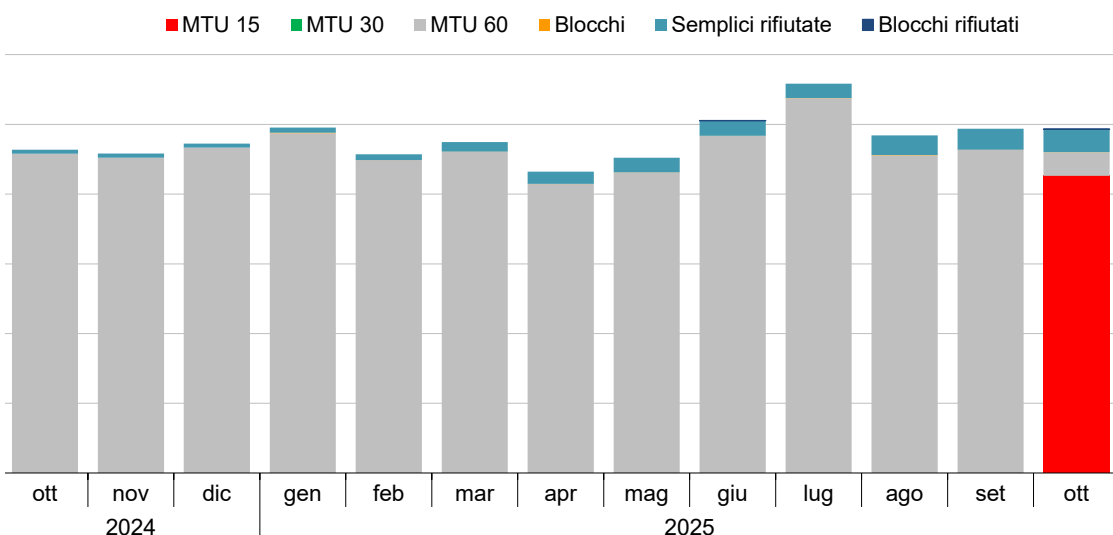
Grafico 3: MGP, struttura dell'offerta

Fonte: GME

3a: quantità vendute e rifiutate



3b: quantità acquistate e rifiutate



I VOLUMI

Gli acquisti di energia elettrica nel mese di ottobre mostrano una debole flessione a 23,7 TWh (-3,3% in media giornaliera su settembre), maggiore nella componente proveniente da nomine di posizioni bilaterali, attestatosi a 4,1 TWh (-9,4%), che nella componente di borsa, pari a 19,6 TWh (-1,9%). In conseguenza di tali dinamiche, la liquidità del mercato sale all'82,7% (+1,2

p.p.). Sul lato della domanda scendono gli acquisti nazionali, a 23,0 TWh (-4,0%), mentre sale l'export, a 0,7 TWh (+32,5%). Sul lato dell'offerta le vendite nazionali appaiono in flessione, a 19,0 TWh (-4,2%), in virtù di un calo nelle zone centro settentrionali. Registra una debole crescita il livello dell'import, attestatosi a 4,6 TWh (+0,8%) (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 4).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.555	+5,5%	82,7%
Operatori	13.031	+5,8%	55,1%
GSE	1.959	+8,7%	8,3%
Zone estere	4.564	+3,3%	19,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	4.101	-14,1%	17,3%
Zone estere	44	-79,6%	0,2%
Zone nazionali	4.057	-11,1%	17,2%
Saldo programmi PCE	-		
VOLUMI VENDUTI	23.656	+1,5%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.599	-7,6%	
OFFERTA TOTALE	40.255	-2,5%	

Tabella 4: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.555	+5,5%	82,7%
Acquirente Unico	390	-30,1%	1,7%
Altri operatori	15.744	+7,2%	66,6%
Pompaggi	189	+186,6%	0,8%
Zone estere	655	+58,0%	2,8%
Saldo programmi PCE	2.576	-8,5%	10,9%
PCE (incluso MTE)	4.101	-14,1%	17,3%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	14	-58,2%	0,1%
Zone nazionali altri operatori	6.664	-11,9%	28,2%
Saldo programmi PCE	-2.576		
VOLUMI ACQUISTATI	23.656	+1,5%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.117	+112,2%	
DOMANDA TOTALE	25.774	+6,0%	

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

Grafico 4: MGP, liquidità

Fonte: GME

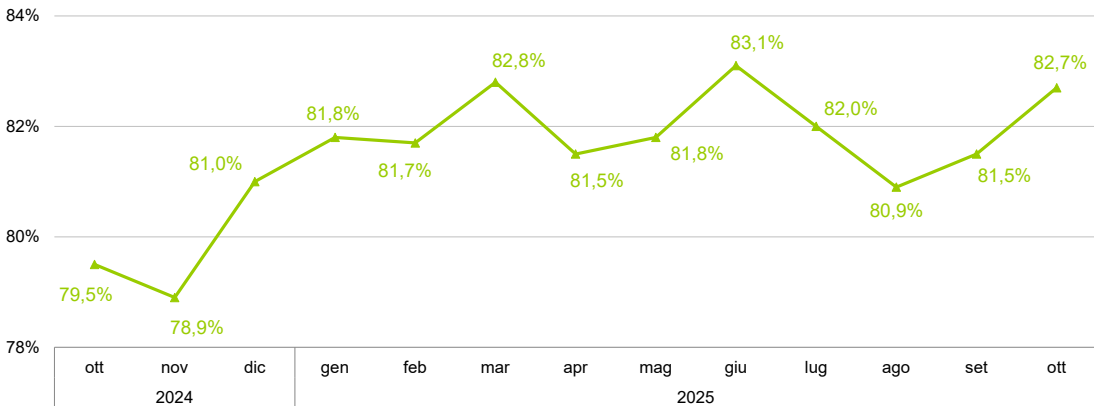


Tabella 5: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media a 15 min	Var	Totale	Media a 15 min	Var	Totale	Media a 15 min	Var
Nord	18.111	6,1	-5,8%	9.904	3,3	-6,1%	13.280	4,5	+0,5%
Centro Nord	1.329	0,4	-16,3%	1.146	0,4	-6,0%	1.988	0,7	+2,8%
Centro Sud	5.382	1,8	-13,5%	2.439	0,8	+15,3%	4.003	1,3	+0,1%
Sud	5.110	1,7	+13,1%	2.655	0,9	+25,7%	1.398	0,5	-0,8%
Calabria	1.574	0,5	+30,4%	663	0,2	+6,0%	420	0,1	-0,3%
Sicilia	2.506	0,8	-4,7%	1.146	0,4	+0,4%	1.268	0,4	-2,8%
Sardegna	1.426	0,5	+16,2%	1.094	0,4	+18,8%	644	0,2	+3,1%
Totale nazionale	35.436	11,9	-3,2%	19.048	6,4	+2,0%	23.001	7,7	+0,4%
Estero	4.819	1,6	+3,2%	4.608	1,5	-0,6%	655	0,2	+58,0%
Sistema Italia	40.255	13,5	-2,5%	23.656	7,9	+1,5%	23.656	7,9	+1,5%

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

LE FONTI

A ottobre la quota di volumi rinnovabili venduti nel Sistema Italia registra un calo, attestandosi al 44,7% (-1,5 p.p.). La flessione interessa l'idrico (con l'eccezione del Centro Nord in debole crescita) e il solare, mentre registrano una

crescita le vendite eoliche, il cui aumento è concentrato al centro-meridione e sulle isole. In calo anche i volumi dei cicli combinati, con la quota delle vendite derivanti da fonti tradizionali al 54,1% (+1,7 p.p.) (Tabella 6, Grafico 5).

Tabella 6: MGP, vendite per fonte: media oraria

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	6.023	+22,7%	416	-12,5%	1.157	+1,0%	1.108	-0,8%	381	-3,8%	523	-15,9%	695	+10,1%	10.303	+10,8%
Gas	5.378	+24,5%	354	-19,0%	982	-1,6%	927	-1,5%	302	+1,2%	428	-9,3%	391	+55,2%	8.762	+13,6%
Carbone	0	-	-	-	0	-	0	-	0	-	-	-	257	-22,1%	257	-22,1%
Altre	645	+9,4%	61	+61,8%	175	+18,4%	182	+2,6%	79	-19,3%	95	-36,7%	47	-4,2%	1.283	+2,8%
Fonti rinnovabili	3.678	-29,0%	731	-1,8%	1.253	+32,1%	1.547	+55,4%	283	+22,8%	623	+19,8%	398	+37,1%	8.513	-4,4%
Idraulica	2.395	-41,1%	132	-20,7%	393	+4,9%	302	+6,3%	54	+1,7%	119	+3,4%	61	+47,0%	3.455	-32,3%
Geotermica	-	-	441	+0,7%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	441	+0,7%
Eolica	17	-13,0%	21	+21,5%	436	+46,8%	1.041	+96,3%	185	+38,9%	367	+34,6%	151	+3,6%	2.217	+56,6%
Solare e altre	1.266	+15,9%	137	+11,0%	425	+53,2%	204	+12,9%	44	-0,3%	138	+3,6%	186	+80,7%	2.400	+22,8%
Pompaggio	202	-55,9%	-	-	29	+38,1%	-	-	-	-	-	-	2	+14506,2%	232	-51,4%
Totale	9.904	-6,1%	1.146	-6,0%	2.439	+15,3%	2.655	+25,7%	663	+6,0%	1.146	+0,4%	1.094	+18,8%	19.048	+2,0%

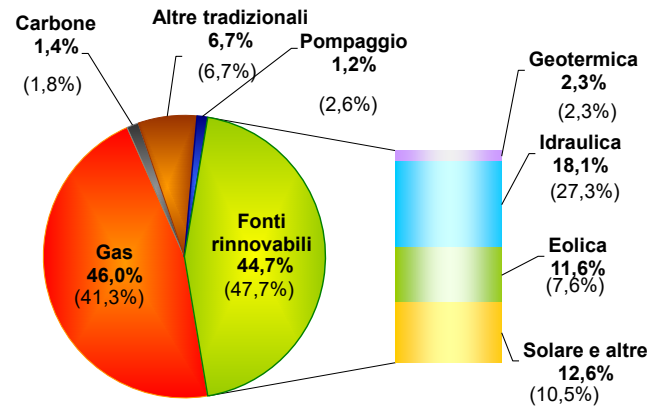
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

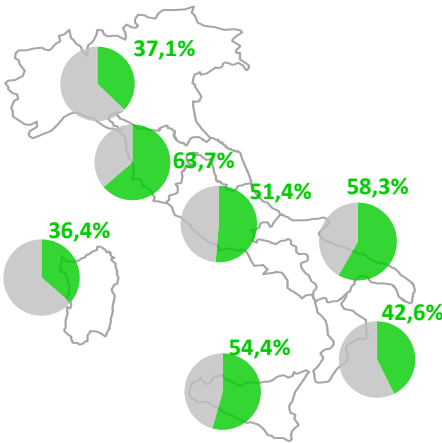
Fonte: GME

Grafico 6: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dell'anno precedente.



MERCATO ELETTRICO ITALIA

LE FRONTIERE ESTERE

A ottobre il saldo con l'estero mostra un calo a 4,0 TWh (-3,1% in media giornaliera su settembre). A fronte di una crescita dei flussi in entrata sulla frontiera francese, la flessione si registra per effetto di un calo del livello dell'import sulla restante parte

della frontiera settentrionale e su quella montenegrina, anche in concomitanza di una crescita dell'export verso Slovenia, Svizzera e Montenegro. Infine, si segnala il perdurare dell'inibizione del transito con la Grecia (Tabella 7 e Figura 1).

Tabella 7: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzo	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	GWh	%	%	%	%	%	MW medi	GWh	GWh	MW medi	GWh	GWh
Italia - Francia*	2.465 (1.637)	100,0% (98,4%)	- (0,8%)	- (0,8%)	96,5% (88,5%)	- (-)	3.329 (2.353)	2.465 (1.642)	2.465 (1.642)	1.984 (1.926)	0 (5)	0 (5)
Italia - Svizzera	1.446 (1.831)	96,3% (98,1%)	3,7% (1,3%)	- (0,5%)	- (-)	- (-)	3.247 (2.933)	1.576 (1.896)	n/a n/a	2.417 (3.329)	130 (65)	n/a n/a
Italia - Austria*	152 (155)	70,7% (80,3%)	27,6% (18,1%)	1,7% (1,6%)	56,6% (75,3%)	23,5% (16,4%)	366 (303)	178 (172)	178 (172)	145 (143)	26 (17)	26 (17)
Italia - Slovenia*	97 (165)	62,2% (74,0%)	36,1% (24,6%)	1,7% (1,5%)	47,3% (64,0%)	24,0% (16,1%)	570 (515)	238 (263)	238 (263)	647 (660)	141 (98)	141 (98)
Italia - Montenegro	-83 (331)	39,5% (90,9%)	60,4% (9,1%)	0,1% (0,0%)	- (13,0%)	3,1% (-)	686 (611)	152 (385)	n/a n/a	641 (791)	234 (53)	n/a n/a
Italia - Grecia*	0 (238)	- (79,3%)	- (13,7%)	100,0% (7,0%)	- (74,3%)	- (8,7%)	0 (500)	0 (278)	0 (278)	0 (500)	0 (40)	0 (40)
Italia - Malta	-69 (-84)	- (-)	92,3% (93,2%)	7,7% (6,8%)	- (-)	1,1% (3,8%)	225 (225)	0 (-)	n/a n/a	225 (225)	69 (84)	n/a n/a
TOTALE**	4.008 (4.273)							4.608 (4.635)	2.881 (2.355)		600 (363)	167 (160)

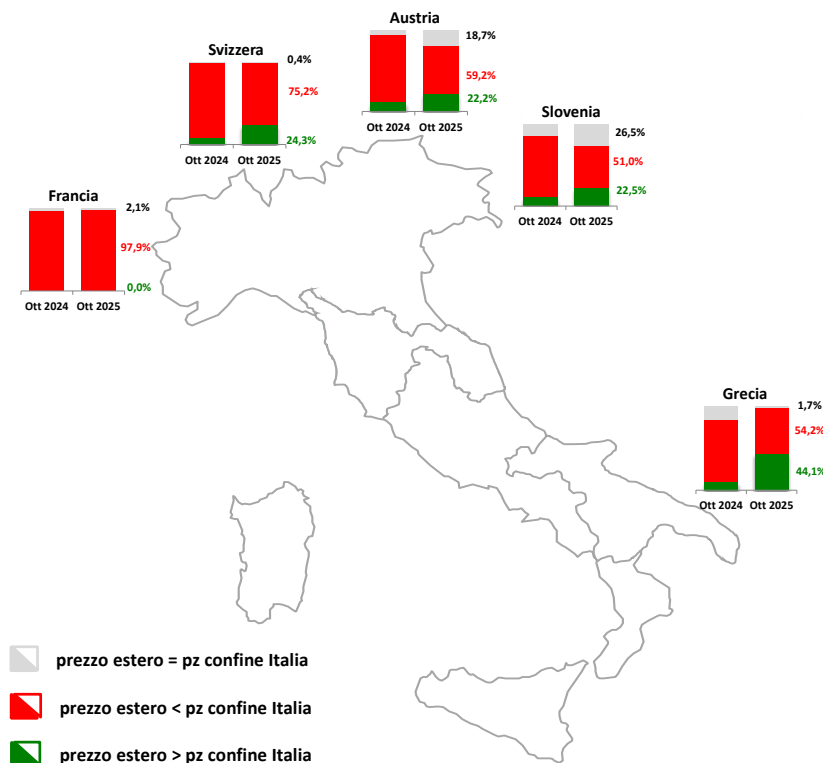
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

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

**al netto dei volumi scambiati con la Corsica

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

Fonte: GME, LSEG Data & Analytics



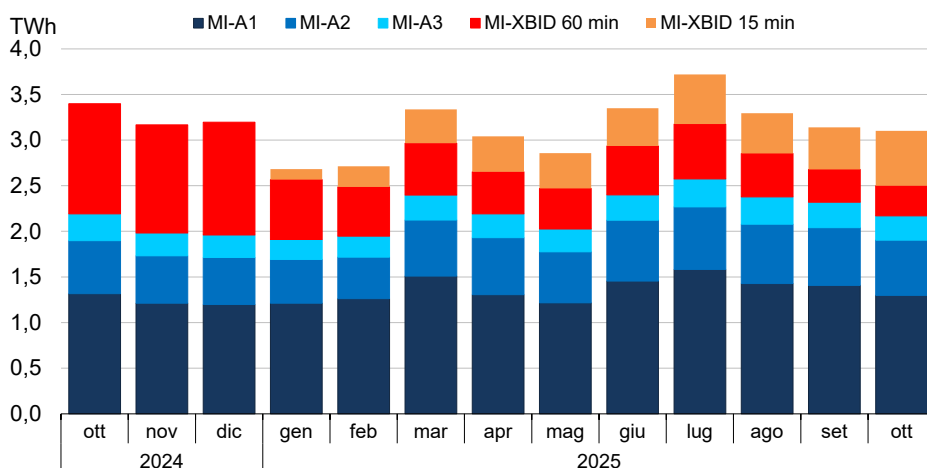
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

I volumi scambiati sul MI si mantengono sostanzialmente invariati sui 3,1 TWh. Registrano un lieve calo gli scambi sui mercati in asta, a 2,2 TWh (-0,1 TWh), mentre crescono i volumi su XBID, a 0,9 TWh (+0,1 TWh), di cui 0,6 TWh relativi al prodotto a 15 minuti, attestatosi ai massimi dalla sua introduzione. Sempre sul mercato a negoziazione continua, il numero di abbinamenti si porta al livello più alto mai osservato, pari a circa a 1,8 milioni, di cui circa il 90% stabilmente concentrato nelle fasi 2 e 3. La quota degli scambi con l'estero sale al 42% (+10 p.p.), mentre le quote di scambi tra zone nazionali e all'interno della medesima zona nazionale registrano ancora una

flessione, attestandosi rispettivamente al 46% (-8 p.p.) e al 12% (-2 p.p.). I prezzi medi mostrano dinamiche differenziate, rimanendo sostanzialmente stabili sul MI-A1 a 109 €/MWh, crescendo sul MI-A3 a 113 €/MWh (+1 €/MWh) e mostrando cali sui restanti mercati a 109/112 €/MWh (-2/-1 €/MWh). Le quotazioni appaiono inferiori ai corrispondenti valori del MGP sui mercati in asta e superiori su XBID (Grafico 7, Grafico 8, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10). Infine, si rilevano su entrambi i prodotti di XBID abbinamenti a prezzi negativi (fino a -1.225 €/MWh sul prodotto al quarto d'ora, minimo rilevato in tutte le zone con l'eccezione del Nord).

Grafico 7: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



Tabella 8: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA						Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID 60 min		XBID 15 min		Totale	
	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %
Nord	630	5,1%	241	7,0%	108	-14,6%	979	2,9%	83	-74,6%	178	-	1.240	-3,0%
Centro Nord	83	-12,1%	32	-35,4%	14	-34,7%	129	-22,0%	28	-54,3%	45	-	202	-10,8%
Centro Sud	170	-10,1%	89	-15,5%	38	-23,7%	297	-13,7%	39	-64,2%	68	-	405	-10,9%
Sud	124	-38,3%	82	5,1%	43	8,4%	248	-21,9%	30	-76,7%	59	-	338	-24,5%
Calabria	23	-5,3%	18	34,8%	8	26,1%	49	11,2%	5	-79,4%	10	-	64	-3,5%
Sicilia	95	-5,4%	35	-18,0%	16	-18,0%	146	-10,2%	10	-82,9%	19	-	175	-20,5%
Sardegna	79	241,8%	44	132,2%	16	8,8%	139	144,2%	6	-72,5%	16	-	162	102,3%
Estero	94	11,3%	66	32,1%	22	52,8%	182	22,4%	129	-73,0%	206	-	518	-17,5%
Totale	1.298	-1,4%	606	4,1%	266	-9,3%	2.170	-1,0%	331	-72,6%	602	-	3.102	-8,7%

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	669	-4,4%	267	-3,8%	96	-21,7%	1.031	-6,2%	87	-77,5%	179	-	1.297	-12,6%
Centro Nord	48	-42,5%	24	-17,8%	13	-16,5%	85	-33,7%	32	-53,5%	39	-	157	-20,8%
Centro Sud	112	-30,4%	74	-2,6%	35	-19,8%	221	-21,3%	38	-75,0%	79	-	337	-21,9%
Sud	236	25,3%	77	-8,1%	33	-26,4%	346	9,2%	41	-64,6%	65	-	452	4,1%
Calabria	23	-12,0%	17	26,3%	10	78,6%	50	11,2%	5	-75,4%	11	-	66	0,2%
Sicilia	100	-0,9%	37	-20,1%	18	-8,8%	156	-7,2%	12	-78,4%	22	-	190	-15,6%
Sardegna	58	314,2%	43	113,2%	16	62,0%	118	165,1%	7	-58,9%	14	-	138	128,8%
Estero	52	21,7%	67	85,9%	44	43,7%	163	49,1%	109	-72,3%	193	-	464	-7,2%
totale	1.298	-1,4%	606	4,1%	266	-9,3%	2.170	-1,0%	331	-72,6%	602	-	3.102	-8,7%

Grafico 8: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

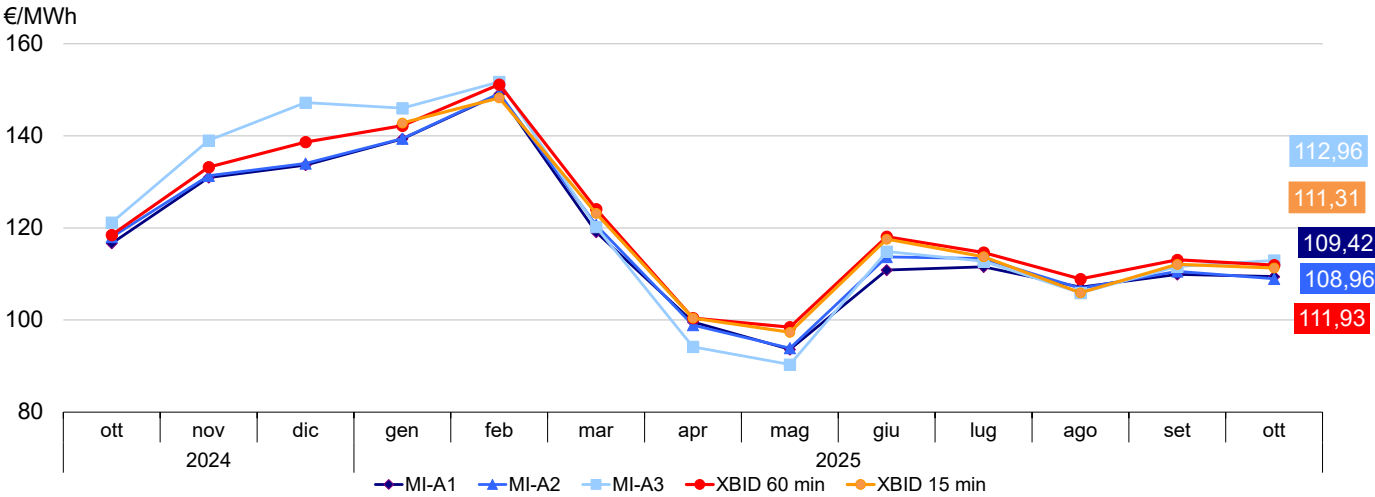


Tabella 10: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

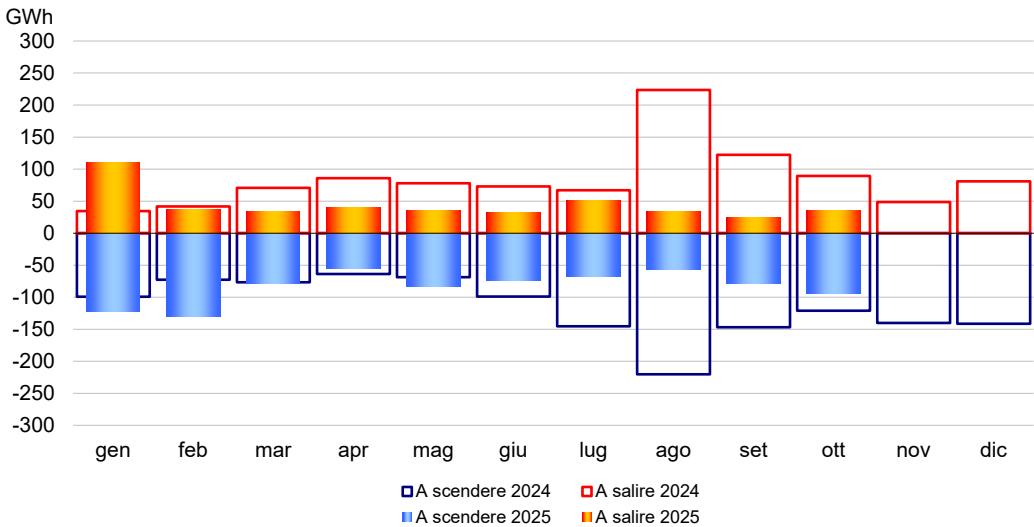
	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero									
			ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA			
	MGP (1-24 h)	MGP (13-24 h)	MI-A1		MI-A2		MI-A3		XBID 60 min		XBID 15 min	
			€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	112,12	115,21	110,99 (-1,0%)	-2,5%	111,52 (-0,5%)	-3,8%	115,58 (+0,3%)	-2,8%	112,88 (+0,7%)	-2,6%	112,62 (+0,4%)	-
Centro Nord	112,36	115,68	111,25 (-1,0%)	-3,2%	111,70 (-0,6%)	-3,9%	115,93 (+0,2%)	-3,6%	114,37 (+1,8%)	-2,7%	113,04 (+0,6%)	-
Centro Sud	112,03	115,27	111,04 (-0,9%)	-5,3%	111,53 (-0,5%)	-4,6%	115,73 (+0,4%)	-4,6%	112,22 (+0,2%)	-4,9%	111,91 (-0,1%)	-
Sud	104,02	105,77	102,09 (-1,9%)	-13,0%	102,39 (-1,6%)	-12,4%	106,56 (+0,7%)	-12,1%	106,59 (+2,5%)	-9,9%	106,10 (+2,0%)	-
Calabria	105,40	107,00	104,26 (-1,1%)	-11,7%	103,98 (-1,4%)	-11,5%	108,26 (+1,2%)	-9,7%	107,71 (+2,2%)	-9,5%	107,27 (+1,8%)	-
Sicilia	105,88	107,64	104,88 (-0,9%)	-21,0%	103,93 (-1,8%)	-23,0%	108,80 (+1,1%)	-23,8%	108,57 (+2,5%)	-19,8%	107,57 (+1,6%)	-
Sardegna	105,12	106,99	104,05 (-1,0%)	-8,1%	105,04 (-0,1%)	-7,1%	107,80 (+0,8%)	-6,7%	107,44 (+2,2%)	-7,4%	109,02 (+3,7%)	-

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

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

Sul MSD ex-ante appaiono in crescita sia le vendite del TSO sul mercato a scendere, attestatesi a circa 94 GWh (il massimo da marzo), sia i suoi acquisti sul mercato a salire, pari a 35 GWh (Grafico 9).

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



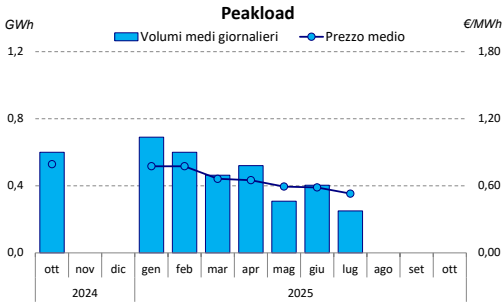
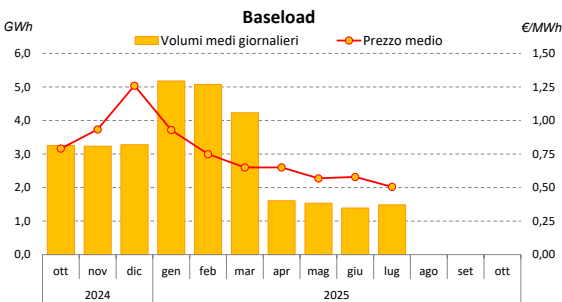
MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel mese di ottobre non si registrano scambi sul MPEG (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	-	-	-	-	-
	(28)	14/31	(0,79)	(0,70)	(0,89)	(45,6)	(3,3)
Peakload	-	0/23	-	-	-	(-)	(-)
	(9)	9/23	(0,79)	(0,70)	(0,89)	(5,4)	(0,6)
Totale		-				-	
		(37)				(51)	

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

A ottobre sul MTE si osservano 13 transazioni bilaterali registrate a fini di clearing, per volumi pari a 217,6 GWh. Tali transazioni, tutte relative a profili baseload, interessano il prodotto Novembre 2025 (108,7 GWh), Dicembre 2025 (52,1 GWh), I Trimestre 2026 (6,5 GWh), II Trimestre 2026 (6,6 GWh) e Anno 2026 (43,8 GWh). Il prodotto Novembre

2025 chiude il periodo di contrattazione a 111,87 €/MWh sul baseload e 122,82 €/MWh sul peakload, con le posizioni aperte rispettivamente pari a 167,0 GWh e 12,0 GWh. Per effetto delle suddette variazioni, la posizione aperta complessiva sale a 308,4 GWh (+38,6 GWh su settembre) (Tabella 11 e Grafico 10).

Tabella 11: MTE, prodotti negoziabili a ottobre

Fonte: GME

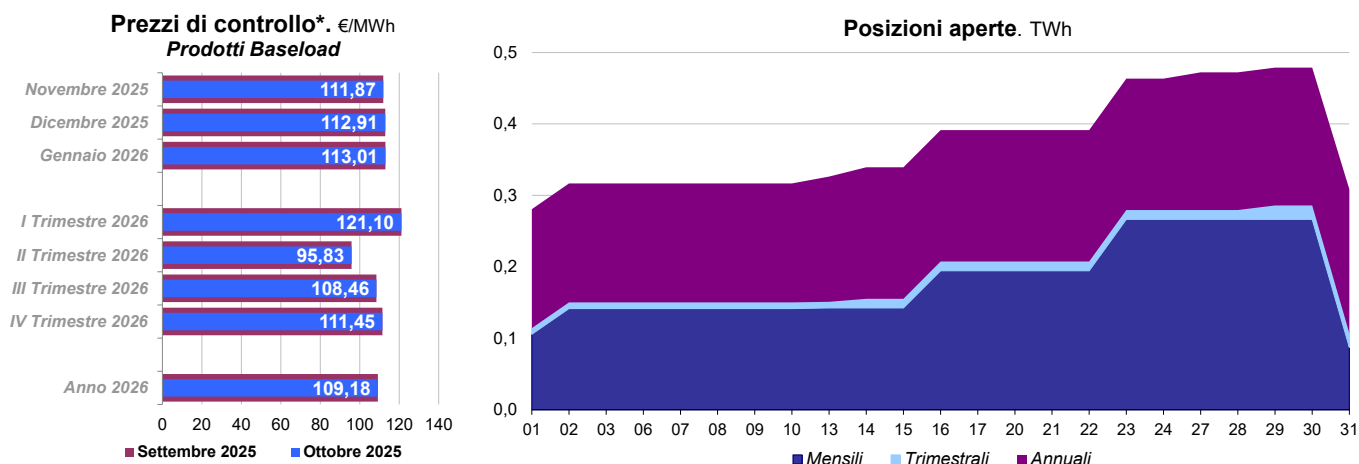
PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione		MW	MW	MW mese in corso	MW mese precedente	MW	GWh
Novembre 2025	111,87	+0,0%	-	-	151	151	52	232	167
Dicembre 2025	112,91	+0,0%	-	-	70	70	-	99	74
Gennaio 2026	113,01	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2026	115,40	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2026	121,10	+0,0%	-	-	3	3	1	6	13
II Trimestre 2026	95,83	+0,0%	-	-	3	3	-	3	7
III Trimestre 2026	108,46	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2026	111,45	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2026	109,18	+0,0%	-	-	5	5	5	23	201
Totale			-	-	232	232	58		295
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
Novembre 2025	122,82	+0,0%	-	-	-	-	-	50	12
Dicembre 2025	126,13	+0,0%	-	-	-	-	-	50	14
Gennaio 2026	127,87	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2026	130,05	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2026	125,38	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2026	98,97	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2026	112,38	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2026	127,61	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2026	116,08	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		14
TOTALE			-	-	232	232	58		308

*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)

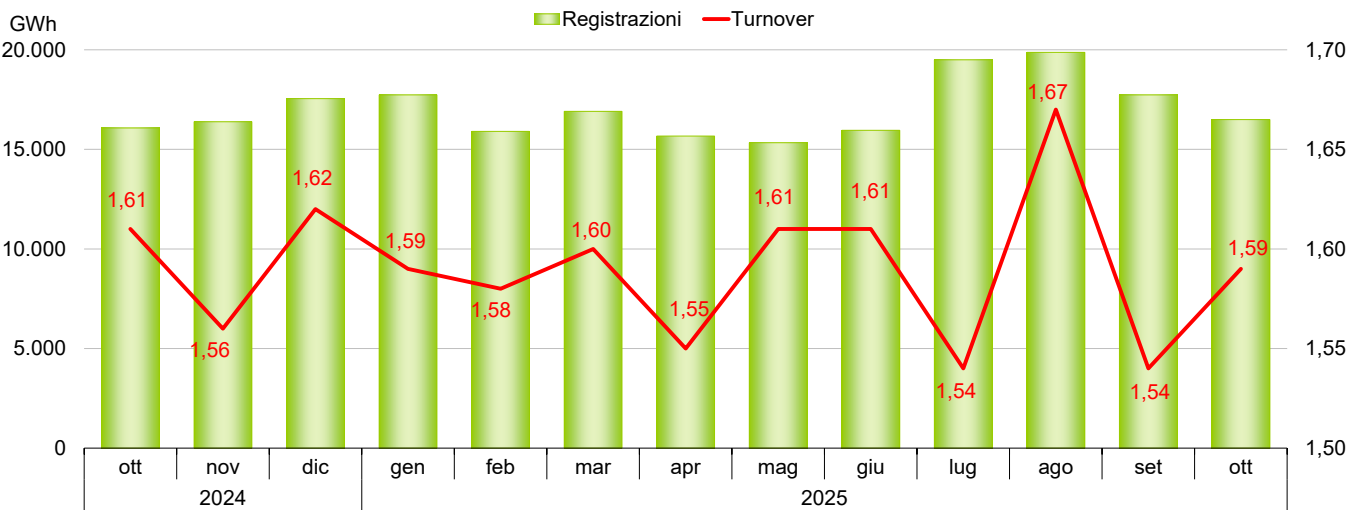
Le transazioni registrate sulla PCE calano a 16,5 TWh (-1,2 TWh su settembre), con la posizione netta anch'essa in calo a 10,4 TWh (-1,1 TWh). Il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta (Turnover) sale a 1,59. I programmi registrati si attestano a 4,1 TWh nei conti in immissione e a 6,7 TWh in prelievo, con i relativi sbilanciamenti a programma a 6,3 TWh e a 3,7 TWh (Tabella 12, Grafico 11).

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

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI			
	GWh	Variazione	Struttura		Immissione GWh Variazione	Prelievo GWh Variazione	
Baseload	3.100	+15,3%	18,8%	Richiesti	4.861 -9,9%	6.682	-12,0%
Off Peak	0	- 100,0%	-	Rifiutati	759 +23,1%	5	+1861,2%
Peak	6	- 4,3%	0,0%	Registrati	4.101 -14,1%	6.678	-12,1%
Week-end	-	-	-				
Totale Standard	3.106	+15,0%	18,8%	Sbilanciamenti a programma	6.289 +20,2%	3.713	+53,8%
Totale Non standard	13.350	+0,3%	80,9%	Saldo programmi	- -	2.576	-8,5%
PCE bilaterali	16.456	+2,8%	99,8%				
MTE	39	+389,0%	0,2%				
MPEG	-	- 100,0%	-				
TOTALE PCE	16.495	+2,6%	100,0%				
POSIZIONE NETTA	10.391	+3,8%					

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

■ Ad ottobre nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 18,3 TWh, rappresentando una quota sul totale consumato nel sistema pari al 35%. Gli scambi risultano concentrati sull'orizzonte day-ahead, in particolare nel

mercato a negoziazione continua (12,4 TWh). Con riferimento ai prezzi, a ottobre l'IG Index (IGI) si porta a 32,98 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti del GME, comprese tra i 33-34 €/MWh.

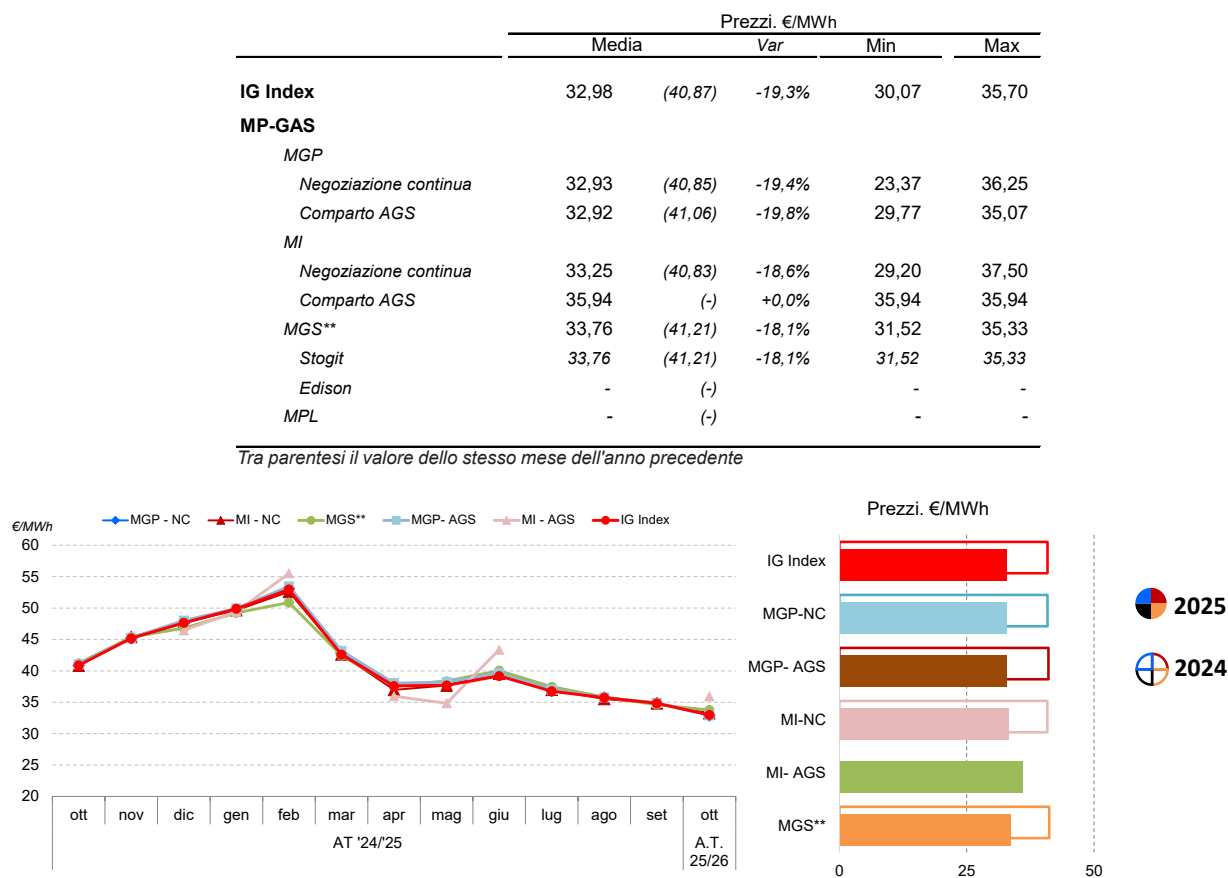
IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

Ad ottobre l'IG Index (IGI) si porta in media a 32,98 €/MWh, in calo rispetto a settembre (-1,85 €/MWh), mostrando un andamento altalenante nel corso del mese, con minimi giornalieri intorno ai 30 €/MWh. Dinamica differenziata, invece, per la quotazione europea al TTF, che rimane pressoché stabile nell'intorno dei 32 €/MWh (32,02 €/MWh, +0,05 €/

MWh), per uno spread IGI-TTF che scende a 0,96 €/MWh (era 2,86 €/MWh il mese precedente). Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, anch'essi in flessione rispetto al mese precedente, risultano tutti compresi nell'intorno dei 33-34 €/MWh, con l'eccezione registrata sul comparto ad asta del MI-Gas (35,94 €/MWh).

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

Fonte: dati GME



* 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 sessione del 1° ottobre 2025, con l'entrata in vigore della DTF 07 MGAS, nell'ambito del MGP-GAS il GME ha reso disponibile per la contrattazione il prodotto Working Days Next Week (WK/DY NW), con periodo di consegna pari ai singoli giorni lavorativi della settimana successiva a quella in cui il prodotto stesso è negoziato.

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) risultano pari a 18,3 TWh, in crescita rispetto al mese precedente, con una quota sul totale consumato nel sistema gas anch'essa in aumento su livelli molto alti, pari a 35% (era 31% a settembre 2025). Gli scambi sull'orizzonte day-ahead si attestano a 14,6 TWh (erano 10,1 TWh a settembre), di questi 12,4 TWh contrattati nel comparto a negoziazione continua (+43%), il cui peso sul MP-GAS si porta al 68%. In aumento rispetto al mese precedente anche i volumi scambiati nel comparto AGS, pari a 2,2 TWh (+23%) e 12% del totale MP-GAS, soprattutto relativi a movimentazioni in acquisto di Snam. In aumento

rispetto a settembre gli scambi sull'orizzonte intraday che si portano a 3,4 TWh (+31%), riguardanti quasi esclusivamente la negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si attesta al 18%. Su tale mercato risultano modeste le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,3 TWh), mentre aumentano a 3,1 TWh le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB. Nel comparto AGS sono stati scambiati 33 GWh, concentrati in una sola sessione. Le quantità scambiate sul MGS si confermano a 0,35 TWh, in corrispondenza sia di un aumento delle movimentazioni effettuate da Snam (0,15 TWh) che, in misura minore, delle contrattazioni tra operatori terzi (0,20 TWh). Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad ottobre non sono stati registrati scambi. Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), sono stati scambiati 174,2 GWh, riferiti al periodo di consegna Dicembre 2025, ad un prezzo medio di 34,19 €/MWh.

Figura 2: MP-GAS - volumi sui mercati GME

Fonte: dati GME

	Volumi. MWh	
	Totale	Var
MP-GAS		
<i>MGP</i>		
Negoziiazione continua	12.406.368	(9.731.064) +27,5%
Comparto AGS	2.179.488	(1.621.776) +34,4%
<i>MI</i>		
Negoziiazione continua	3.357.864	(2.146.656) +56,4%
Comparto AGS	32.880	(-) -
<i>MGS**</i>		
Stogit	347.159	(209.109) +66,0%
Edison	-	(-) -
MPL	-	(-) -

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

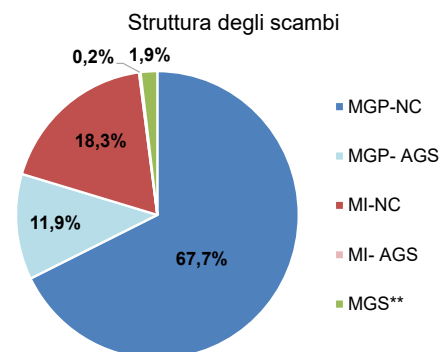
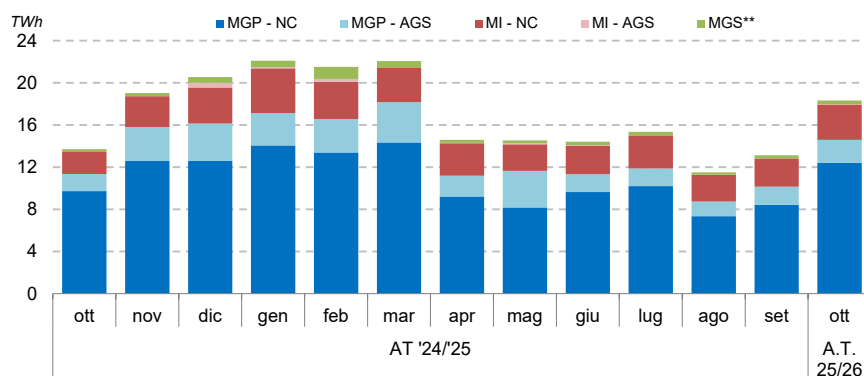


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Stogit Adriatica			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	347.159	(209.109)	347.159	(209.109)	-	(-)	-	(-)
SRG	86.748	(84.407)	58.583	(32.255)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	86.748	(84.407)	58.583	(32.255)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	260.411	(124.703)	288.576	(176.855)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

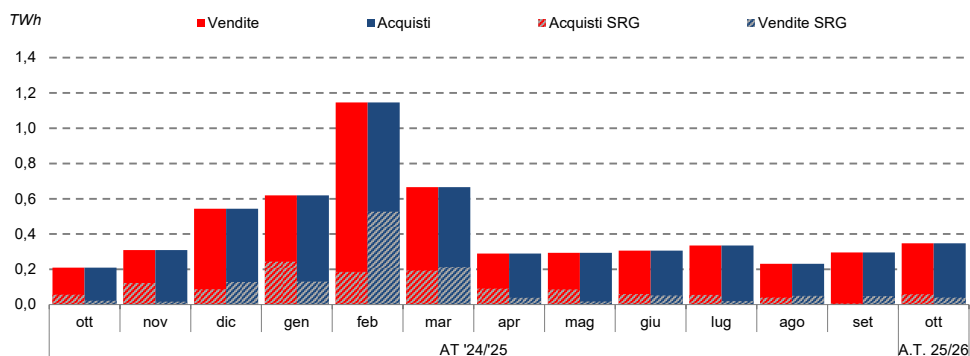
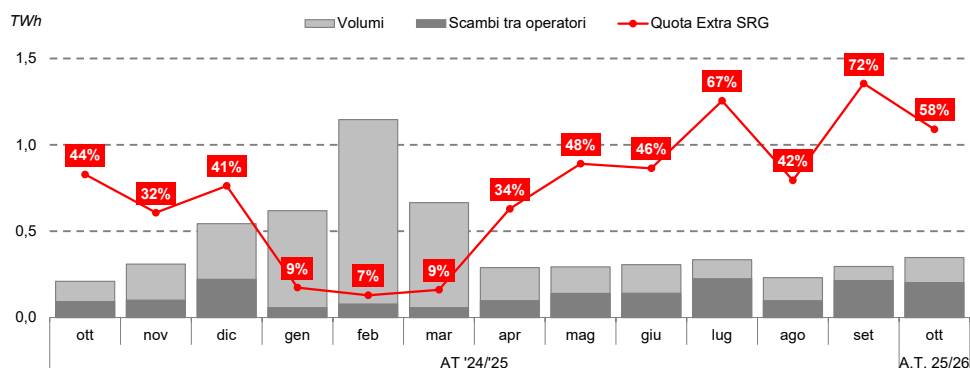


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2025-10	-	-	31,73	-7,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2025-11	-	-	34,41	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-11	-	-	35,34	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-12	-	-	35,81	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-01	-	-	35,26	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-02	-	-	34,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-01	-	-	35,52	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-02	-	-	36,39	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-03	-	-	36,32	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-04	-	-	35,50	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2026/2027	-	-	35,74	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2026	-	-	34,27	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2026	-	-	35,99	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					-	-			-		-	

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

IL SISTEMA GAS

Ad ottobre in Italia i consumi di gas naturale (al lordo delle esportazioni) si attestano a 4.919 milioni di mc (52,0 TWh), in aumento rispetto al mese precedente. La dinamica dei consumi rispetto a settembre riflette un significativo incremento dei prelievi nel comparto civile (1.662 milioni di mc, 17,6 TWh). In flessione, invece, i consumi del settore termoelettrico (1.784 milioni di mc, 18,9 TWh), mentre risultano pressoché stabili quelli industriali (1.042 milioni di mc, 11,0 TWh). In crescita su settembre le esportazioni e gli altri consumi, complessivamente pari a 431 milioni di mc (4,6 TWh). Sul lato delle importazioni (5.142 milioni di mc, 54,4 TWh) crescono su base mensile i volumi di gas in entrata

tramite gasdotto, a 3.285 milioni di mc (34,7 TWh), mentre si riducono i flussi tramite rigassificatori GNL, a 1.857 milioni di mc (19,6 TWh), con una quota di questi ultimi al 36%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra dinamiche rialziste soprattutto a Mazara (17,8 TWh, 33% del totale), a Gela (1,6 TWh, 3% del totale) e ai due rigassificatori di Panigaglia (3,1 TWh, 6% del totale) e Cavarzere (8,5 TWh, 16% del totale). Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (5,1 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 13.388 milioni di mc (141,5 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	5.142	54,4	+12,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.681	17,8	-14,1%
Tarvisio	13	0,1	-93,1%
Passo Gries	524	5,5	+78,0%
Gela	155	1,6	+66,1%
Gorizia	0	0	-
Melendugno	911	9,6	-1,3%
Panigaglia (GNL)	291	3,1	+33063,2%
Cavarzere (GNL)	800	8,5	+5,8%
Livorno (GNL)	77	0,8	-
Plombino (GNL)	370	3,9	+7,8%
Ravenna	318	3	-
Produzione Nazionale	261	2,8	+16,3%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.403	57,1	+12,8%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	4.488	47,4	+8,2%
Termoelettrico	1.042	11,0	-1,7%
Reti di distribuzione	1.784	18,9	+5,7%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>431</i>	<i>4,6</i>	<i>+76,6%</i>
Esportazioni	355	3,7	+106,0%
Reti di terzi e altri consumi di sistema*	76	0,8	+6,2%
TOTALE CONSUMATO (al lordo delle esportazioni)	4.919	52,0	+12,0%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>484</i>	<i>5,1</i>	<i>+22,5%</i>
TOTALE PRELEVATO	5.403	57,1	+12,8%

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

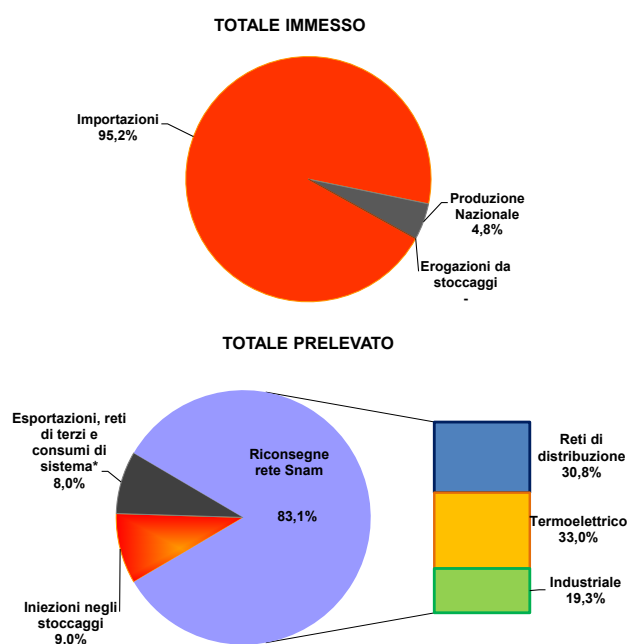
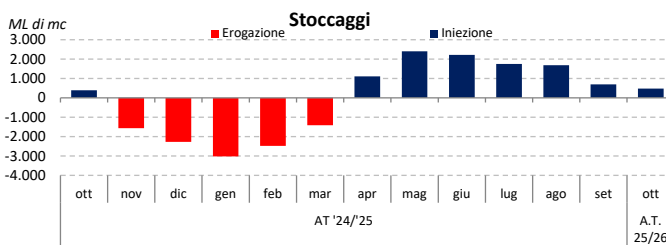
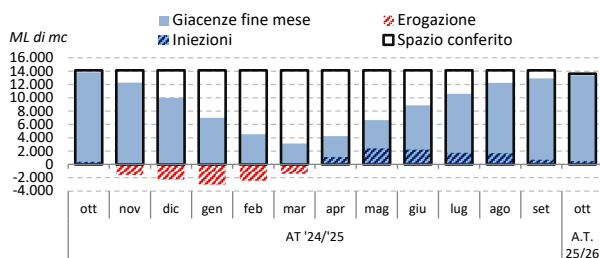


Figura 5: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/10/2025)	13.388	141,5	-3,2%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	484	5,1	+22,5%
Flusso netto	484	5,1	+22,5%
Spazio conferito su base annuale	13.609	143,9	-3,6%
Giacenza/Spazio conferito	98,4%		+0,4 p.p.



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Ad ottobre le quotazioni di greggio e combustibili scendono su base mensile, mentre si confermano ai minimi da oltre un anno i principali riferimenti europei del gas. In crescita, invece, i prezzi elettrici, con il Pun Index italiano che riduce lo spread con le borse estere limitrofe.

Resta in calo anche ad ottobre il prezzo del Brent (65,33 \$/bbl, -4% su settembre), su uno dei livelli più bassi dalla seconda metà del 2021, analogamente all'olio combustibile (411,64 \$/MT, -7%). Torna in riduzione anche il gasolio (669,08 \$/MT, -3%), mentre il carbone si attesta a 94,56 \$/MT. I mercati a termine quotano i

prezzi di greggio e combustibili nei prossimi mesi generalmente ancora in ribasso rispetto agli attuali valori spot. Resta elevato, ma in lieve riduzione, il tasso di cambio euro/dollaro (1,16 €/€, -1%), dinamica che attenua l'intensità della riduzione del prezzo del Brent e dei 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	65,33	-4%	-15%				63,90	-5%	63,53	-5%		
Olio Combustibile	USD/MT	411,64	-7%	-21%	406,76	388,74	-3%	384,96	-3%	382,11	-3%	374,12	-4%
Gasolio	USD/MT	669,08	-3%	1%	694,50	677,26	-1%	664,41	-1%	653,89	-2%		
Carbone	USD/MT	94,56		-21%		94,56	-2%			94,78			

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	56,10	-3%	-20%			-	54,73	-	54,33	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	353,53	-6%	-26%		333,50	-	329,71	-	326,74	-	316,26	-
Gasolio	EUR/MT	574,64	-2%	-6%		581,11	-	569,16	-	559,23	-		-
Carbone	EUR/MT	81,18		-26%		81,17	-		-	81,09	-		-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,16	-1%	7%	1,18	1,17	-	1,17	-	1,17	-	1,18	-

Fonte: LSEG Data & Analytics

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

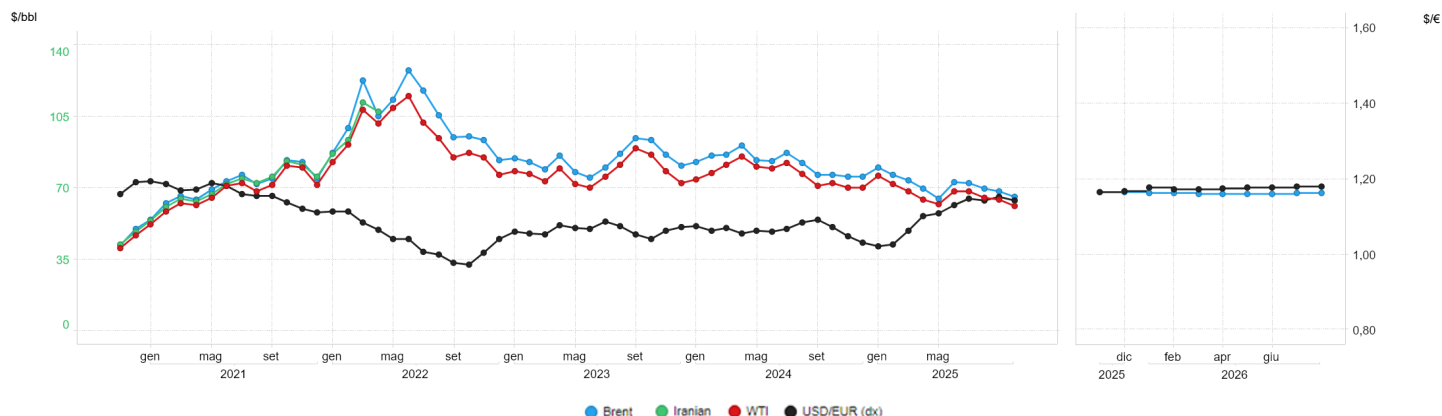


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

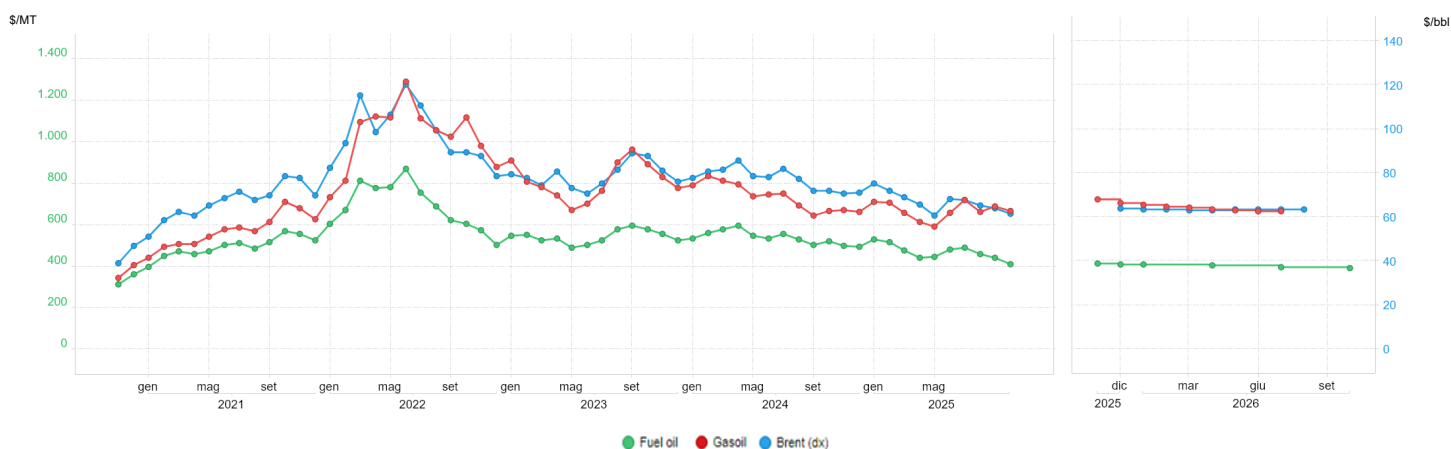
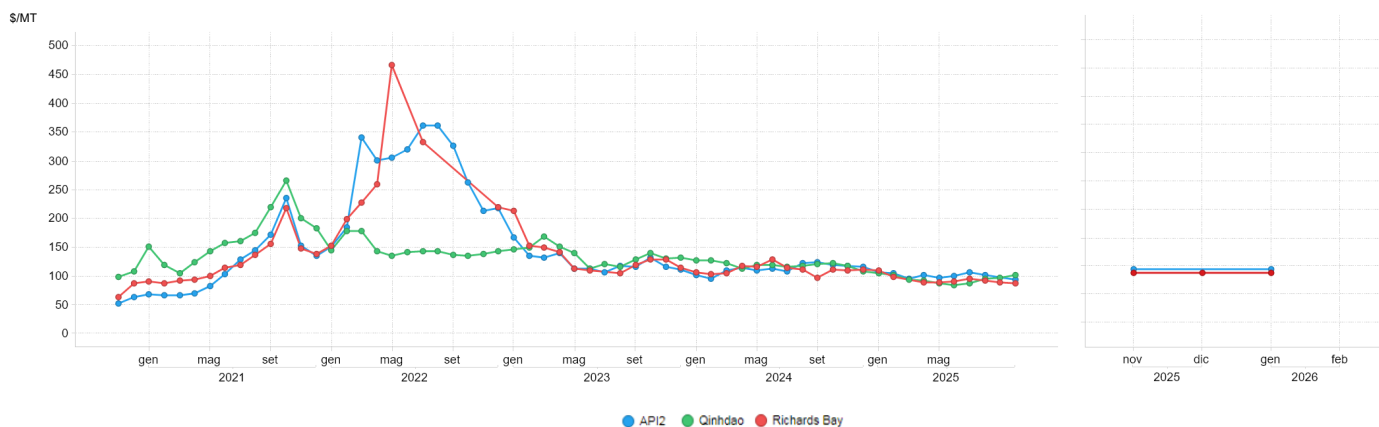


Grafico 3: Carbone*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica



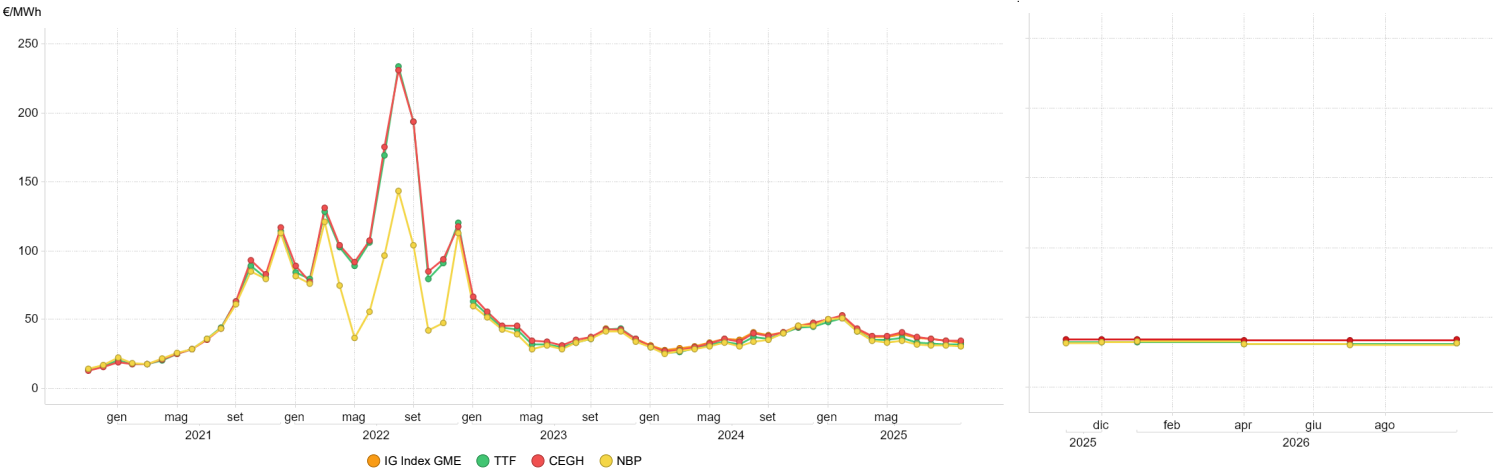
*A partire dal 1° aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alle quotazioni future M+1.

Ancora ai minimi da inizio estate 2024 i prezzi europei del gas, con l'IG Index del GME che scende a 32,98 €/MWh (-5%), il TTF olandese pressoché invariato a 32,02 €/MWh e il loro differenziale

che si porta a meno di 1 €/MWh (0,96 €/MWh, -1,91 €/MWh). I mercati a termine indicano per i prossimi mesi prezzi del gas in Europa continentale su livelli analoghi 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	32,98	-5%	-19%									
TTF	NL	32,02	0%	-20%	32,03	31,97	-3%	32,15	-4%	32,34	-3%	31,15	-3%
CEGH	AT	34,53	0%	-16%	34,63	34,12	-2%	34,23	-2%	34,38	-3%	33,81	-2%
NBP	UK	30,73	-1%	-24%	30,98	31,77	-4%	32,48	-5%	33,06	-63%		



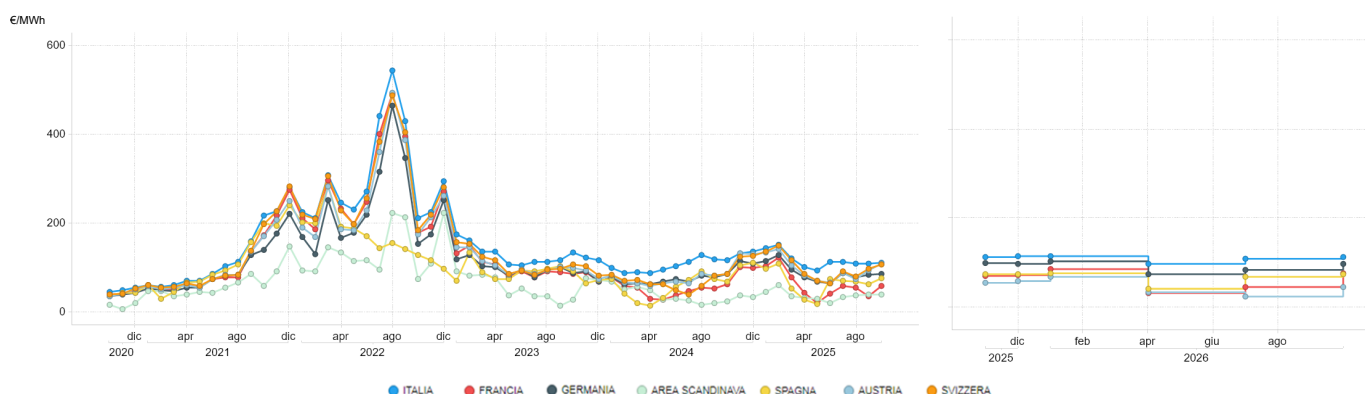
Fonte: LSEG Data & Analytics

Sulle borse elettriche europee, la gran parte delle quali connotate dal 1° ottobre dall'introduzione del nuovo prodotto con Market Time Unit (MTU) di 15 minuti, i prezzi tornano in crescita. Modesto il rialzo in Italia (111 €/MWh, +2%) e in Germania (84 €/MWh, +1%), e più intenso in Austria e in Svizzera (106/109 €/MWh, +10/+18%), in Spagna (75 €/MWh,

+24%) e soprattutto in Francia (57 €/MWh, +65%). Torna il più basso il prezzo nell'Area Scandinava (39 €/MWh, -1%). I mercati a termine indicano nei prossimi mesi una riduzione degli spread IT-FR e IT-DE, in corrispondenza di prezzi attesi in Italia analoghi agli attuali spot e di una progressiva crescita in Francia e in Germania.

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	111,04	2%	-5%	118,74	111,87	0%	112,91	0%	113,01	0%	109,18	0%
FRANCIA	57,47	65%	-7%	55,75	69,11	-3%	71,03	-6%	84,86	6%	56,94	-3%
GERMANIA	84,40	1%	-2%	86,07	97,75	2%	96,26	2%	102,46	7%	87,21	1%
AREA SCANDINAVA	39,00	-1%	63%	37,80	53,31	1%	58,27	1%	68,41	-1%	41,61	-3%
SPAGNA	75,75	24%	11%	73,60	73,83	-1%	72,52	-4%	74,29	-2%	61,39	0%
AUSTRIA	108,92	18%	27%									
SVIZZERA	106,30	10%	26%									



Fonte: LSEG Data & Analytics

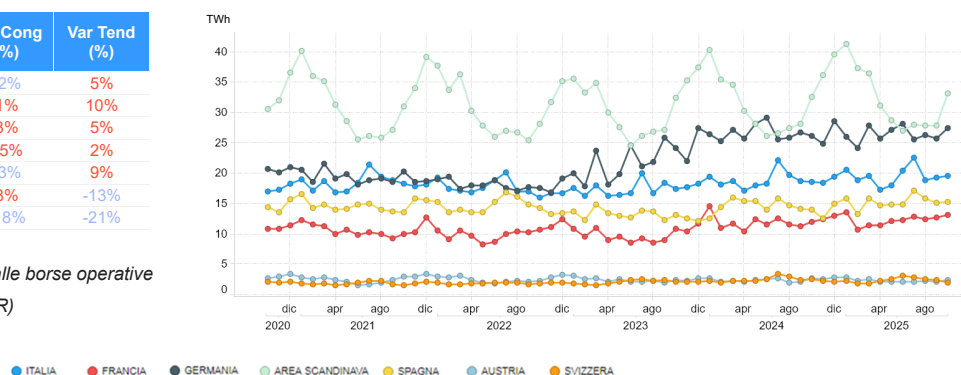
Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici europei a pronti, volumi in calo mensile in Italia (19,6 TWh, -2%) e in Spagna (15,2 TWh, -3%), in aumento

invece in Francia (13,2 TWh, +1%), in Germania (27,5 TWh, +3%) e soprattutto nell'Area scandinava (33,2 TWh, +15%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	19,6	-2%	5%
FRANCIA	13,2	1%	10%
GERMANIA	27,5	3%	5%
AREA SCANDINAVA	33,2	15%	2%
SPAGNA	15,2	-3%	9%
AUSTRIA	2,4	8%	-13%
SVIZZERA	2,1	-18%	-21%

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



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 ottobre, il prezzo medio si attesta a 247,58 €/tep (+0,4%) con gli scambi in calo a 155 mila tep (-14%). Dinamiche ribassiste sia in termini di prezzi (-9%) che di volumi (-31%), invece, sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2024 il prezzo medio cresce a 0,11 €/MWh (+32%), superando

le quotazioni bilaterali in calo, invece, a 0,08 €/MWh (-61%). Per l'anno di produzione 2025, le quotazioni si attestano a 0,55 €/MWh sul mercato ed a 1,07 €/MWh sulla piattaforma bilaterale. Complessivamente gli scambi ammontano a 120 mila MWh sul mercato organizzato e a 5,4 TWh sulla piattaforma bilaterale. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a ottobre non sono stati registrati scambi.

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

Nel mese di ottobre 2025, il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 247,58 €/tep, in lieve crescita rispetto al mese precedente (+0,4%). In flessione a 199,75 €/tep, invece, la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (-8,8%), che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a 48 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a 5 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 82% (-8 p.p. su settembre). In diminuzione al 26% (-34 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (246,01-248,40 €/tep). Nelle due sessioni di mercato tenutesi a

ottobre, i titoli negoziati calano a 155 mila tep sul MTEE (-14% su settembre), con la liquidità del mercato al 72% (+4,5 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza anche della flessione delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 61 mila tep (-31%). L'analisi delle due sessioni mostra quotazioni medie tra i 247 €/tep ed i 248 €/tep e una concentrazione dei volumi nella prima sessione. Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine ottobre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 75.993.385 tep, in aumento di 68.364 tep rispetto a fine settembre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.693.558 tep, in aumento di 68.460 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo					Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	247,58	+0,4%	246,01	248,40	155.361	-14,2%	38,46	-13,8%	1.681	+14,4%	1,1%	+0,3 p.p.	4	+1
Bilaterali	199,75	-8,8%	0,00	250,00	61.095	-30,6%	12,20	-36,7%						
con prezzo >1	242,56	+0,0%	208,00	250,00	50.311	-36,7%	12,20	-36,7%						
Totale	234,08	-1,5%	0,00	250,00	216.456	-19,5%	50,67	-20,7%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

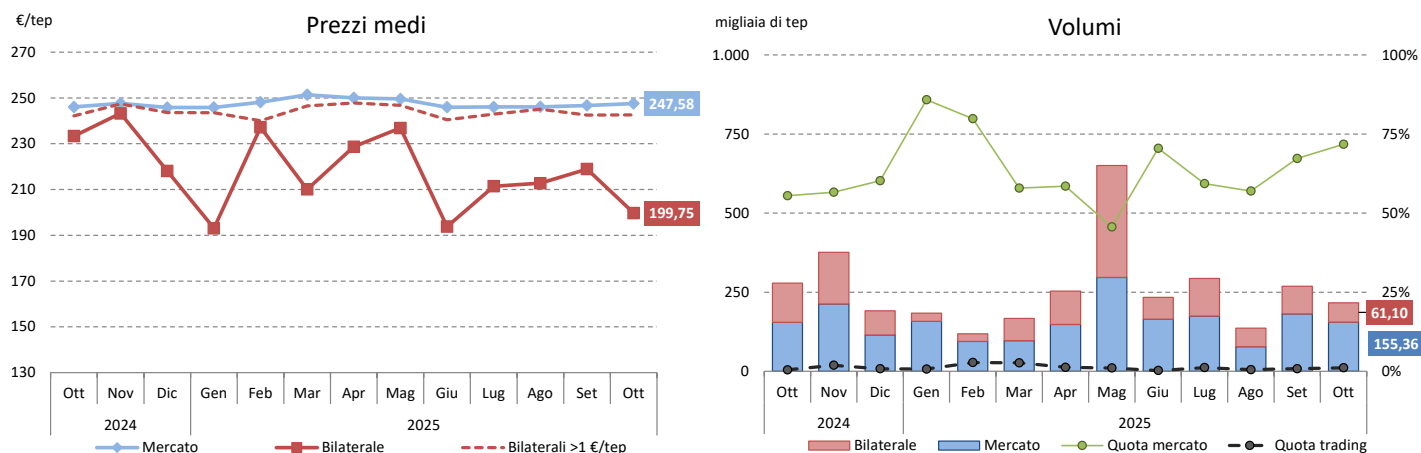


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2025

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260	€/tep						
N°	€/tep	tep	€/tep	€/tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	tep
10	246,51	753.275	396.291	243,32	243,32	337.694	245,87	4.693.558	75.993.385	3.211.341

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

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

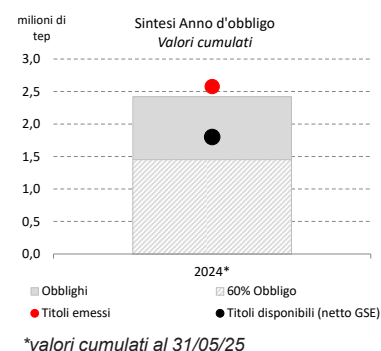
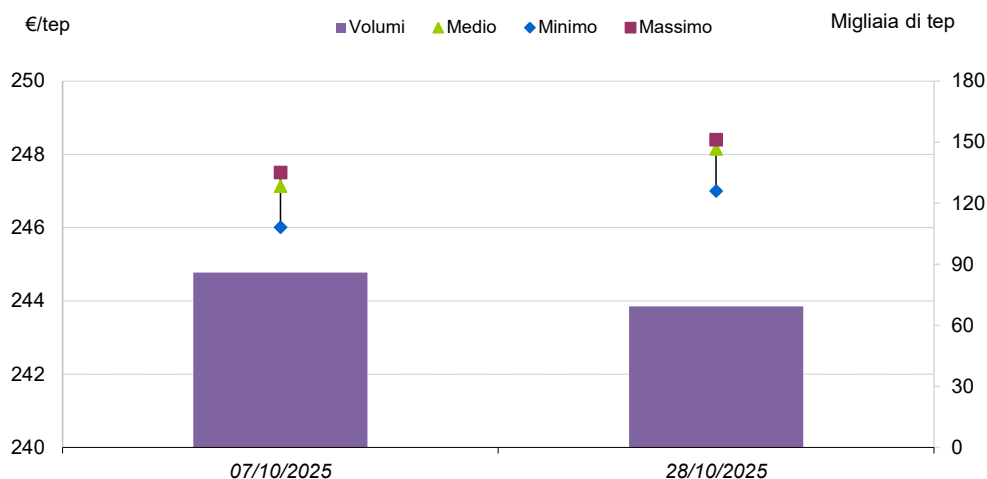


Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A ottobre, sul Mercato delle Garanzie di Origine, il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2024, indipendentemente dalla tipologia, cresce rispetto al mese precedente portandosi a 0,11 €/MWh (+32%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 0,08 €/MWh (-61%). Sul MGO le quotazioni delle quattro tipologie scambiate si collocano tra i 0,09 €/MWh della tipologia Eolico e Solare ed i 0,13 €/MWh dell'Idroelettrico. Variano, invece, tra 0,08 €/MWh della tipologia Eolico ed i 2,03 €/MWh della tipologia Solare i prezzi sulla PBGO.

Con riferimento all'anno di produzione 2025, il prezzo

medio cala su MGO, a 0,55 €/MWh (-6%), mentre sale sulla piattaforma bilaterale (1,07 €/MWh; +7%). Sul MGO le quotazioni delle tipologie scambiate oscillano tra i 0,20 €/MWh della tipologia Gas Trasporti non Esportabile e i 0,80 €/MWh dell'Idroelettrico. Variano, invece, tra 0,26 €/MWh della tipologia Gas Trasporti non Esportabile e 1,31 €/MWh della tipologia Idroelettrico i prezzi sulla PBGO. A ottobre i volumi complessivamente negoziati sul MGO si portano a 119,5 GWh (-66% rispetto al mese precedente), di questi 68,1 GWh riferiti all'anno di produzione 2024, mentre risultano pari a 5,4 TWh gli scambi bilaterali (+223%).

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

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	0,11	+32,0%	0,09	0,14	68.099	-67,6%	7.791	-57,2%
Settore Elettrico	0,11	+32,0%	0,09	0,14	68.099	-67,6%	7.791	-57,2%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilaterali	0,08	-61,2%	0,00	3,00	479.858	-31,6%	36.672	-73,5%
Settore Elettrico	0,08	-61,2%	0,00	3,00	479.858	-31,6%	36.672	-73,5%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
con prezzo >0	0,09	-56,5%	0,01	3,00	426.511	-39,1%	36.672	-73,5%

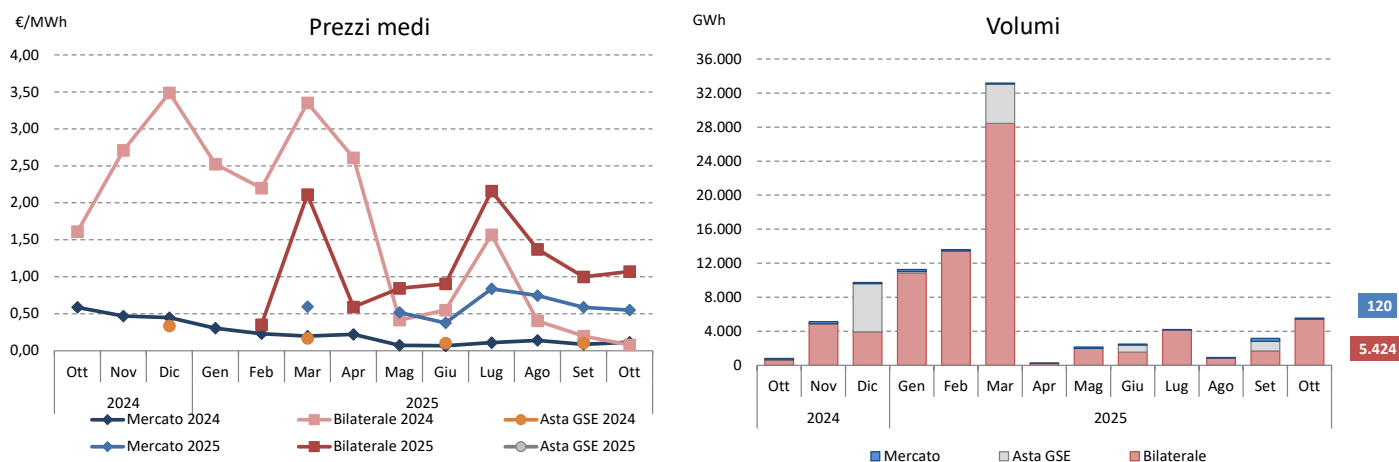
Tabella 4: GO Anno di produzione 2025, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	0,55	-6,3%	0,20	1,00	51.450	-63,2%	28.259	-65,5%
Settore Elettrico	0,57	-2,6%	0,29	1,00	48.449	-65,3%	27.659	-66,2%
Settore Gas	0,20	-	0,20	0,50	3.001	-	601	-
Bilaterali	1,07	+7,2%	0,00	6,65	4.944.464	+406,1%	5.287.449	+442,7%
Settore Elettrico	1,07	+7,5%	0,00	6,65	4.926.364	+404,3%	5.282.769	+442,2%
Settore Gas	0,26	-	0,25	0,30	18.100	-	4.680	-
con prezzo >0	1,07	+3,3%	0,04	6,65	4.940.551	+425,2%	5.287.449	+442,7%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2024 evidenzia una ripartizione piuttosto equa per ciascuna delle tipologie Idroelettrico (34,3%), Solare (24,6%) e Bio (29,5%) sul MGO, una predominanza della tipologia Idroelettrico nella

contrattazione bilaterale (57%) e della tipologia Solare nelle aste di assegnazione del GSE (52%). Per quanto riguarda l'anno di produzione 2025, sul MGO risulta predominante la tipologia Bio (46%), sulla PBGO le tipologie Eolico (47%) e Idroelettrico (41%) e sulle Aste GSE quella Gas Trasporti non Esportabile (100%).

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

Fonte: dati GME

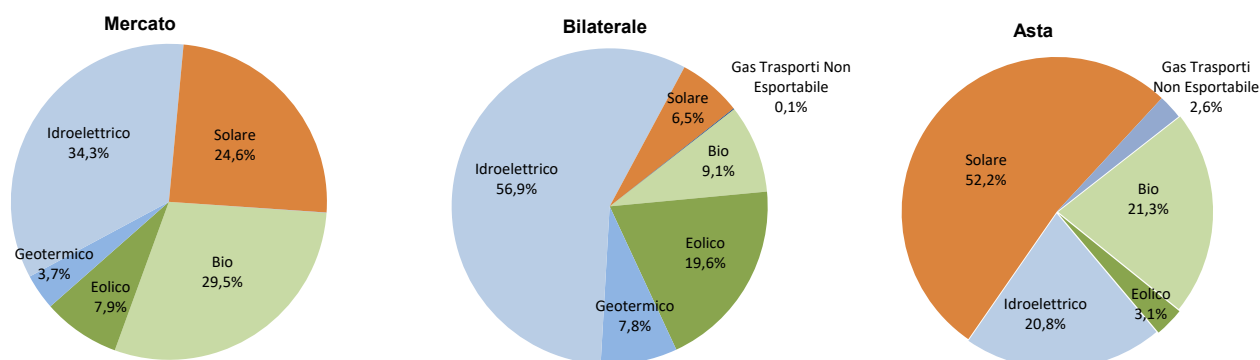
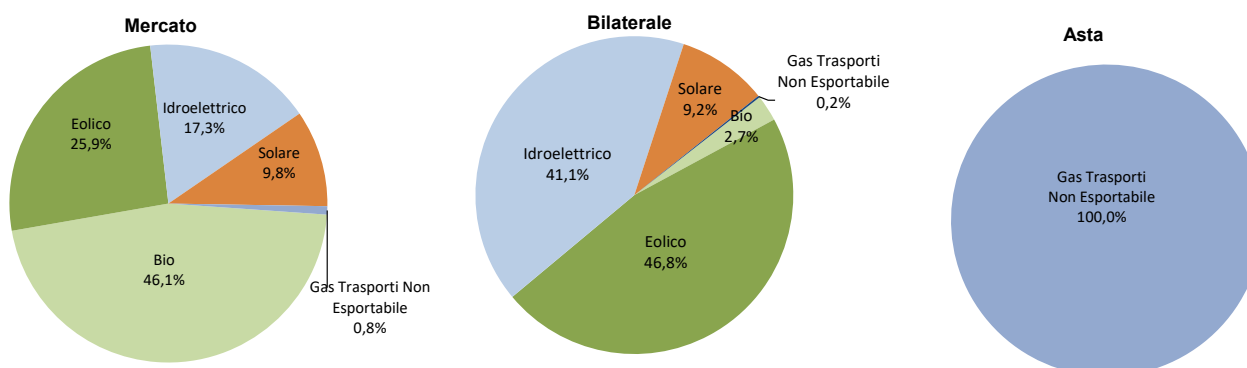


Figura 5: GO Anno di produzione 2025, struttura degli scambi cumulated

Fonte: dati GME



IL MERCATO PETROLIFERO E IL PESO DEI FONDAMENTALI REALI

Di Lisa Orlandi (RIE)

(continua dalla prima)

All'interno della banda di oscillazione 60-80 doll/bbl del 2025, i prezzi del Brent hanno poi esibito andamenti non univoci. Più nel dettaglio, il primo bimestre dell'anno è stato quello caratterizzato da quotazioni più elevate, che si sono mosse nel range 70-80. I momenti di maggior tensione

sono riconducibili all'annuncio di nuove e severe sanzioni sul petrolio russo da parte degli Stati Uniti, volte a colpire le compagnie energetiche del paese, la flotta di petroliere fantasma e alcune compagnie assicurative russe che forniscono polizze alle stesse petroliere.

Figura 1. Andamento del Brent nel 2025 (doll/bbl)



Fonte: Rie su dati ICE

Completamente diversa la dinamica del periodo marzo-maggio, che ha mostrato un significativo ribasso rispetto ad inizio anno e, ancor di più, verso il 2024. I prezzi si sono mossi all'interno del range 60-70 doll/bbl, sfondando la soglia di resistenza precedente (70 dollari). Il calo è imputabile a fattori politici e di mercato: tra i primi, l'imposizione di severe tariffe commerciali sulle importazioni statunitensi, che aveva paventato il rischio di un rallentamento del commercio globale e di conseguenza dell'economia, impattando sulle quotazioni del greggio; tra i secondi, il cambio di rotta dell'OPEC Plus con la decisione, confermata nella seduta del 3 marzo, di procedere ad un rientro graduale e flessibile dei tagli dell'offerta di 2,2 mil. bbl/g decisi in condizioni di mercato completamente diverse da quelle attuali. A dicembre, era stata annunciata la graduale eliminazione delle riduzioni in essere attraverso aumenti mensili di 0,14 mil. bbl/g a partire da aprile 2025. Tuttavia, dopo un inizio soft, l'Alleanza dei paesi produttori ha comunicato incrementi pari a 0,4 mil. bbl/g sia per maggio che per giugno, oltre il triplo di quanto programmato mensilmente. Riassumendo, da gennaio a maggio, le quotazioni del Brent sono diminuite del 25% portandosi dal picco di 81 doll/bbl di inizio anno ai minimi di inizio maggio intorno ai 60 doll/bbl.

Un calo che non si verificava, in così poco tempo, dal 2020, quando la progressiva diffusione del Covid-19 aveva portato all'adozione di misure restrittive per contenere i contagi. In molti, tra esperti di settore e stampa specializzata, hanno così iniziato a paventare la concreta possibilità di un ritorno ad una fase di prezzi del petrolio "lower for longer", come quella che aveva connotato il biennio 2014-2016, quando lo shale oil USA creò una condizione di consistente oversupply coadiuvata da una domanda debole. Ricordiamo, infatti, che se la geopolitica può determinare fiammate o cali repentini delle quotazioni, i fondamentali reali del mercato sono sempre la variabile chiave a cui riferirsi per analizzare gli andamenti di lungo periodo. Da questo punto di vista, la prima metà del 2025 è stata caratterizzata da elementi reali tendenzialmente ribassisti quali una domanda in crescita anemica per via delle incerte dinamiche cinesi, i potenziali riverberi delle politiche commerciali statunitensi e una produzione sia interna che esterna all'OPEC Plus in consistente aumento. Ciò spiega il perché, con numerose e gravi tensioni in atto, i prezzi si sono ridotti sensibilmente, attutendo anche i colpi che il gioco delle aspettative avrebbe potuto sferrare in determinati momenti. È ciò che è accaduto, infatti, il 12 giugno scorso quando,

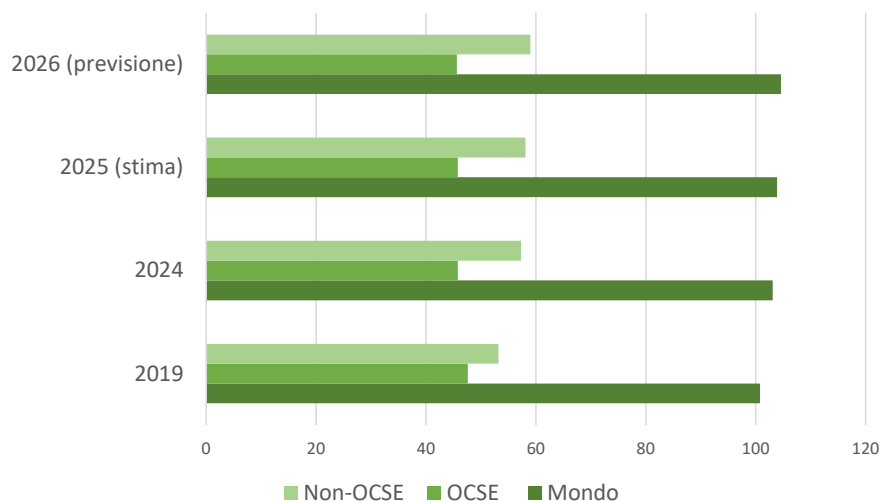
su una condizione che potremmo definire di caos calmo, è andato ad innestarsi il forte peggioramento del quadro geopolitico in Medio Oriente. Gli attacchi di Israele all'Iran, che hanno colpito alcune delle infrastrutture energetiche e delle basi missilistiche del paese, hanno determinato misure di ritorsione da parte del paese arabo che ha risposto con altrettanti bombardamenti missilistici. Il coinvolgimento di Teheran non ha lasciato il mercato inerte: i prezzi sono aumentati sensibilmente tornando a superare quota 70, trainati dai timori di chiusura di chokepoint nevralgici per il transito di greggio e prodotti. L'attacco degli USA ai siti nucleari iraniani di Fordow, Natanz e Isfahan ha poi brutalmente confermato il timore di una degenerazione del conflitto e di una sua preoccupante estensione, determinando – il 19 giugno – l'avvicinamento del barile a quota 80 dollari. Un rialzo di 15 dollari in pochi giorni è imputabile al diffondersi di congetture sulla possibile riduzione dell'offerta iraniana e sulla chiusura dello Stretto di Hormuz, attraverso cui transitano 14 mil. bbl/g di greggio e circa 4 mil. bbl/g di prodotti finiti. Un'evenienza che avrebbe sovvertito la condizione di equilibrio in cui versa il mercato ma che, fortunatamente, non si è concretizzata, replicando quanto successo in diverse situazioni di crisi: i timori di interruzioni consistenti dell'offerta si sono raramente verificati e, nel caso specifico, lo Stretto di Hormuz non è mai stato chiuso. Dopo l'apprensione iniziale, il mercato ha quindi probabilmente scartato il worst case e i prezzi, già negli ultimi dieci giorni di giugno, sono tornati a scendere tra i 68 e i 70 doll/bbl, riallineandosi alle condizioni dei fondamentali reali. Dopo un giugno sulle montagne russe, i mesi successivi sono stati caratterizzati da sostanziale stabilità, con prezzi che si sono mantenuti nel range 60-70 doll/bbl sino a fine ottobre. Un livello che riflette, come sopra anticipato, il prevalere di condizioni di mercato

“rilassate” rafforzate dagli aumenti della produzione OPEC Plus¹, e tali da attenuare (al momento) i timori legati alle criticità geopolitiche che possono intaccare l'offerta, come le potenziali nuove sanzioni verso Iran e Russia.

Tra mercato e aspettative

Per l'anno in corso e in assenza di drastiche interruzioni produttive, la crescita anemica dei consumi guidata da un'Asia sottotono e gli aumenti di offerta registrati sia all'interno che all'esterno dell'OPEC Plus delineano un mercato in equilibrio, con tendenza ad una condizione di surplus. Tuttavia, la geopolitica internazionale può rappresentare un fattore congiunturale in grado di accentuare alcune tendenze. Secondo le stime dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), permangono fattori contrastanti: da un lato i rischi geopolitici in grado di agire al rialzo sui prezzi e, dall'altro, i fondamentali correnti che restituiscono la fotografia di un mercato adeguatamente fornito. L'offerta OPEC Plus sta aumentando sensibilmente, e non solo per la programmata attenuazione dei tagli; diversi paesi come Arabia Saudita, Iraq, Emirati Arabi Uniti, Kuwait e Kazakistan stanno già pompando in modo massiccio al di sopra delle loro quote. Anche la crescita della produzione esterna all'OPEC Plus continua a ritmo sostenuto, con Stati Uniti, Brasile, Canada, Argentina ai massimi storici o quasi. Le stime indicano un combinato incremento complessivo prossimo ai 2,7 mil. bbl/g nel 2025 e pressoché equamente ripartito tra i due gruppi di paesi produttori. Lato domanda, si conferma una crescita anemica di 0,7 mil. bbl/g dettata dal rallentamento degli incrementi non-OCSE più che da una sostanziale diminuzione in area OCSE. Quest'ultima, infatti, ha esibito una certa tenuta rispetto al passato, contrariamente al nucleo di paesi meno sviluppati la cui crescita è stata decisamente sottotono per il minor contributo dell'Asia (e in particolare della Cina).

Figura 2. Domanda mondiale di greggio (mil. bbl/g)



Fonte: elaborazioni Rie su dati AIE, Oil market report, settembre 2025

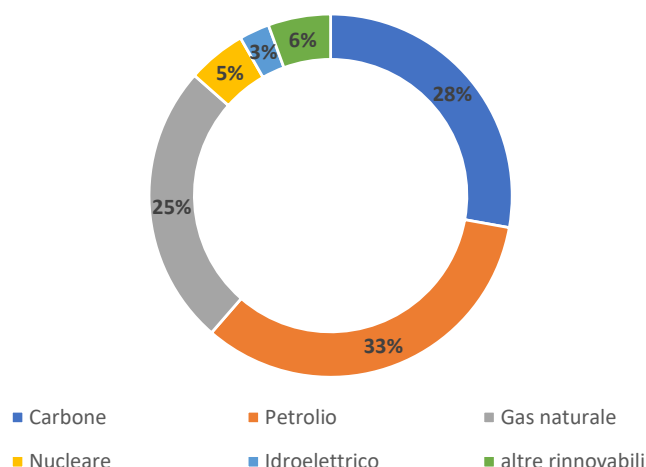
Per il 2026, le stime AIE indicano il perpetuarsi di una condizione di surplus, probabilmente anche più ampia di quella del 2025. L'offerta è in tendenziale crescita e per la domanda si stima un ritmo di crescita allineato a quello dell'anno in corso (attorno ai 0,7 mil. bbl/g su scala mondiale) benché caratterizzata da dinamiche differenti a livello regionale: ci si attende, infatti, una maggiore frenata tra i paesi OCSE e un aumento più vigoroso per quelli non-OCSE. In assenza di eventi politici di rilievo, ciò potrebbe determinare un ulteriore abbassamento del range di oscillazione dei prezzi, già sensibilmente inferiore a quello del 2024.

La perdurante centralità del petrolio

Da tempo, il dibattito internazionale sul ruolo del petrolio si è concentrato sulla sua progressiva perdita di peso, determinata

dalla convinzione di un ravvicinato picco di domanda (entro il 2030 secondo l'AIE) e di una rapida sostituzione delle fonti fossili con le energie rinnovabili, specie nei trasporti. Questa fuorviante narrazione ha contribuito a determinare un calo importante degli investimenti nell'upstream (sia di petrolio che di gas) dietro il convincimento che non fossero necessari per soddisfare una domanda ormai in via di esaurimento. Tuttavia, merita rilevare che le fonti fossili pesano ancora per l'87% della domanda mondiale, un dato sostanzialmente allineato a quello di vent'anni fa. Ciò dimostra chiaramente il salto quantico che è necessario compiere per arrivare ad una svolta tale da sbloccare il bullone su cui poggia tuttora il mix energetico mondiale; inoltre, corrobora l'assunto secondo il quale le rinnovabili non stanno sostituendo le fossili, ma si aggiungono ad esse.

Figura 3. Composizione della domanda primaria mondiale di energia nel 2024



Fonte: Statistical review of World Energy, 2025

Basta aver letto "Energy in World History" di Vaclav Smil per osservare che in tutte le transizioni che si sono verificate in passato la fonte dominante non è stata eliminata, ma ad essa si sono sommate altre fonti. E se è vero che la storia non preordina puntualmente il futuro, è altrettanto vero che sia l'unico spazio di osservazione da cui trarre insegnamenti per il futuro. In questa fase storica di crisi geopolitiche gravi e prolungate, sembra esserci un ritorno alla consapevolezza e ad un parziale distacco dalle ideologie, motivato dalla rinnovata centralità della sicurezza energetica. La stessa Agenzia Internazionale per l'Energia, che in passato ha sostenuto la tesi secondo la quale non sarebbe stato più necessario investire nell'attività di esplorazione petrolifera essendo i giacimenti esistenti più che sufficienti a soddisfare le previsioni

di una domanda in declino, ha fatto un passo indietro, ben documentato nello studio di recente pubblicazione dedicato agli investimenti. Quest'ultimo², in particolare, analizza i tassi di declino dei diversi tipi di giacimento e stima i tassi di declino naturali che si verificherebbero se tutti gli investimenti di capitale cessassero. In una simile evenienza, la produzione globale di petrolio diminuirebbe in media annua dell'8% nel prossimo decennio, ovvero circa 5,5 milioni di barili al giorno (mb/g) ogni anno. Ciò equivale a perdere annualmente più della produzione del Brasile e della Norvegia. In generale, ne deriverebbe un'offerta ridotta e più concentrata in un numero ristretto di paesi caratterizzati dalla presenza di campi con minori tassi di declino, quali quelli del Medio Oriente e la Russia, con implicazioni evidenti per la sicurezza energetica.

Quale messaggio si trae da questi dati? Che l'industria del petrolio (e del gas) deve correre veloce per rimanere ferma. Se si vogliono mantenere gli attuali livelli di produzione, da qui al 2050 saranno necessari oltre 45 mb/g di petrolio provenienti da nuovi giacimenti convenzionali. Il tutto facendo i conti con i lunghi tempi degli investimenti, mediamente vent'anni dal rilascio della prima licenza esplorativa alla messa sul mercato (in caso di successo) della prima produzione. L'interrogativo sulla capacità dell'industria di implementare un livello di investimenti upstream adeguato a soddisfare la domanda futura dopo aver compensato il declino dei campi esistenti rimane più che mai aperto in un clima di incertezza come quello attuale. Uno stimolo in questa direzione potrebbe venire, ancora una volta, proprio dall'AIE che, anche nel World Energy Outlook di prossima pubblicazione, sembra abbia confermato un maggiore pragmatismo rispetto al passato. Alcune fonti³ citano, infatti, il ritorno dello scenario "Business as usual" noto come Current Policy Scenario (CPS) che delinea le traiettorie dei mercati fino al 2050 sul presupposto che le attuali politiche del mercato energetico non subiranno cambiamenti

sostanziali. Tuttavia, è difficile dire se il CPS possa stimolare maggiori investimenti nel settore petrolifero e del gas. Alcuni lo vedono come un contrappeso allo scenario Net Zero by 2050 (NZO) dell'AIE, altri lo considerano la proiezione in grado di fornire la visione più completa ed equilibrata dei mercati energetici. Quel che è certo è che, se confermato, si tratta dello scenario più conservativo dell'AIE dal 2020 in poi. All'epoca, infatti, era stato sostituito con lo Stated Policy Scenario (STEPS) che formulava proiezioni basate sulle politiche energetiche esistenti e su quelle in fase di sviluppo. La differenza tra i due, secondo le prime indiscrezioni, è rilevante: lo STEPS 2024 indicava una domanda petrolifera in calo a 93 mil. bbl/g al 2050, dato che si confronta con un aumento della stessa a 114 mil. bbl/g nel CPS. Si tratta, come ovvio, di proiezioni di lunghissimo periodo e in quanto tali in grado di subire variazioni rilevanti al verificarsi di game changer. Tuttavia, quello che ci dicono i cambiamenti in atto, soprattutto in termini di presa di consapevolezza, è che il petrolio rimarrà una fonte centrale ancora per diverso tempo e se l'offerta corrente sembra adeguata è quella futura ad essere a rischio.

¹ Per luglio, l'aumento produttivo è stato allineato a quello di maggio e giugno, ovvero 0,4 mil. bbl/g. Per agosto e settembre, sono stati programmati aumenti ancora più consistenti e prossimi a 0,6 mil. bbl/g. Negli ultimi tre mesi dell'anno, l'incremento sarà di 0,14 mil. bbl/g, come quelli inizialmente decisi;

² AIE, The Implications of Oil and Gas fields decline rates, 2025;

³ Energy Intelligence, Petroleum Intelligence Weekly, 18 settembre 2025.

Novità normative di settore

a cura del GME

MERCATO ELETTRICO

Decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica del 29 luglio 2025 recante "Modifiche al decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 23 luglio 2024, c.d. Energy Release | pubblicato il 28 ottobre 2025 | Download <https://www.mase.gov.it/>

Facendo seguito alla registrazione da parte della Corte dei Conti, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha pubblicato sul proprio sito istituzionale il Decreto Ministeriale del 29 luglio 2025, recante "Modifiche al decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 23 luglio 2024, c.d. Energy Release¹". Tale provvedimento aggiorna, in esito alle ultime interlocuzioni con la Commissione europea, le disposizioni relative al meccanismo "Energy Release", volto a promuovere lo sviluppo di nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili da parte delle imprese energivore.

Comunicato stampa del progetto Single Day-Ahead Coupling (SDAC) | "Successful Implementation of 15-Minute Market Time Unit (MTU) in SDAC" | pubblicato il 07 ottobre 2025 | Download <https://www.nemo-committee.eu/>

Con riferimento al progetto di coupling europeo Single Day-Ahead Coupling (SDAC), in esito al positivo completamento del periodo transitorio di "Roll-back"², con il comunicato in oggetto i NEMOs e TSOs europei hanno confermato l'entrata in vigore con successo dei prodotti con Market Time Unit (MTU) a 15 minuti nell'ambito delle negoziazioni SDAC.

A tal proposito, si evidenzia che il passaggio ai prodotti con MTU a 15 minuti nei mercati elettrici europei determina un significativo avanzamento in termini di efficienza e flessibilità del mercato. Tale evoluzione consente, infatti, una migliore precisione nel bilanciamento tra domanda e offerta, favorendo risposte più dinamiche alle fluttuazioni di breve periodo e supportando altresì la piena integrazione delle energie rinnovabili nel sistema elettrico dell'UE.

DCO Joint Allocation Office (JAO) | "Public consultation opening - Allocation Rules for Italy-Montenegro border" | pubblicato il 09 ottobre 2025 | Download <https://www.jao.eu/>

Con il comunicato in oggetto, la società Joint Allocation Office S.A. (di seguito: JAO) – soggetto che svolge in ambito UE il ruolo di Single Allocation Platform per conto dei TSO europei – ha pubblicato, a fini consultivi, i seguenti documenti relativi alle

regole per l'allocazione della capacità di trasmissione sulla frontiera tra Italia e Montenegro:

- *Rules for Explicit Daily Capacity Allocation on Bidding Zone border Italy-Montenegro;*
- *Harmonised Allocation Rules' and its 'Border Specific Annex for the Bidding Zone border Italy-Montenegro.*

Il processo di consultazione, conclusosi il 10 novembre u.s., è stato effettuato in previsione dell'imminente avvio delle aste di medio e lungo termine per l'allocazione della capacità sulla frontiera tra Italia e Montenegro (IT-ME).

Al riguardo, con il medesimo comunicato, JAO ha altresì reso noti i periodi per lo svolgimento delle prime aste di medio/ lungo termine relative all'anno 2026, che si terranno secondo il seguente calendario:

- Asta annuale 2026: 8-15 dicembre 2025;
- Asta mensile relativa a gennaio 2026: 18-22 dicembre 2025.

Delibera 21 ottobre 2025 461/2025/R/eel | "Approvazione della metodologia per il calcolo della capacità nel periodo temporale del Mercato del Giorno Prima, sviluppata ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (Regolamento CACM) nell'ambito della Regione Central Europe" | pubblicata in data 24 ottobre 2025 | Download <https://www.arera.it/>

Con la Delibera in oggetto, l'ARERA ha approvato, in coordinamento con le NRAs della Capacity Calculation Region (CCR) denominata Central Europe, ai sensi dell'Art. 20 del Regolamento CACM³, la proposta di Metodologia per il calcolo della capacità di trasmissione da rendere disponibile ai fini del Single Day-Ahead Coupling (SDAC) trasmessa dai Gestori di Rete (TSO) della suddetta CCR Central Europe.

Al riguardo, si ricorda che con Decisione n.04/2024 ACER⁴ aveva approvato le proposte, formulate dai TSOs europei, per la ridefinizione delle macro-regioni di riferimento per il calcolo della capacità. In attuazione di tale Decisione, ACER in particolare aveva previsto la costituzione di una nuova macro-regione per il calcolo della capacità, denominata Central Europe, costituita dalla fusione delle due attuali CCR "Core" e "Italy North". L'ambito operativo della nuova Central Europe riguarda inizialmente l'orizzonte temporale Day-Ahead per poi estendersi in una fase successiva anche all'orizzonte Intra-Day. La fusione delle due macro-regioni sopraindicate prevede l'estensione ai confini Italy-North, al pari di quanto già adottato in ambito CORE, del nuovo modello di calcolo della capacità denominato "flow based" - in luogo dell'attuale modello NTC (Net Transmission Capacity) - segnando pertanto un cambio di paradigma nelle procedure di allocazione della capacità

sulle frontiere settentrionali italiane ai fini dello SDAC.

Con riferimento alle tempistiche di implementazione, ai sensi dell'Art.30 della Metodologia oggetto di approvazione, l'avvio operativo del nuovo modello "flow based" è previsto entro e non oltre il 15 Gennaio 2028.

GAS

Comunicato del GME | "Mercato del Gas Naturale: aggiornamento del calendario di trading e della nomenclatura dei prodotti a pronti- entrata in vigore delle nuove versioni delle DTF 01, 07,15, 18 MGAS e pubblicazione del documento contenente la metodologia del calcolo dell'IGI" | pubblicato in data 01 ottobre 2025 | <https://www.mercatoelettrico.org/>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici (di seguito: GME)⁵ ha reso noto che, in data 01 ottobre 2025,

sono entrate in vigore – a seguito della pubblicazione sul proprio sito istituzionale - le nuove versioni delle seguenti Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) del Mercato del Gas Naturale (M-GAS):

- DTF n. 01 - Comunicazioni relative alla procedura di ammissione/esclusione dal mercato;
- DTF n. 07 - Tipologie dei contratti, durata del periodo di negoziazione e meccanismo della cascata;
- DTF n. 15 - Verifica di congruità delle offerte e capienza della garanzia finanziaria;
- DTF n. 18 - Attività di Market Making.

Tali nuove versioni sono volte, in estrema sintesi, ad armonizzare il calendario di riferimento e la nomenclatura dei prodotti a pronti del M-GAS con gli standard adottati dalle principali piattaforme europee. Con il medesimo comunicato, il GME ha inoltre informato gli operatori che, sempre in data 1° ottobre u.s., è stato aggiornato il documento contenente la metodologia di calcolo dell'Italian Gas Index (IGI).

¹ Cfr. NL n.186 novembre 2024;

² Per "Roll-back" s'intende la procedura adottata in coordinamento tra NEMO e TSO europei che prevede, nel caso in cui si verificino criticità nei sistemi di negoziazione nella fase di primo avvio delle nuove funzionalità, il pronto ripristino delle procedure precedentemente in essere;

³ Regolamento (UE) n. 2015/1222 della Commissione europea del 24 luglio 2015 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione;

⁴ <https://eeepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/merged.pdf>;

⁵ Cfr. NL n.195 agosto 2025.

Gli appuntamenti

18 novembre

Conferenza Energmanagement

Milano, Italia

Organizzato da FIRE

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

18 novembre

Idrogeno: tra realtà attuale e le opportunità per il futuro

Milano, Italia

Organizzato da AIM

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

18-20 novembre

GENERA - International Week of Electrification and Decarbonisation

Madrid, Spagna

Organizzato da Ifema

<https://www.ifema.es/>

19-21 novembre

Smart Building Expo

Milano, Italia

Organizzato da Smart Building Italia

<https://smartbuildingexpo.it/>

19-21 novembre

European Virtual Workshop on Adsorption and Catalysis

Evento online

Organizzato da EVWAC

<https://4wacpm.uniandes.edu.co/>

20 novembre

Policy e strategie per il presente e futuro dell'idrogeno

Milano, Italia

Organizzato da Agici

<https://agici.it/>

20 novembre

Il ruolo del DSO gas nella transizione energetica: infrastrutture e biometano per una decarbonizzazione diffusa

Roma, Italia

Organizzato da Utilitalia

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

21-23 novembre

International Conference on Renewable Energy and Conservation

Evento online e in presenza

Firenze, Italia

<http://www.icrec.org/>

21-23 novembre

World Conference on Climate Change and Global Warming

Evento online e in presenza

Copenaghen, Danimarca

Organizzato da CCGconf

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

24-25 novembre

Steppe Forward Technical Conference

Madrid, Spagna

Organizzato da CTFC, UAM, TotalEnergies

<https://steppeforward.eu/>

25 novembre

Utility Day

Milano, Italia

Organizzato da IKN

<https://ikn.it/utility-day/>

25-26 novembre

Integrating PV technologies in the built environment and landscape

Firenze, Italia

Organizzato da Seamless-PV

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

26 novembre

Gestione del ciclo idrico – la sfida degli inquinanti emergenti

Torino, Italia

Organizzato da Utilitalia

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

26-28 novembre

Renovation Days

Milano, Italia

Organizzato da Edera, EFN, Eurac Research

<https://edera.city/>

27 novembre

Prezzi dell'elettricità, mercati della flessibilità e concorrenza: quali prospettive?

Roma, Italia

Organizzato da Public Affairs Advisors e Race

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

27 novembre

WAS Annual Report

Roma, Italia

Organizzato da Utilitalia

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

27-29 novembre

Stati generali della ripartenza

Bologna, Italia

Organizzato da Riparte L'Italia

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

28-30 novembre

International Conference on New Energy Systems, Electricity and Power

Evento online e in presenza

Tianjin, Cina

Organizzato da NESEP

<https://ais.cn/>

1-2 dicembre

10° Forum Italia Solare

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

1-2 dicembre

Future of Utilities Smart Energy

Londra, Regno Unito

Organizzato da Future of Utilities

<http://go.evvnt.com/>

1-2 dicembre

Energy From Waste

Londra, Regno Unito

Organizzato da SAE Media Group

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

2-3 dicembre

Battery Asset Management Summit Europe

Roma, Italia

Organizzato da Informa Markets

<https://battery europe.solarenergyevents.com/>

2-3 dicembre

AI Transition 2025

Torino, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi

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

3 dicembre

Cara energia – Assemblea pubblica Confimi Industria

Roma, Italia

Organizzato da Confimi

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

3-4 dicembre

Forum QualEnergia?

Roma, Italia

Organizzato da La Nuova Ecologia, Legambiente e Kyoto Club

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

4-5 febbraio

Zero Carbon Industry 2026 - Efficiency, resources, competitiveness

Roma, Italia

Organizzato da ECEEE

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

4-6 dicembre

Global Research Conference on Renewable and Sustainable Energies

Milano, Italia

Organizzato da GRCrenewable

<https://fosterresearch.org/>

5 dicembre

Protezione e uso dell'acqua

Catania, Italia

Organizzato da Irpa e UniCt

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

8-11 dicembre

Global Energies Summit

Osaka, Giappone

Organizzato da Global Energy Summit

<https://energiessumGlobalEnergySummitmit.com/>

10 dicembre

Data Center e Rinnovabili: infrastrutture digitali per la transizione energetica

Webinar

Organizzato da Elettricità Futura e Cesi

<https://cleverage-it.zoom.us/>

10 dicembre

Nucleare in Italia dal dire al fare

Roma, Italia

Organizzato da AIN

<https://associazioneitaliananucleare.it/>

28-30 dicembre

International Conference on New Energy and Applications

Evento online e in presenza

Tokyo, Giappone

Organizzato da ICNEA

<http://www.icnea.org/>

27-29 gennaio

Hyvolution Paris 2026

Parigi, Francia

Organizzato da France Hydrogène

<https://paris.hyvolution.com/>

4-5 febbraio

Zero Carbon Industry

Roma, Italia

Organizzato da ECEEE

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

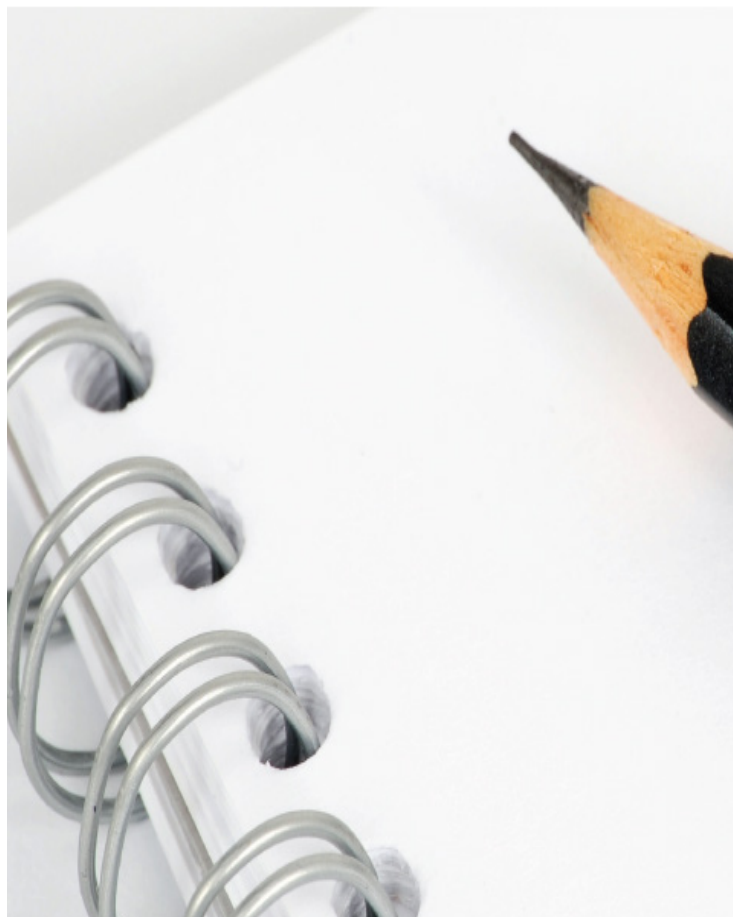
4-6 marzo

KEY – The Energy Transition Expo

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

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



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

COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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