

APPROFONDIMENTO
IL MERCATO EUROPEO DEL GAS ALL'INIZIO DELL'INVERNO '25-'26

Gian Paolo Repetto - RIE

Dopo la grande crisi dell'offerta che aveva caratterizzato il biennio 2022-2023, il mercato europeo del gas naturale si è mosso verso un graduale, faticoso e parziale riequilibrio che si è andato confermando nel corso del 2025 con una discesa quasi costante dei prezzi a partire da febbraio, rimasti però su livelli sensibilmente superiori a quelli storici. La volatilità rispetto agli anni scorsi si è comunque ridimensionata, soprattutto nel corso dell'estate e dell'autunno, ciò in attesa che la prevista ondata di nuova capacità produttiva di liquefazione vada nei prossimi anni a rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento e a migliorare l'accessibilità del gas anche in termini economici. L'articolo ripercorre in sintesi le dinamiche che hanno caratterizzato il quadro europeo nel corso di

quest'anno, evidenziando le tendenze, i rapporti domanda/offerta e l'andamento delle quotazioni, per finire con alcune considerazioni sui fattori principali che potranno maggiormente influire sui mercati nel medio termine.

L'aumento congiunturale della domanda europea

Dopo un aumento del 2,8% l'anno scorso, nei primi nove mesi del 2025 la domanda mondiale di gas naturale ha registrato un rallentamento. I dati preliminari indicano un incremento nei principali mercati solo dello 0,5%, trainato soprattutto da Europa e Nord America, mentre in Asia i consumi sono rimasti sostanzialmente stabili. Infatti, a differenza degli anni precedenti, nel periodo gennaio-ottobre la domanda in UE è cresciuta del 4% circa (+10 mld. mc).

continua a pag.25


IN QUESTO NUMERO
REPORT/ NOVEMBRE 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 europeo del gas all'inizio
 dell'inverno '25-'26

Di Gian Paolo Repetto - RIE

NOVITA' NORMATIVE

Pagina 31

FORMAZIONE

 Selezioni 27^a Edizione Master SAFE
 in Gestione delle Risorse energetiche
 Pagina 33

APPUNTAMENTI

Pagina 34

MERCATO ELETTRICO ITALIA

A cura del GME

■ Il Pun Index GME si attesta a 117,09 €/MWh, in concomitanza di un aumento degli acquisti (23,7 TWh, con la liquidità del mercato all'82,2%) e di un calo delle vendite FER. Sul MGP la struttura dell'offerta nel secondo mese dall'avvio della nuova configurazione di mercato rimane in linea con quanto osservato a ottobre, con la maggioranza dei volumi scambiati sia in vendita che in acquisto concentrati sulle

offerte semplici a 15 minuti. I volumi negoziati sul Mercato Infragiornaliero si attestano a 3,0 TWh, con il numero di abbinamenti su XBID al massimo storico di 2 milioni (di cui 1,9 milioni sul prodotto a 15 minuti). Sul MTE si rilevano 9 transazioni registrate a fini di clearing, con prezzi di controllo stabili. In crescita le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

PUN INDEX GME

A novembre il Pun Index GME sale a 117,09 €/MWh (+6,04 €/MWh su ottobre), crescita in linea con i rialzi delle quotazioni osservati anche sulle altre principali borse elettriche europee (+2/+17 €/MWh). In un contesto connotato da un lieve calo dei principali riferimenti di prezzo del gas, stabilmente sui minimi da maggio 2024 (IGI: 32,56 €/MWh, -0,42 €/MWh), la crescita del prezzo italiano si registra in corrispondenza

di un aumento degli acquisti e un calo delle vendite rinnovabili. Risulta, invece, in aumento il saldo con l'estero. La variazione del Pun Index GME interessa tutti i gruppi di ore, con il prezzo nelle ore di picco a 131 €/MWh (+10 €/MWh) e nelle ore fuori picco a 110 €/MWh (+5 €/MWh). Di conseguenza, il rapporto picco/baseload si attesta a 1,12 (Grafico 1 e Tabella 1).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi

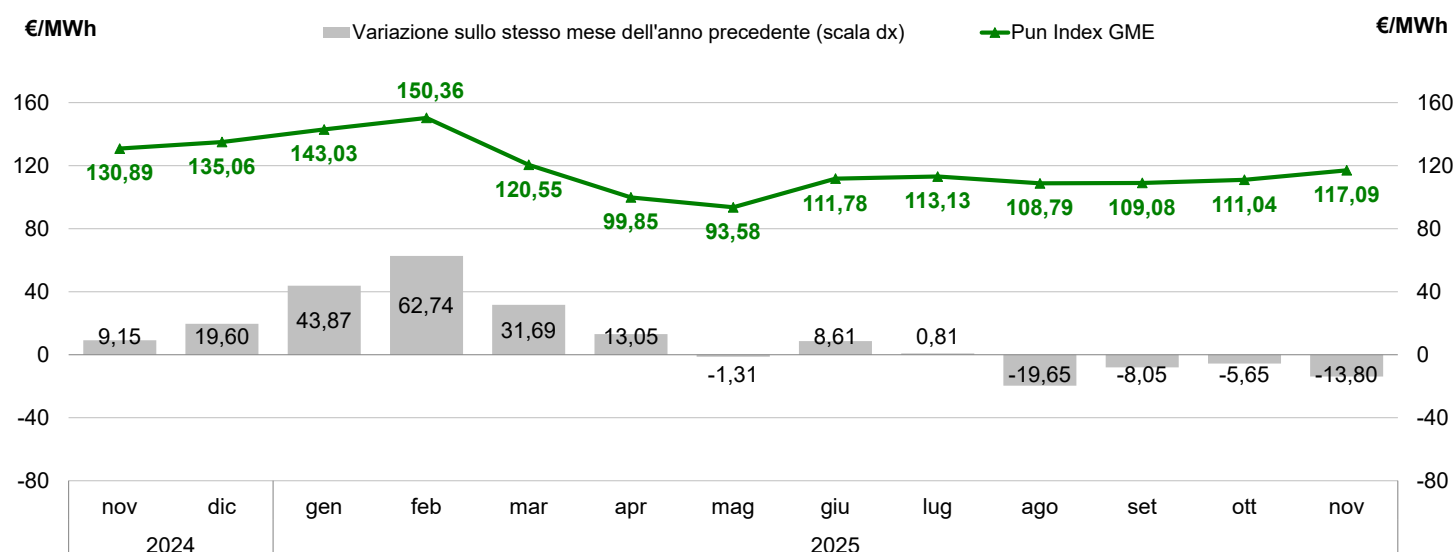
Fonte: GME

	Prezzo medio				Volumi				Liquidità	
	2025	2024	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2025	2024
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	GWh	Var.	GWh	Var.		
Baseload	117,09	130,89	-13,80	-10,5%	19.483	+5,4%	23.697	+1,2%	82,2%	78,9%
<i>Picco</i>	130,68	146,82	-16,14	-11,0%	7.909	-65,1%	9.602	-66,9%	82,4%	78,2%
<i>Fuori picco</i>	110,29	122,92	-12,64	-10,3%	11.574	-29,3%	14.095	-31,6%	82,1%	79,4%
<i>Minimo</i>	69,83	83,53			16,7		5,0		76,9%	72,4%
<i>Massimo</i>	225,08	193,00			37,4		11,4		89,1%	85,5%

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

Grafico 1: MGP, Pun Index GME

Fonte: GME



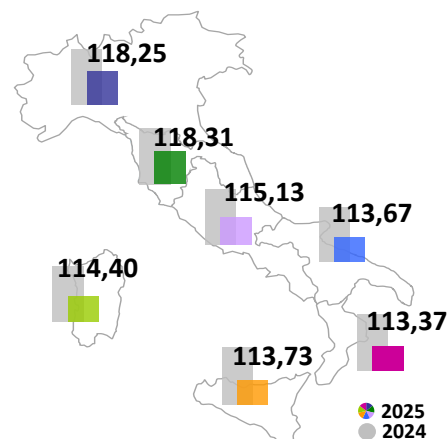
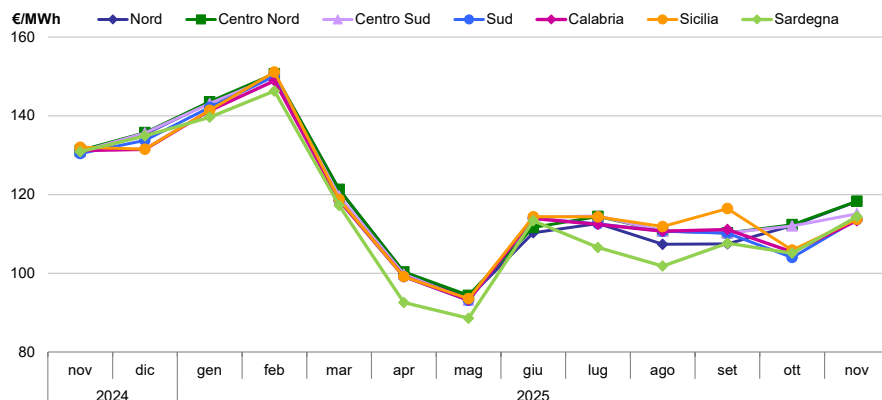
I PREZZI ZONALI

A livello zonale i prezzi medi risultano tutti in crescita, attestandosi a 118 €/MWh nelle zone centro-settentrionali (+6 €/MWh) e a

113/115 €/MWh nel resto del Sistema (+3/+10 €/MWh), anche in corrispondenza di limitazioni sul transito CSUD-CNOR (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zonal

Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

A novembre le offerte semplici in vendita si attestano a 28,1 TWh (-7,1% su ottobre), di cui 16,3 TWh accettati, sempre prevalentemente sul prodotto a 15 minuti (circa il 74% del totale). I volumi offerti in vendita tramite blocchi si attestano a 5,6 TWh (+9,0%), di cui 2,7 TWh accettati e sempre concentrati in prevalenza sul prodotto a 15 minuti (circa l'84%

del totale). Lato acquisti, le offerte semplici calano leggermente a 24,5 TWh (-0,7%), accettate per 22,9 TWh, con la parte preponderante degli scambi concentrata sempre sul prodotto a 15 minuti (circa il 94%). Rimangono residuali i volumi offerti in acquisto tramite blocchi, pari a 14 GWh (+4,3%), di cui 13 GWh 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	20.785 (-5,4%)	12.090 (+3,6%)	8.695 (-15,7%)	5.148 (+14,1%)	2.273 (+23,5%)	2.875 (+7,6%)
30 min	24 (-14,9%)	2 (+136,2%)	22 (-18,6%)	-	-	-
60 min	7.321 (-11,5%)	4.245 (-19,3%)	3.076 (+2,2%)	479 (-26,4%)	441 (+57,3%)	38 (-89,7%)
TOTALE NAZIONALE	28.130 (-7,1%)	16.337 (-3,5%)	11.793 (-11,6%)	5.627 (+9,0%)	2.714 (+28,0%)	2.913 (-4,2%)

OFFERTE DI ACQUISTO (GWh)						
MTU	SEMPlici			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	22.968 (+0,5%)	21.492 (+0,9%)	1.476 (-5,1%)	3 (+12,8%)	3 (+14,6%)	- (-100,0%)
30 min	-	-	-	-	-	-
60 min	1.488 (-15,7%)	1.434 (-14,7%)	54 (-35,8%)	11 (+1,8%)	10 (-5,7%)	1 (-)
TOTALE NAZIONALE	24.457 (-0,7%)	22.926 (-0,3%)	1.530 (-6,7%)	14 (+4,3%)	13 (-1,1%)	1 (+1500,0%)

* in tabella sono riportate le variazioni rispetto al mese precedente

Grafico 3: MGP, struttura dell'offerta

Fonte: GME

Grafico 3a: quantità vendute e rifiutate

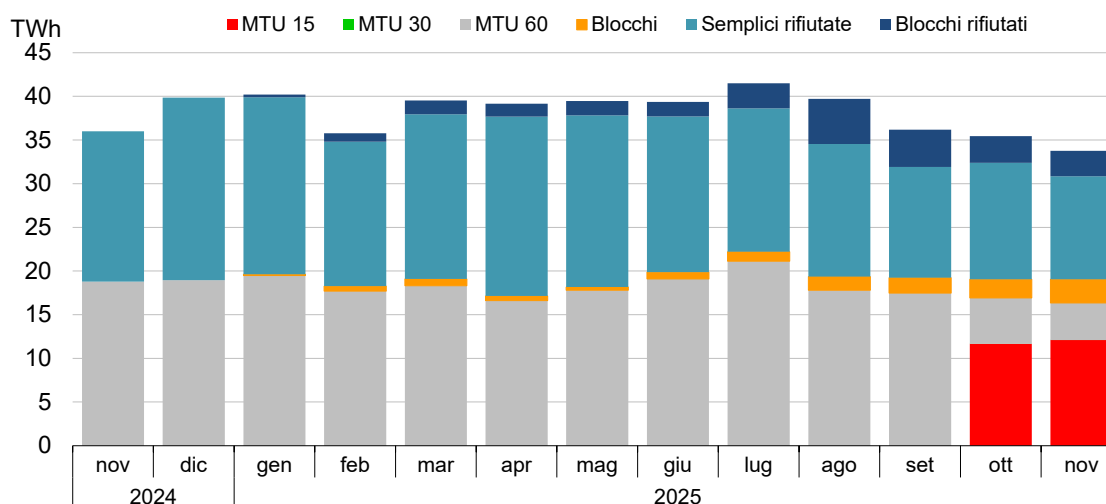
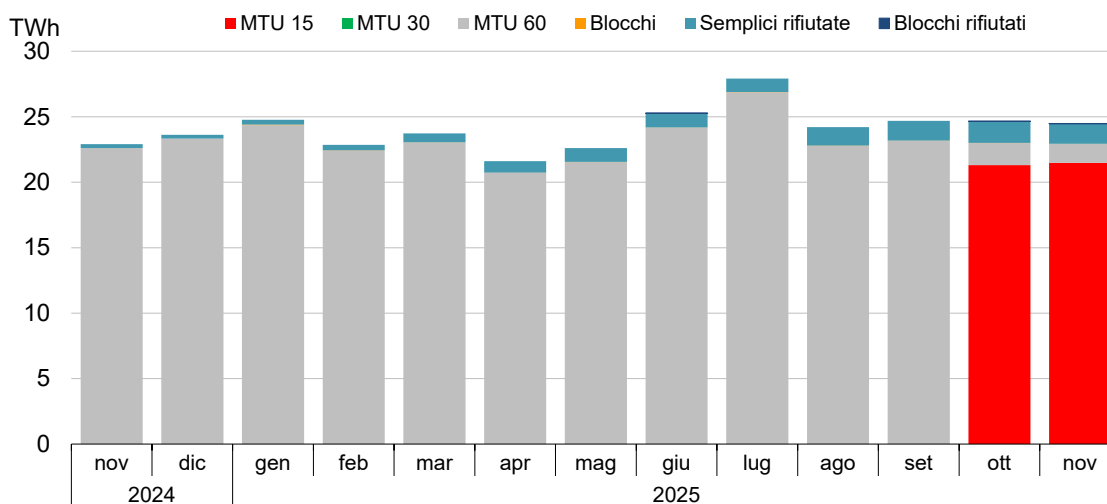


Grafico 3b: quantità acquistate e rifiutate



I VOLUMI

Gli acquisti di energia elettrica nel mese di novembre si attestano a 23,7 TWh (+3,6% in media quart'oraria su ottobre), portandosi ai massimi da agosto (circa 790 GWh medi giornalieri). La liquidità del mercato scende lievemente all'82,2% (-0,5 p.p.), in virtù di una maggiore crescita della componente OTC, a 4,2 TWh (+6,3%), rispetto alla componente di borsa, pari a 19,5

TWh (+3,1%). Sul lato della domanda, crescono gli acquisti nazionali a 22,9 TWh (+3,2%) e il livello dell'export a 0,8 TWh (+19,6%). Con riferimento all'offerta, crescono sia le vendite nazionali a 19,1 TWh (+3,5%), in calo solo sulle isole (-18,8% in Sicilia e -5,2% in Sardegna), sia l'import, a 4,6 TWh (+4,3%) (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 4).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.483	+5,4%	82,2%
Operatori	13.330	+7,9%	56,3%
GSE	1.529	-3,6%	6,5%
Zone estere	4.624	+1,9%	19,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	4.213	-14,6%	17,8%
Zone estere	22	-77,9%	0,1%
Zone nazionali	4.192	-13,3%	17,7%
Saldo programmi PCE	-		
VOLUMI VENDUTI	23.697	+1,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	14.971	-14,2%	
OFFERTA TOTALE	38.667	-5,4%	

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	19.483	+5,4%	82,2%
Acquirente Unico	291	-53,4%	1,2%
Altri operatori	14.969	+4,8%	63,2%
Pompaggi	174	+166,1%	0,7%
Zone estere	757	-4,8%	3,2%
Saldo programmi PCE	3.292	+21,3%	13,9%
PCE (incluso MTE)	4.213	-14,6%	17,8%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	156	+4233,3%	0,7%
Zone nazionali altri operatori	7.349	-3,8%	31,0%
Saldo programmi PCE	-3.292		
VOLUMI ACQUISTATI	23.697	+1,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.956	+87,7%	
DOMANDA TOTALE	25.653	+4,9%	

Grafico 4: MGP, liquidità

Fonte: GME

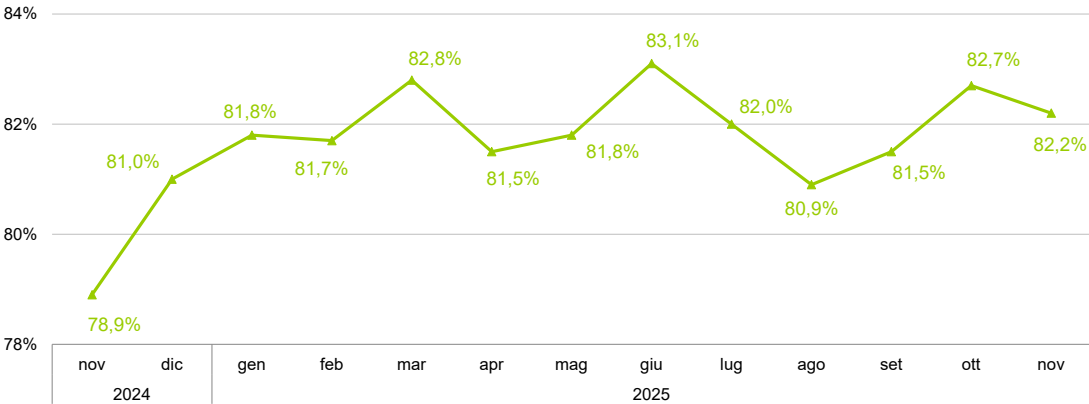


Tabella 5: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media a 15 min	Var	Totale	Media a 15 min	Var	Totale	Media a 15 min	Var
Nord	16.688	5,8	-12,1%	9.646	3,3	-7,1%	13.261	4,6	+1,4%
Centro Nord	1.322	0,5	+6,1%	1.169	0,4	+9,4%	1.987	0,7	+2,7%
Centro Sud	5.670	2,0	-8,4%	2.618	0,9	+14,7%	4.030	1,4	+1,4%
Sud	4.598	1,6	+3,0%	2.579	0,9	+18,2%	1.378	0,5	-0,3%
Calabria	2.247	0,8	+21,1%	1.137	0,4	-2,2%	423	0,1	+0,0%
Sicilia	2.003	0,7	-4,4%	900	0,3	-1,0%	1.228	0,4	-0,3%
Sardegna	1.228	0,4	+5,1%	1.002	0,3	+26,8%	633	0,2	+7,2%
Totale nazionale	33.757	11,7	-6,2%	19.051	6,6	+1,5%	22.940	8,0	+1,4%
Estero	4.911	1,7	+0,8%	4.646	1,6	+0,2%	757	0,3	-5,2%
Sistema Italia	38.667	13,4	-5,4%	23.697	8,2	+1,2%	23.697	8,2	+1,2%

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

LE FONTI

Nel mese di novembre la quota di vendite da fonti termiche sale al 62,8% (+8,8 p.p. su ottobre), trainate da volumi degli impianti a ciclo combinato sui massimi registrati nel corso dell'anno (circa 338 GWh medi giornalieri) e da una crescita degli impianti a carbone (+58,1% in media al quarto d'ora).

Cala la quota FER, attestatasi al 36,3% (-8,4 p.p., il minimo da marzo), per effetto di un calo delle vendite osservato su tutte le tecnologie (ad eccezione del geotermico, +2,2%), con l'idrico al livello più basso da inizio anno (circa 105 GWh medi giornalieri) (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	6.431	-1,4%	441	+13,7%	1.637	+21,6%	1.468	+35,9%	925	+1,1%	388	-3,5%	682	+28,1%	11.973	+7,1%
Gas	5.712	-3,1%	384	+9,2%	1.392	+20,9%	1.224	+35,7%	847	+2,9%	340	-5,9%	392	+79,5%	10.290	+6,1%
Carbone	0	-	-	-	93	-	51	-	0	-	-	-	249	-4,9%	393	+49,8%
Altre	719	+14,8%	57	+58,4%	152	-21,7%	194	+8,5%	78	-15,5%	49	+17,8%	41	-21,4%	1.290	+5,6%
Fonti rinnovabili	3.068	-17,5%	727	+7,0%	965	+3,5%	1.110	+0,8%	213	-14,1%	511	+0,9%	318	+23,5%	6.912	-7,1%
Idraulica	2.042	-24,9%	167	+29,5%	350	+7,2%	236	-3,2%	46	-1,6%	93	+0,6%	43	+33,1%	2.977	-17,1%
Geotermica	-	-	435	+1,9%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	435	+1,9%
Eolica	21	-7,7%	22	+15,9%	308	-16,4%	724	+2,6%	134	-19,6%	309	+4,5%	143	+4,0%	1.660	-3,2%
Solare e altre	1.005	+2,9%	104	-1,5%	306	+29,3%	150	-1,1%	33	-4,8%	109	-7,7%	133	+50,3%	1.840	+7,5%
Pompaggio	147	+1,8%	-	-	17	+319,5%	-	-	-	-	-	-	2	+1364,1%	166	+11,5%
Totale	9.646	-7,1%	1.169	+9,4%	2.618	+14,7%	2.579	+18,2%	1.137	-2,2%	900	-1,0%	1.002	+26,8%	19.051	+1,5%

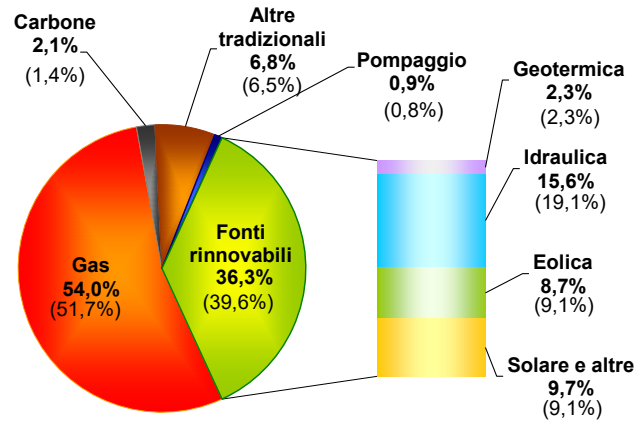
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

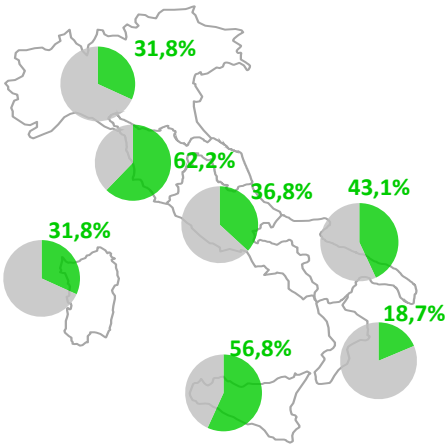
Fonte: GME

Grafico 6: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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



MERCATO ELETTRICO ITALIA

LE FRONTIERE ESTERE

A novembre il saldo con l'estero si attesta a 3,9 TWh (+1,7% in media al quarto d'ora su ottobre). A una crescita dell'import netto sulla frontiera francese, slovena e montenegrina si affianca una ripresa delle importazioni nette dalla Grecia, in virtù della riapertura dell'interconnessione con il Sud a partire dai primi giorni del mese. La variazione del saldo

con l'estero risulta attenuata da flussi in uscita verso la frontiera ellenica e una flessione del livello dell'import netto sulla frontiera svizzera, concentrato nella seconda metà del mese. In ultimo, il contesto nel quale si osservano le suddette variazioni risulta connotato da un minor utilizzo del vincolo generalizzato (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*	2.597 (2.118)	100,0% (99,9%)	- (0,1%)	- (0,0%)	98,4% (87,4%)	- (-)	3.626 (3.074)	2.597 (2.118)	2.597 (2.118)	1.995 (1.661)	0 (1)	0 (1)
Italia - Svizzera	1.063 (1.682)	92,7% (96,0%)	7,3% (3,9%)	- (0,1%)	- (-)	- (-)	3.909 (3.493)	1.271 (1.845)	n/a n/a	2.544 (3.245)	208 (163)	n/a n/a
Italia - Austria*	126 (145)	69,0% (71,5%)	29,7% (27,8%)	1,3% (0,7%)	56,1% (66,3%)	25,8% (25,8%)	327 (326)	150 (169)	150 (169)	133 (135)	25 (24)	25 (24)
Italia - Slovenia*	100 (11)	62,3% (52,5%)	36,5% (46,8%)	1,2% (0,7%)	46,3% (41,5%)	22,1% (34,6%)	584 (588)	235 (205)	235 (205)	656 (667)	135 (194)	135 (194)
Italia - Montenegro	31 (-48)	48,1% (32,6%)	43,4% (60,0%)	8,5% (7,4%)	- (0,1%)	0,2% (0,1%)	648 (534)	204 (132)	n/a n/a	611 (629)	173 (179)	n/a n/a
Italia - Grecia*	100 (53)	58,5% (50,3%)	30,6% (36,1%)	10,9% (13,6%)	51,8% (48,6%)	21,8% (30,9%)	500 (500)	188 (165)	188 (165)	500 (500)	89 (112)	89 (112)
Italia - Malta	-58 (-54)	- (0,3%)	95,5% (78,8%)	4,5% (21,0%)	- (-)	- (2,6%)	225 (225)	0 (0)	n/a n/a	225 (225)	58 (54)	n/a n/a
TOTALE**	3.958 (3.907)							4.646 (4.635)	3.171 (2.658)		687 (727)	248 (331)

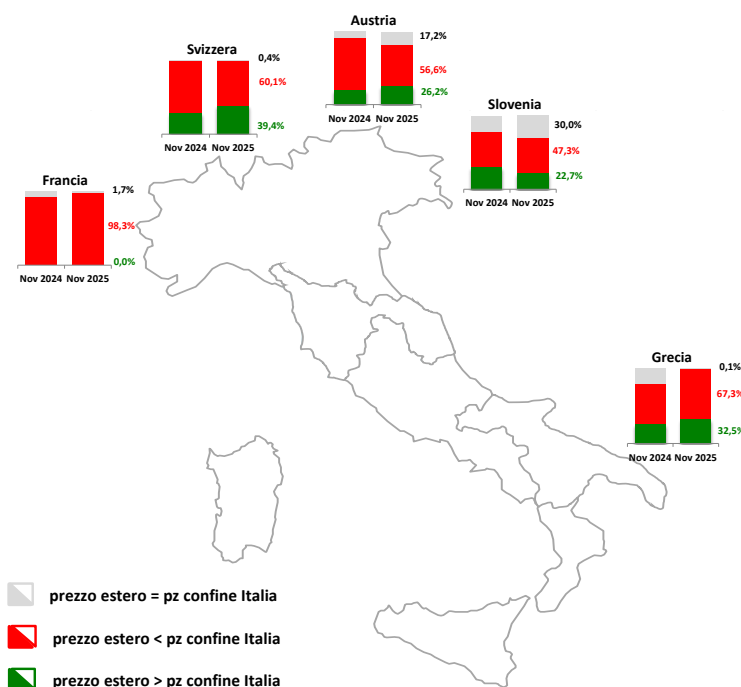
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*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



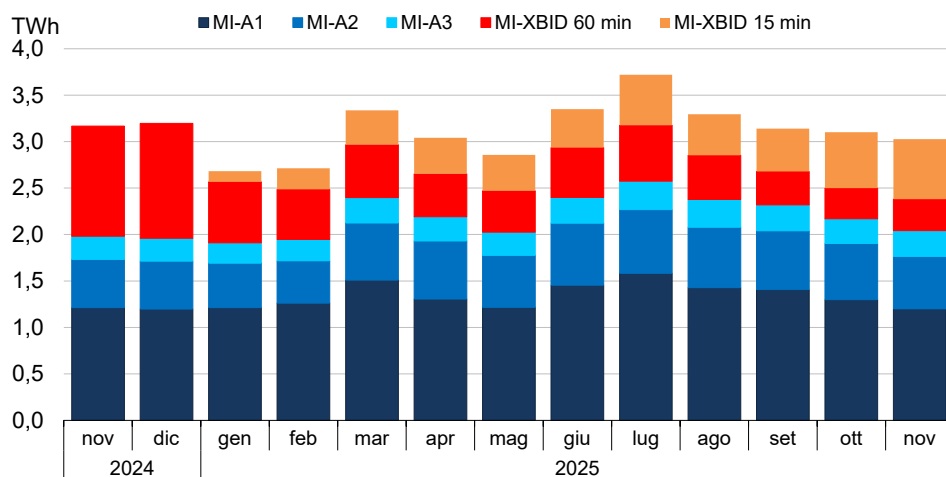
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

I volumi sul MI nel mese di novembre mostrano un debole calo, portandosi sui 3,0 TWh (-0,1 TWh su ottobre). Tale variazione si osserva in corrispondenza di una flessione degli scambi sul MI-A1 (1,2 TWh, -0,1 TWh), mentre si mantengono sostanzialmente stabili i volumi sugli altri mercati. Su XBID i volumi negoziati si attestano a circa 1,0 TWh, di cui 0,6 TWh relativi al prodotto a 15 minuti e i rimanenti su quello a 60 minuti. Il numero di abbinamenti sul mercato si porta ai massimi storici, superando i 2 milioni (di cui 1,9 milioni sul prodotto a 15 minuti), sempre concentrati nelle Fasi 2 e 3 (circa il 90% su entrambi i

prodotti), con la quota degli scambi con l'estero in crescita al 51% (+9 p.p.) e gli scambi tra zone nazionali e all'interno della medesima zona nazionale in flessione al 38% (-8 p.p.) e all'11% (-1 p.p.). I prezzi medi risultano tutti in crescita, attestandosi sui 116/121 €/MWh (+6/8 €/MWh), con quotazioni inferiori ai corrispondenti valori del MGP sui mercati in asta e lievemente superiori su XBID (Grafico 7, Grafico 8, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10). Infine, si osservano sul prodotto con MTU 15 minuti di XBID abbinamenti a prezzi negativi nelle zone Sud, Sicilia e Sardegna (fino a -151 €/MWh in Sardegna).

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	GWh	var %	GWh	var %	GWh	GWh	var %
551	4,0%	204	24,5%	104	858	8,6%	69	-76,0%	171	1.098	1,7%
79	-19,0%	38	0,7%	19	136	-9,6%	30	-47,1%	50	216	4,3%
170	7,4%	83	-2,8%	38	290	2,2%	31	-68,1%	72	394	3,5%
127	-23,6%	82	3,1%	45	254	-11,0%	29	-79,1%	73	355	-15,8%
27	-1,9%	13	8,1%	6	46	-0,2%	2	-88,0%	9	58	-13,4%
84	6,2%	30	-14,6%	14	127	-3,7%	7	-88,1%	21	156	-20,2%
70	244,7%	36	115,6%	15	122	159,9%	6	-58,0%	18	145	138,7%
92	-31,6%	78	-11,7%	38	209	-15,1%	164	-67,8%	232	604	-19,9%
1.199	-1,1%	564	8,7%	278	2.042	3,1%	338	-71,5%	646	3.026	-4,4%

Tabella 9: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA								NEGOZIAZIONE CONTINUA				Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID 60 min		XBID 15 min		Totale	
	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %
Nord	633	4,5%	225	11,6%	91	-9,9%	948	4,4%	88	-73,5%	192	-	1.228	-1,0%
Centro Nord	39	6,8%	21	12,2%	12	3,5%	71	7,8%	28	-46,5%	42	-	141	19,1%
Centro Sud	107	-49,5%	74	-13,9%	34	-9,6%	214	-35,9%	32	-76,3%	82	-	328	-30,0%
Sud	225	59,8%	80	10,1%	37	10,0%	342	38,4%	31	-72,8%	63	-	437	20,5%
Calabria	30	-26,8%	15	-15,2%	13	80,1%	58	-12,1%	5	-75,5%	11	-	74	-12,9%
Sicilia	60	-44,4%	28	-4,2%	13	-24,1%	101	-34,6%	8	-85,1%	23	-	132	-37,4%
Sardegna	42	163,8%	35	159,2%	12	18,7%	89	125,7%	6	-41,3%	18	-	113	129,4%
Estero	63	21,8%	87	7,8%	68	106,0%	218	31,6%	140	-69,9%	215	-	573	-9,3%
Totale	1.199	-1,1%	564	8,7%	278	11,4%	2.042	3,1%	338	-71,5%	646	-	3.026	-4,4%

Grafico 8: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

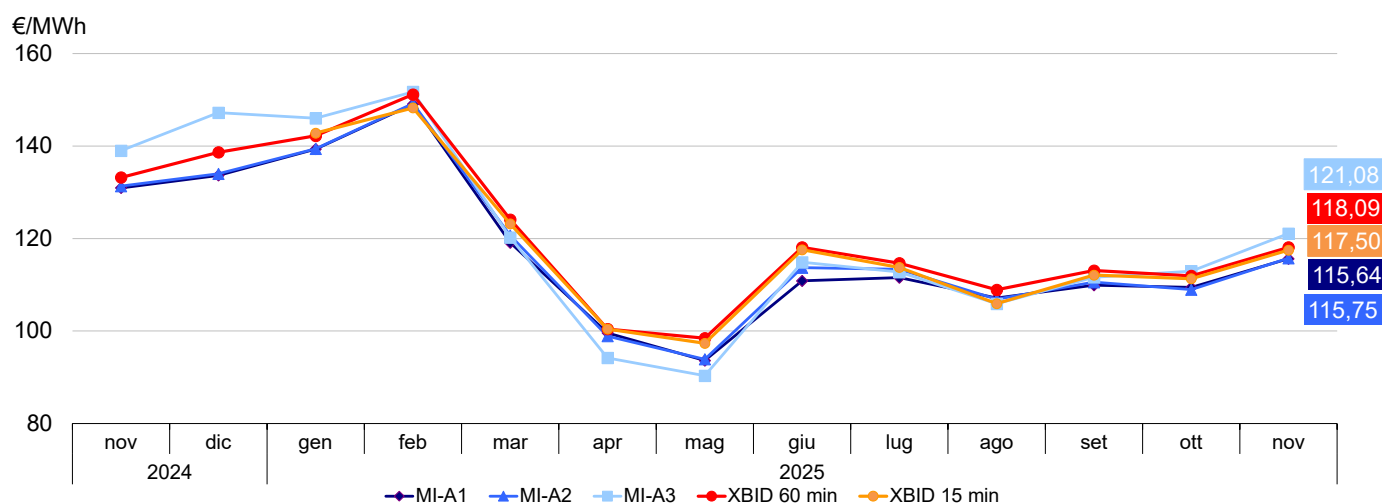


Tabella 10: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

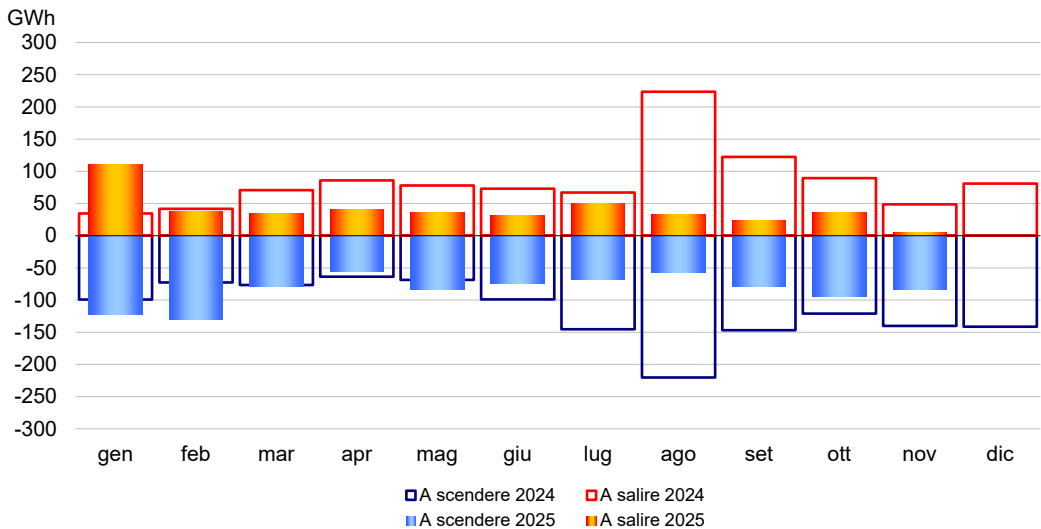
	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero									
			ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA			
	MGP (1-24 h)	MGP (13-24 h)	MI-A1		MI-A2		MI-A3		XBID 60 min		XBID 15 min	
			€/MWh	€/MWh	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	118,25	124,80	118,32	-9,5%	117,77	-10,3%	122,92	-11,5%	119,77	-9,9%	118,83	-
Centro Nord	118,31	124,93	118,36	-10,1%	117,88	-10,5%	123,43	-11,6%	120,59	-10,1%	119,82	-
Centro Sud	115,13	121,77	114,07	-12,8%	114,40	-12,8%	119,96	-13,8%	115,67	-12,6%	116,25	-
Sud	113,67	120,69	112,22	-14,0%	112,61	-13,9%	118,50	-14,6%	114,25	-13,8%	114,74	-
Calabria	113,37	120,48	111,62	-15,0%	112,52	-14,4%	118,39	-14,6%	113,99	-14,9%	114,36	-
Sicilia	113,73	120,82	112,43	-15,1%	113,23	-14,6%	118,94	-15,6%	114,80	-14,9%	114,61	-
Sardegna	114,40	121,08	113,33	-13,4%	113,69	-13,3%	119,38	-14,2%	115,09	-14,7%	116,33	-

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)

Nel mese di novembre calano sia le vendite di Terna acquisti sul mercato a salire, a 5 GWh, attestatisi sui sul mercato a scendere, pari a circa 83 GWh, sia i suoi minimi storici (Grafico 9).

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



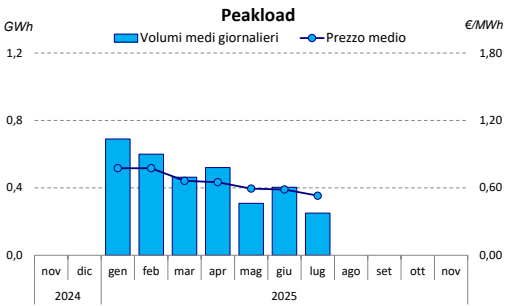
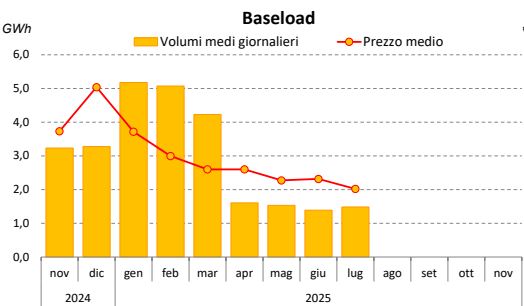
MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel mese di novembre non si registrano scambi sul MPEG (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni	Prodotti negoziati	Prezzo			Volumi	
	N°	N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	GWh	GWh/g
Baseload	-	0/30	-	-	-	-	-
	(12)	9/30	(0,93)	(0,70)	(1,00)	(29,1)	(3,2)
Peakload	-	0/20	-	-	-	(-)	(-)
	(-)	0/21	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Totale	-					-	-
	(12)					(29)	

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul MTE si osservano 9 transazioni bilaterali registrate a fini di clearing, per volumi pari a 72,9 GWh. Le registrazioni, tutte relative a profili baseload, interessano il prodotto Dicembre 2025 (0,7 GWh), I Trimestre 2026 (6,5 GWh), II Trimestre 2026 (2,2 GWh), III Trimestre 2026 (2,2 GWh) e Anno 2026 (61,3 GWh).

Il prodotto Dicembre 2025 chiude il periodo di contrattazione a 112,91 €/MWh sul baseload e 126,13 €/MWh sul peakload, con le posizioni aperte rispettivamente pari a 74,4 GWh e 13,8 GWh. In virtù di tali dinamiche, la posizione aperta complessiva cala a 293,2 GWh (-15,3 GWh su ottobre) (Tabella 11 e Grafico 10).

Tabella 11: MTE, prodotti negoziabili a novembre

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
Dicembre 2025	112,91	+0,0%	-	-	1	1	70	100	74
Gennaio 2026	113,01	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2026	115,40	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2026	134,36	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2026	121,10	+0,0%	-	-	3	3	3	9	19
II Trimestre 2026	95,83	+0,0%	-	-	1	1	3	4	9
III Trimestre 2026	108,46	+0,0%	-	-	1	1	-	1	2
IV Trimestre 2026	111,45	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2026	109,18	+0,0%	-	-	7	7	5	30	263
Totale			-	-	13	13	81		293

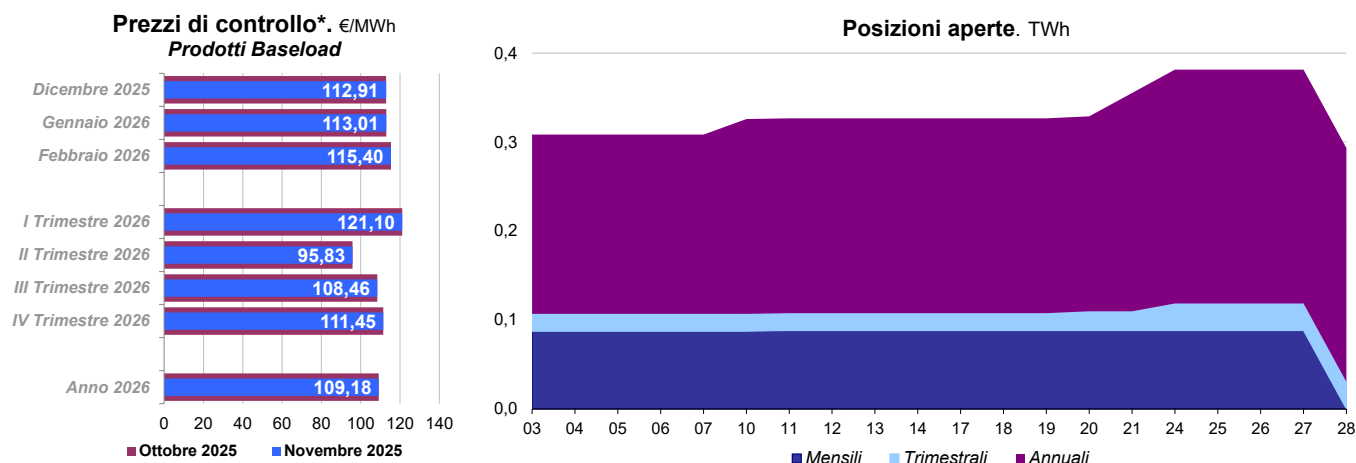
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione		MW	MW	MW mese in corso	MW mese precedente	MW	GWh
Dicembre 2025	126,13	+0,0%	-	-	-	-	-	50	14
Gennaio 2026	127,87	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2026	130,05	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2026	118,64	-	-	-	-	-	-	-	-
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			-	-	-	-	-	-	-
TOTALE			-	-	13	13	81		293

*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)

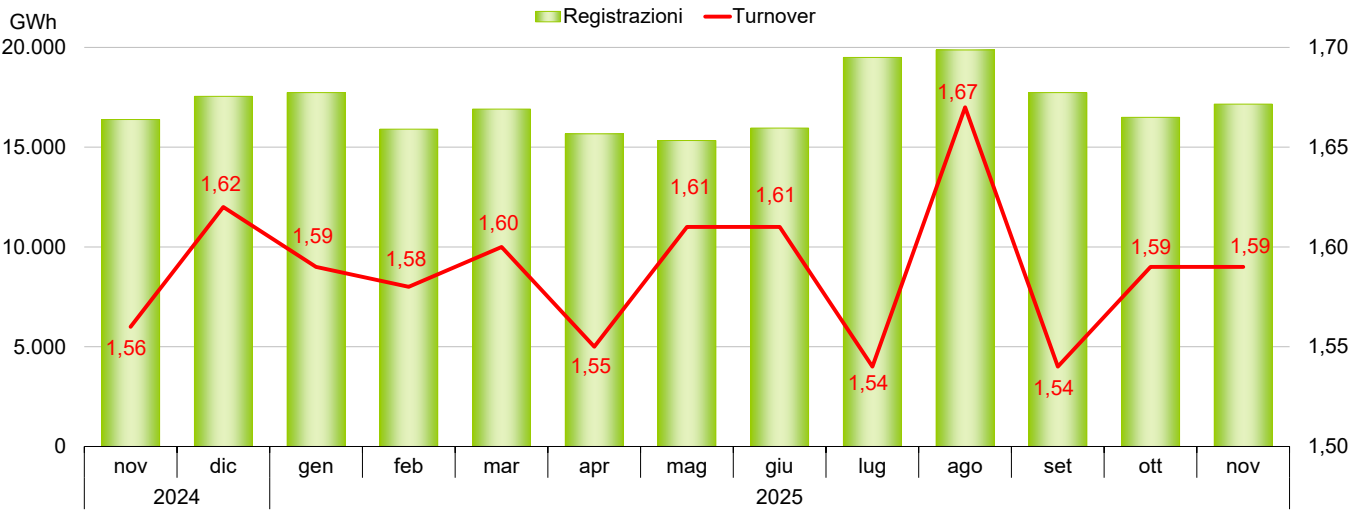
Sulla PCE registrano una crescita sia le transazioni registrate, a 17,2 TWh (+7,6% in media al quarto d'ora su ottobre), sia la posizione netta, a 10,8 TWh (+7,3%), con il Turnover stabile a 1,59. I programmi registrati risultano pari a 4,2 TWh nei conti in immissione e a 7,5 TWh in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma si attestano a 6,6 TWh e a 3,3 TWh (Tabella 12, Grafico 11).

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

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI			
	GWh	Variazione	Struttura		Immissione GWh	Variazione	Prelievo GWh
Baseload	3.361	+41,4%	19,6%	Richiesti	5.067	-12,4%	7.505
Off Peak	0	- 100,0%	-	Rifiutati	853	+0,3%	0
Peak	5	- 6,0%	0,0%	Registrati	4.213	-14,6%	7.505
Week-end	-	-	-				
Totale Standard	3.366	+40,9%	19,6%	Sbilanciamenti a programma	6.563	+18,1%	3.271
Totale Non standard	13.612	- 2,5%	79,3%	Saldo programmi	-	-	3.292
PCE bilaterali	16.978	+3,9%	99,0%				
MTE	179	+2025,4%	1,0%				
MPEG	-	- 100,0%	-				
TOTALE PCE	17.157	+4,7%	100,0%				
POSIZIONE NETTA	10.776	+2,7%					

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 novembre nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati salgono a 21,2 TWh, rappresentando una quota sul totale consumato nel sistema pari al 30%. Gli scambi risultano concentrati sull'orizzonte day-ahead, in particolare nel

mercato a negoziazione continua (13,6 TWh). Relativamente ai prezzi, a novembre l'IG Index (IGI) si porta a 32,56 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti del GME, tutte nell'intorno di 32 €/MWh.

IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

A novembre l'IG Index (IGI) si porta in media a 32,56 €/MWh, in flessione rispetto a ottobre (-0,43 €/MWh), mostrando un andamento altalenante nel corso del mese su valori compresi tra 31-35 €/MWh. La dinamica appare in linea con quanto osservato sulle principali quotazioni europee, tra cui il TTF, che scende a 30,64 €/MWh (-1,38 €/

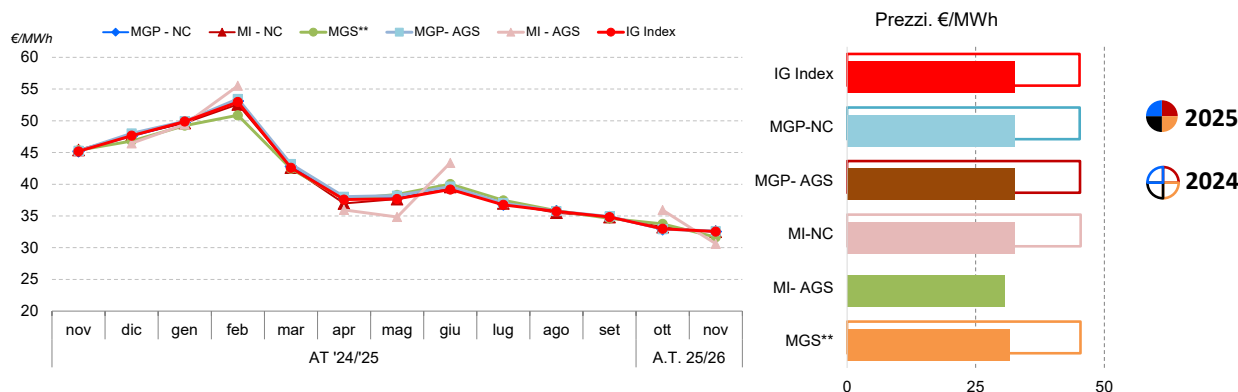
MWh), per uno spread IGI-TTF che si porta a 1,92 €/MWh (era 0,96 €/MWh il mese precedente). Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, anch'essi in calo rispetto al mese precedente, risultano tutti compresi nell'intorno dei 32 €/MWh, con un minimo di 30,61 €/MWh registrato sul comparto ad asta del MI-Gas.

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

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				
	Media	Var	Min	Max	
IG Index	32,56	(45,18)	-27,9%	31,01	34,93
MP-GAS					
<i>MGP</i>					
Negoziazione continua	32,54	(45,20)	-28,0%	28,00	39,00
Comparto AGS	32,62	(45,27)	-27,9%	30,35	35,44
<i>MI</i>					
Negoziazione continua	32,52	(45,40)	-28,4%	29,00	35,80
Comparto AGS	30,61	(-)	+0,0%	30,61	30,61
<i>MGS**</i>	31,66	(45,37)	-30,2%	30,28	32,70
Stogit	31,66	(45,37)	-30,2%	30,28	32,70
Edison	-	(-)	-	-	-
MPL	-	(-)	-	-	-

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente



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

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

I VOLUMI SUI MERCATI DEL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) salgono a 21,2 TWh, su livelli tra i più alti mai registrati e in significativo aumento rispetto al mese precedente, per una quota sul totale consumato nel sistema gas che si conferma anch'essa su valori molto alti e pari a 30%. Gli scambi sull'orizzonte day-ahead si attestano a 17,1 TWh (erano 14,6 TWh a ottobre), di questi 13,6 TWh contrattati nel comparto a negoziazione continua (+13%), il cui peso sul MP-GAS si porta al 64%. In aumento rispetto al mese precedente anche i volumi scambiati nel comparto AGS, pari a 3,5 TWh (+64%) e 16% del totale MP-GAS, quasi tutti relativi a movimentazioni in acquisto di Snam. In crescita rispetto al mese precedente gli scambi sull'orizzonte intraday che si portano a 3,7 TWh (+13%),

riguardanti quasi esclusivamente la negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si attesta al 17%. Su tale mercato risultano modeste le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,2 TWh), mentre aumentano a 3,5 TWh le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB. Nel comparto AGS sono stati scambiati 51 GWh, concentrati in una sola sessione. Le quantità scambiate sul MGS salgono a 0,4 TWh (erano 0,3 TWh a ottobre), in corrispondenza di incrementi sia delle movimentazioni effettuate da Snam (0,14 TWh) che delle contrattazioni tra operatori terzi (0,29 TWh). Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) e nel comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS a novembre 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	13.610.928	(12.585.456)	+8,1%
Comparto AGS	3.456.096	(3.224.088)	+7,2%
<i>MI</i>			
Negoziazione continua	3.665.064	(2.913.696)	+25,8%
Comparto AGS	51.048	(-)	-
<i>MGS**</i>	430.300	(308.761)	+39,4%
Stogit	430.300	(308.761)	+39,4%
Edison	-	(-)	-
<i>MPL</i>	-	(-)	-

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

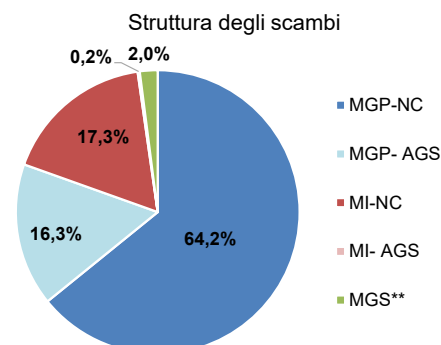
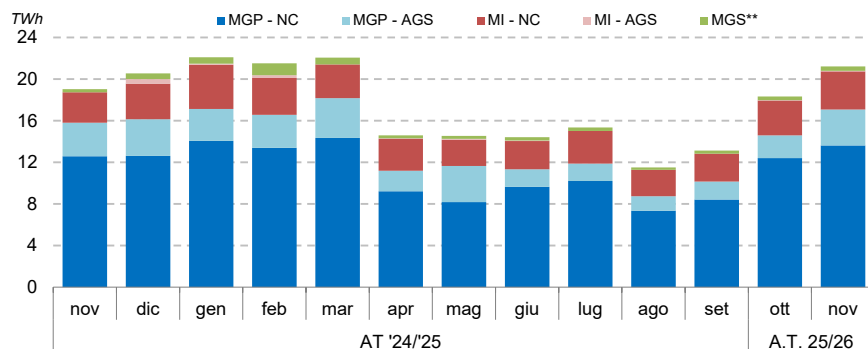


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Stogit Adriatica			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	430.300	(308.761)	430.300	(308.761)	-	(-)	-	(-)
SRG	38.735	(183.483)	105.215	(25.316)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	38.735	(183.483)	105.215	(25.316)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	391.566	(125.277)	325.086	(283.444)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

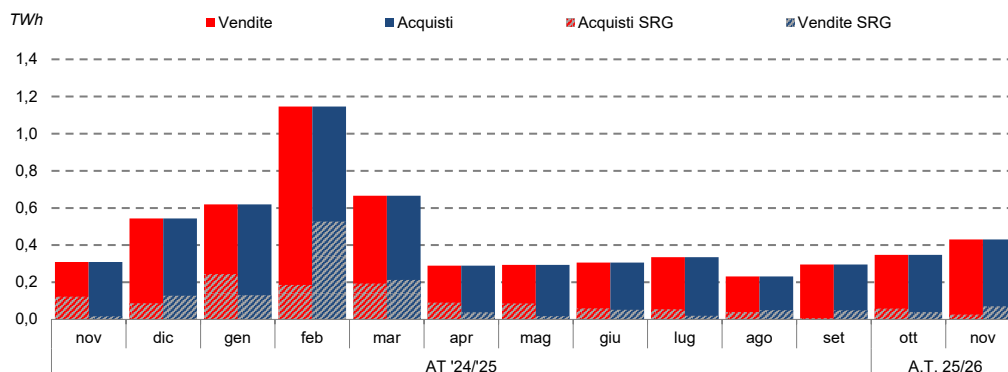
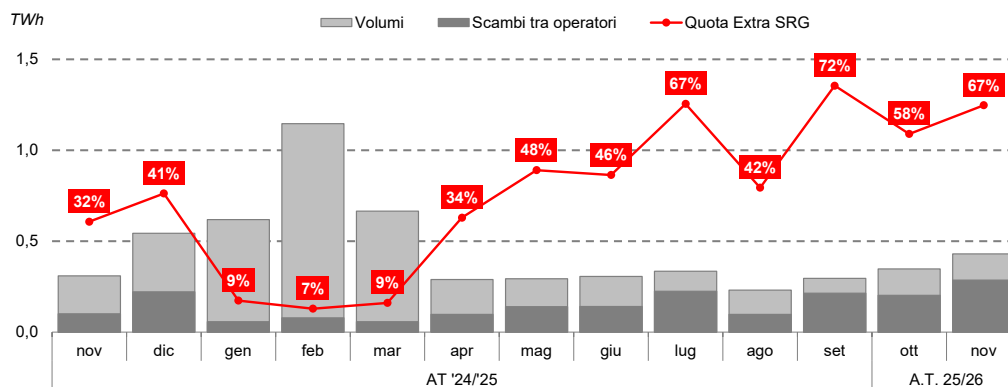


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

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	MWh
BoM-2025-11	-	-	33,95 -1,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2025-12	-	-	31,73	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-12	-	-	31,68 -11,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-01	-	-	30,21 -14,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-02	-	-	30,66 -10,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-03	-	-	30,95	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-01	-	-	31,13 -12,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-02	-	-	31,90 -12,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-03	-	-	32,58 -10,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-04	-	-	33,85 -4,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2026/2027	-	-	31,67 -11,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2026	-	-	30,30 -11,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2026	-	-	32,35 -10,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale				-	-					-	-

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

IL SISTEMA GAS

A novembre in Italia i consumi di gas naturale (al lordo delle esportazioni) si attestano a 6.744 milioni di mc (71,3 TWh), in aumento rispetto al mese precedente. La dinamica dei consumi rispetto ad ottobre riflette un significativo incremento dei prelievi nel comparto civile (3.095 milioni di mc, 32,7 TWh) e in quello termoelettrico (2.190 milioni di mc, 23,2 TWh). Minore l'incremento su base mensile dei consumi del settore industriale (1.058 milioni di mc, 11,2 TWh). In calo, invece, le esportazioni e gli altri consumi, complessivamente pari a 402 milioni di mc (4,2 TWh). Sul lato delle importazioni (4.979 milioni di mc, 52,6 TWh) crescono su ottobre i volumi di gas in entrata tramite gasdotto,

a 3.240 milioni di mc (34,3 TWh), mentre si riducono i flussi tramite rigassificatori GNL, a 1.739 milioni di mc (18,4 TWh), con una quota di questi ultimi al 35%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra dinamiche rialziste soprattutto a Passo Gries (6,6 TWh, 13% del totale) e al rigassificatore di Livorno (3,4 TWh, 6% del totale). In calo i flussi nei restanti entry point. A novembre partono le erogazioni dai siti di stoccaggio (16,2 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 11.861 milioni di mc (125,4 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	4.979	52,6	+5,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.598	16,9	-21,2%
Tarvisio	10	0,1	-93,7%
Passo Gries	624	6,6	+104,3%
Gela	140	1,5	+3,7%
Gorizia	1	0	-
Melendugno	868	9,2	-3,0%
Panigaglia (GNL)	97	1,0	+10891,9%
Cavarzere (GNL)	749	7,9	-0,6%
Livorno (GNL)	320	3,4	+271,9%
Piombino (GNL)	355	3,7	+1,5%
Ravenna	218	2	-
Produzione Nazionale	236	2,5	+5,5%
Erogazioni da stoccaggi	1.530	16,2	-2,0%
TOTALE IMMESSO	6.746	71,3	+3,8%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	6.343	67,1	+1,0%
Termoelettrico	1.058	11,2	+3,4%
Reti di distribuzione	2.190	23,2	+4,6%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>3.095</i>	<i>32,7</i>	<i>-2,2%</i>
Esportazioni	402	4,2	+89,9%
Reti di terzi e altri consumi di sistema*	325	3,4	+95,6%
Reti di terzi e altri consumi di sistema*	76	0,8	+69,0%
TOTALE CONSUMATO (al lordo delle esportazioni)	6.744	71,3	+3,8%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>1</i>	<i>0,0</i>	<i>-9,8%</i>
TOTALE PRELEVATO	6.746	71,3	+3,8%

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

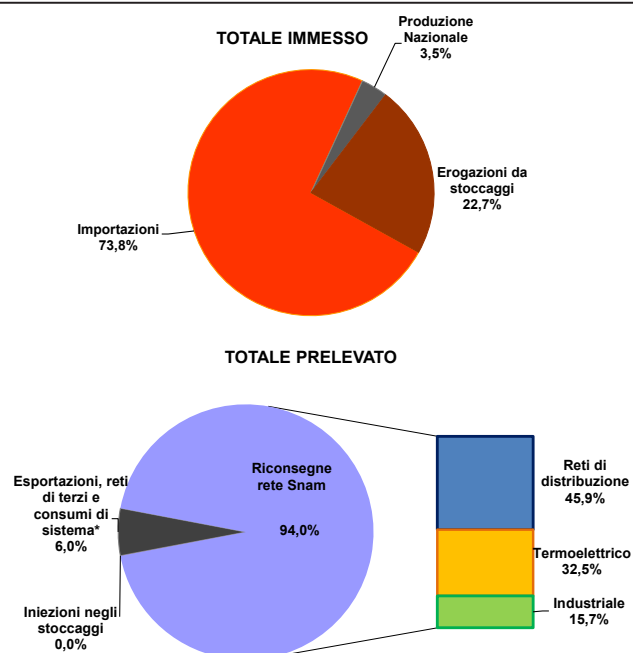
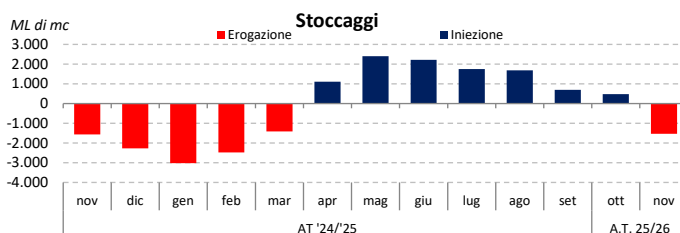
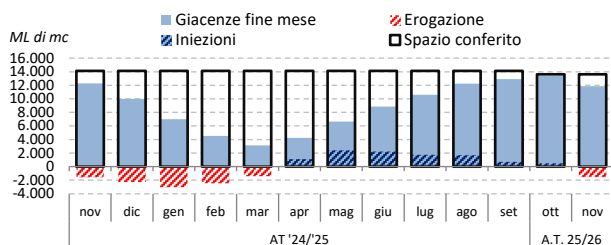


Figura 5: Stoccaggio

Fonte: dati SRG

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/11/2025)	11.861	125,4	-3,4%
Erogazione (flusso out)	1.530	16,2	-2,0%
Iniezione (flusso in)	1	5,1	-9,8%
Flusso netto	1.529	16,2	-2,0%
Spazio conferito su base annuale	13.609	143,9	-3,6%
Giacenza/Spazio conferito	87,2%		+0,2 p.p.



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A novembre registrano una nuova riduzione mensile il Brent e l’olio combustibile, mentre torna a crescere il gasolio. Ancora i minimi da oltre un anno e mezzo i principali riferimenti europei del gas, ai massimi dalla scorsa primavera, invece, i prezzi elettrici in Europa centro-settentrionale.

In riduzione da inizio estate, il prezzo del Brent, a novembre, si porta ai minimi dall’inizio del 2021 (64,12 \$/bbl, -2% su ottobre); analoga la dinamica dell’olio combustibile (405,69 \$/MT, -1%). In decisa ripresa e ai massimi da agosto 2024, invece, il gasolio (739,80 \$/MT, +11%). I mercati a termine indicano per i prossimi mesi prezzi analoghi agli attuali

valori spot per il greggio, inferiori per i suoi derivati e, per gennaio 2026, quotazioni che superano 100 \$/MT per il carbone. Ancora 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 nella sua 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	64,12	-2%	-15%				63,69	0%	63,25	0%		
Olio Combustibile	USD/MT	405,69	-1%	-18%	397,23	382,38	-1%	378,28	-1%	376,52	-1%	370,51	-1%
Gasolio	USD/MT	739,80	11%	10%	718,50	723,26	9%	696,23	6%	682,91	6%		
Carbone	USD/MT				99,80			100,45	6%				

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	55,48	-1%	-22%			-	54,91	-	54,45	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	351,04	-1%	-25%		330,22	-	326,12	-	324,11	-	315,26	-
Gasolio	EUR/MT	640,14	11%	2%		624,54	-	600,16	-	587,80	-		-
Carbone	EUR/MT						-	86,60	-		-		-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,16	-1%	9%	1,15	1,16	-	1,16	-	1,16	-	1,18	-

Fonte: LSEG Data & Analytics

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

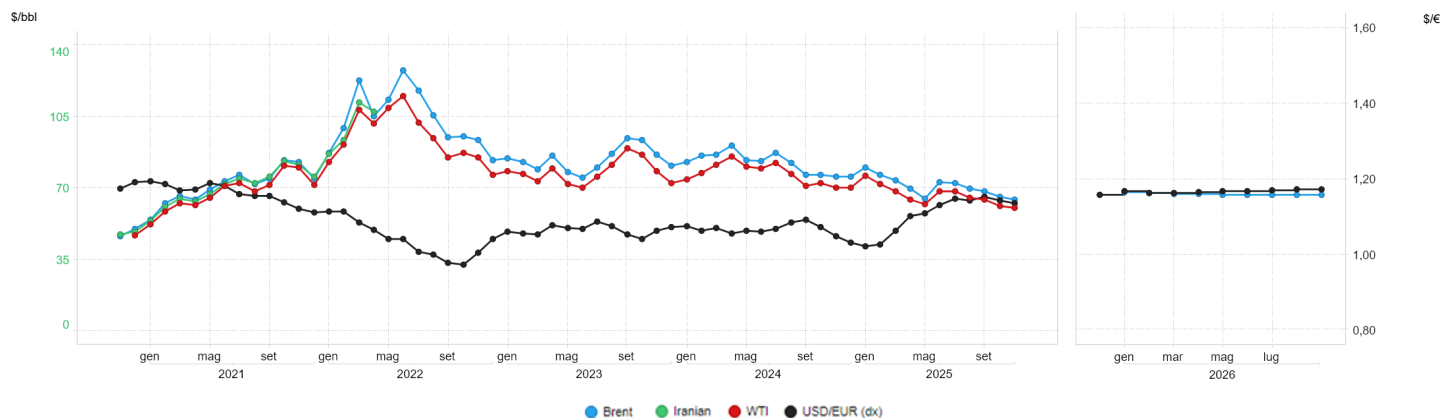


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

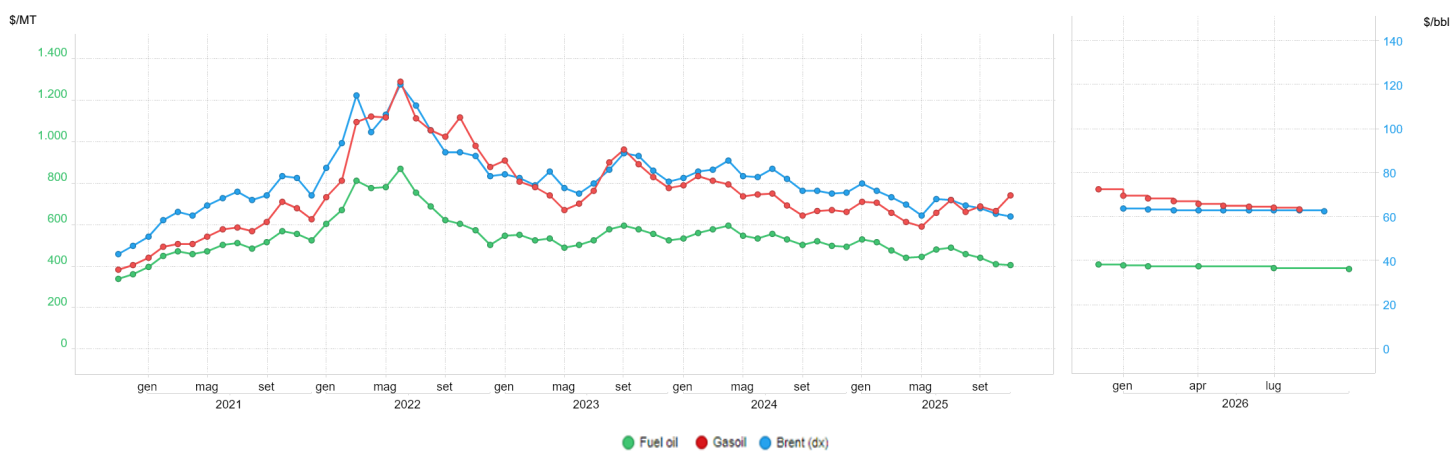
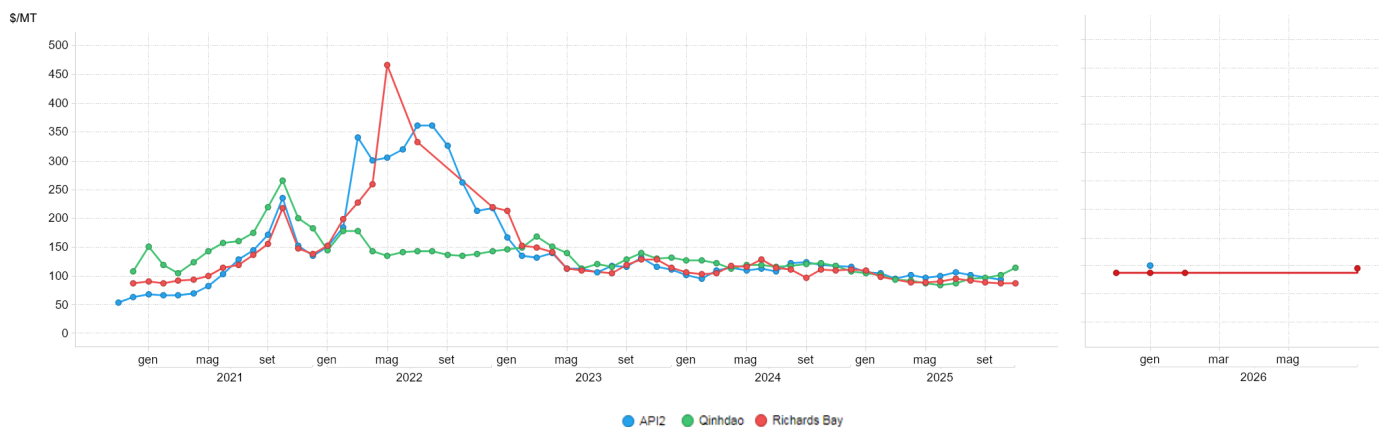


Grafico 3: Carbone*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica



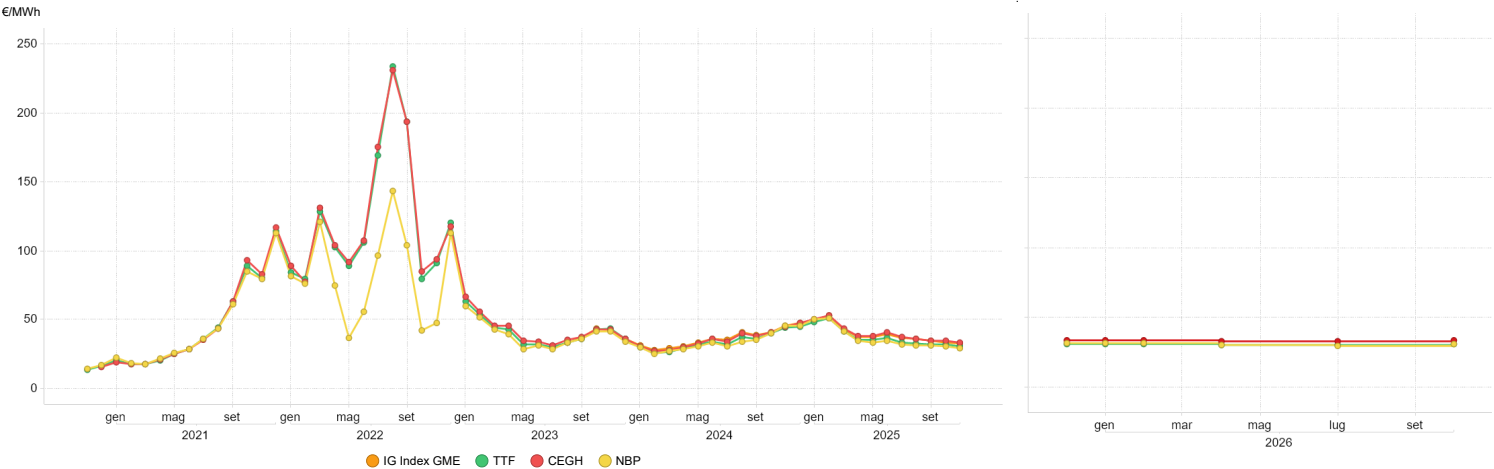
*A partire dal 1° aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alle quotazioni future M+1.

Proseguendo il trend ribassista già in corso, i prezzi europei del gas si portano ai minimi dalla primavera 2024, con l'IG Index del GME a 32,56 €/MWh (-1%), il TTF olandese a 30,64 €/MWh (-4%) e il loro differenziale che risale a quasi 2 €/MWh (1,92 €/

MWh, +0,96 €/MWh), ampliandosi soprattutto negli ultimi giorni del mese (5 €/MWh) quando il TTF torna sotto 30 €/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	32,56	-1%	-28%									
TTF	NL	30,64	-4%	-31%	31,09	30,80	-4%	30,89	-4%	30,93	-4%	29,86	-4%
CEGH	AT	33,59	-3%	-25%	34,42	33,83	-1%	33,75	-2%	33,62	-2%	32,87	-3%
NBP	UK	29,52	-4%	-35%	30,13	31,24	-4%	31,54	-5%	31,71	-63%	27,12	



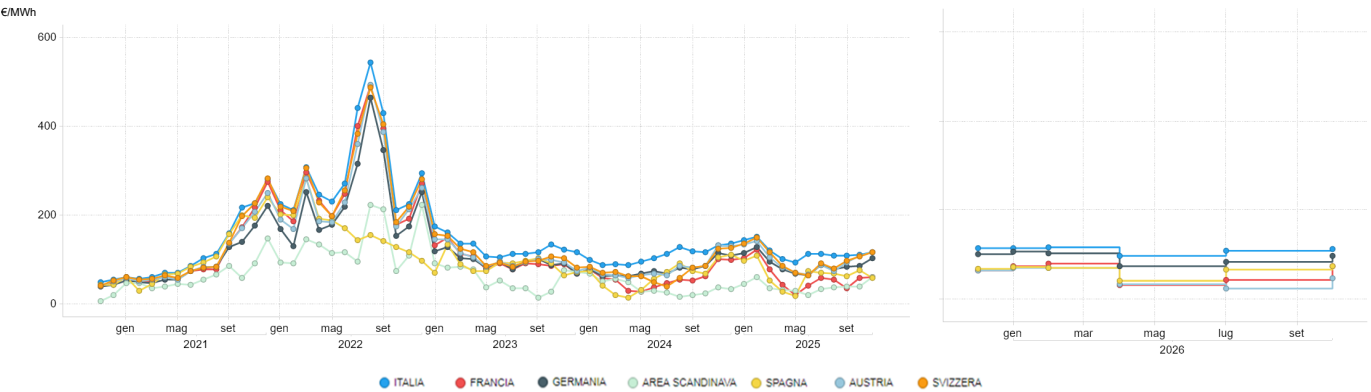
Fonte: LSEG Data & Analytics

Restano in crescita i prezzi sulla gran parte delle borse elettriche europee. Più debole l'aumento registrato in Italia (117 €/MWh, +5%) e in Francia (59 €/MWh, +3%), con quest'ultima che si allinea alla Spagna, la sola in riduzione (-23%); in doppia cifra invece la variazione in Germania (102 €/MWh,

+21%) e nell'Area Scandinava (61 €/MWh, +55%). I mercati a termine indicano per i prossimi mesi una riduzione degli spread Italia-Francia e Italia-Germania, in corrispondenza di prezzi attesi in Italia leggermente più bassi degli attuali spot e progressivamente crescita nei due paesi centro-europei.

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	117,09	5%	-11%	111,87	112,91	0%	113,01	0%	115,40	0%	109,18	0%
FRANCIA	59,13	3%	-41%	59,70	64,45	-9%	74,10	-13%	78,21	-5%	52,37	-8%
GERMANIA	101,88	21%	-11%	99,62	99,79	4%	106,58	4%	102,84	0%	88,92	2%
AREA SCANDINAVA	60,58	55%	63%	51,10	62,98	8%	69,44	1%	68,76	-2%	41,63	0%
SPAGNA	58,65	-23%	-44%	74,50	67,12	-7%	71,27	-4%	68,70	-6%	59,79	-3%
AUSTRIA	116,02	7%	-11%									
SVIZZERA	116,83	10%	-6%									



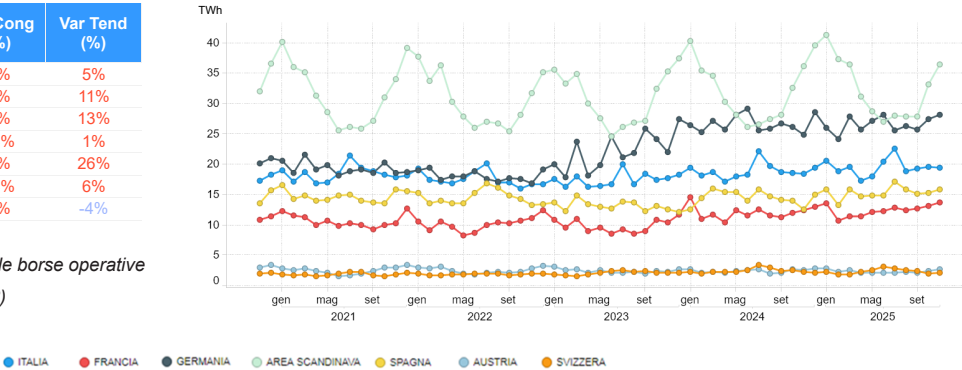
Fonte: LSEG Data & Analytics

Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici europei a pronti, volumi ovunque in aumento mensile, che risulta più debole in Italia (19,5 TWh, +3%) rispetto a Germania (28,2 TWh, +6%), Spagna (15,9 TWh, +8%), Francia (13,8 TWh, +8%) e Area scandinava (36,5 TWh, +15%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	19,5	3%	5%
FRANCIA	13,8	8%	11%
GERMANIA	28,2	6%	13%
AREA SCANDINAVA	36,5	14%	1%
SPAGNA	15,9	8%	26%
AUSTRIA	2,7	14%	6%
SVIZZERA	2,1	6%	-4%

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



Fonte: LSEG Data & Analytics

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

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), a novembre, il prezzo medio risulta sostanzialmente stabile a 248,12 €/tep con gli scambi in aumento a 165 mila tep (+6%). Dinamiche rialziste, invece, sia in termini di prezzi che di volumi sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2024 il prezzo medio si porta a 0,10 €/MWh (-15%), inferiore

alle quotazioni bilaterali, in crescita a 1,22 €/MWh. Per il periodo di produzione 2025, risultano in calo sia i prezzi sul MGO, pari a 0,31 €/MWh (-44%), che sulla PBGO (0,52 €/MWh; -52%). I volumi complessivamente scambiati ammontano a 192 GWh sul mercato organizzato e a 2,3 TWh sulla piattaforma bilaterale. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC), infine, non sono stati registrati scambi.

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

Nel mese di novembre il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 248,12 €/tep, stabile rispetto al mese precedente. In crescita a 229,55 €/tep, invece, la quotazione media osservata sulla piattaforma bilaterale (+14,9%), il cui differenziale dal corrispondente valore di mercato si porta a 18,6 €/tep. Tale differenza 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 al 93% (+10 p.p. su ottobre). In crescita al 45% (+20 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (246,92-249,35 €/tep). Nelle quattro sessioni di mercato tenutesi a novembre i titoli negoziati crescono

a 165 mila tep sul MTEE (+6% su ottobre), con la liquidità del mercato al 55% (-17 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza della maggiore crescita rilevata dai volumi scambiati bilateralmente, a 136 mila tep (+123%). L'analisi delle quattro sessioni mostra quotazioni medie tra i 248,95 €/tep del 4 novembre ed i 247,54 €/tep del 25 novembre e volumi medi scambiati pari circa a 41 mila tep. Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine novembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 76.047.006 tep, in aumento di 53.621 tep rispetto a fine ottobre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.747.179 tep, in aumento di 53.621 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.							tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	248,12	+0,2%	246,92	249,35	164.724	+6,0%	40,87	+6,3%	4.004	+138,2%	2,4%	+1,3 p.p.	4	+0
Bilaterali	229,55	+14,9%	0,00	251,46	136.153	+122,9%	31,25	+156,1%						
con prezzo >1	247,27	+1,9%	120,00	251,46	126.397	+151,2%	31,25	+156,1%						
Totale	239,72	+2,4%	0,00	251,46	300.877	+39,0%	72,13	+42,3%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

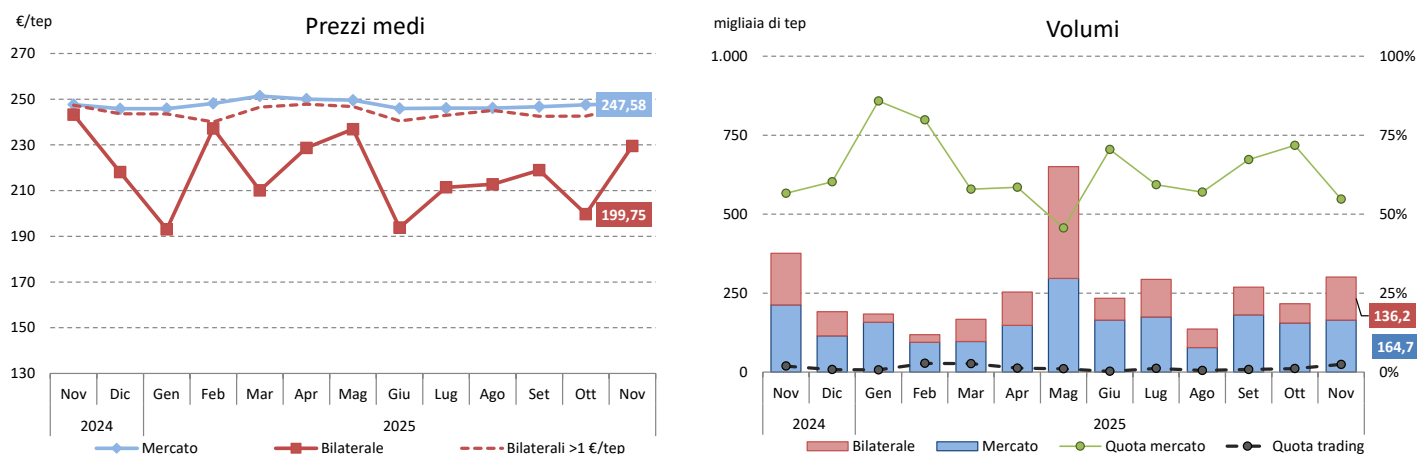


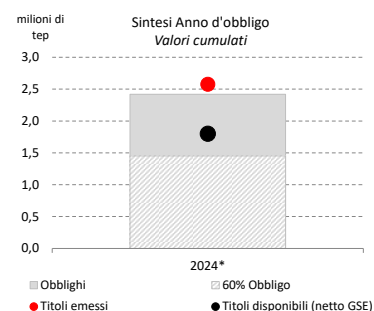
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2025

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
14	246,80	917.999	532.444	244,41	244,41	464.032	246,33	4.747.179	76.047.006	3.216.645

*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.

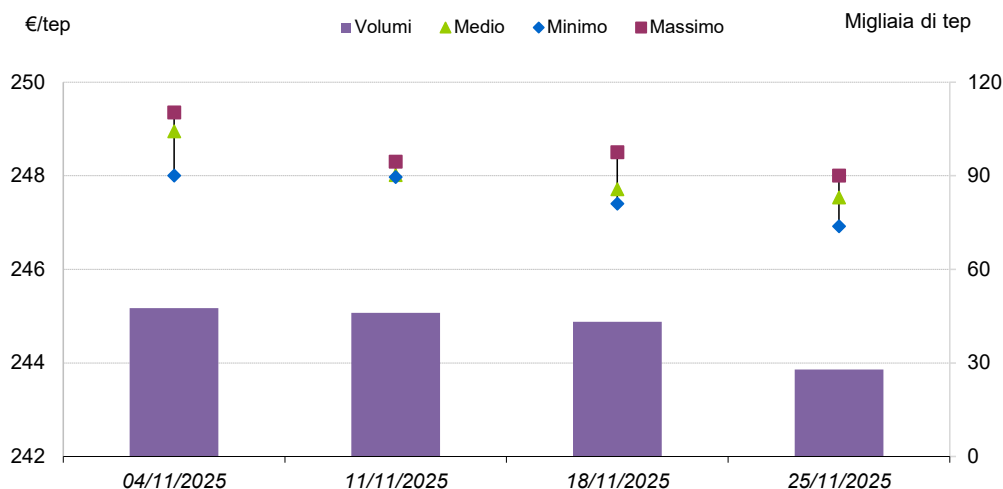
**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento. I Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati e comprendono quelli emessi sul conto del GSE a seguito di ritiro. I Titoli disponibili sono calcolati come somma dei titoli emessi al netto dei ritirati,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



*valori cumulati al 31/05/25

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A novembre sul MGO il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2024, indipendentemente dalla tipologia, cala rispetto al mese precedente a 0,10 €/MWh (-15%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale salgono a 1,22 €/MWh. Sul MGO le quotazioni delle quattro tipologie scambiate si collocano tra 0,09 €/MWh della tipologia Idroelettrico e 0,13 €/MWh del Bio. Variano, invece, tra 0,00 €/MWh della tipologia GasAltriUsiNonEsportabile, per la prima volta in contrattazione, e 2,21 €/MWh della tipologia GasTrasportiNonEsportabile i prezzi sulla PBGO. Con riferimento all'anno di produzione 2025, calano i

prezzi sia sul MGO (0,31 €/MWh; -44%) che sulla PBGO (0,52 €/MWh; -52%). I prezzi delle cinque tipologie scambiate sul mercato variano tra 0,25 €/MWh del prodotto GasTrasportiNonEsportabile e 0,80 €/MWh dell'Eolico. Su PBGO, invece la quotazione più bassa, pari a 0,10 €/MWh, la fa registrare la tipologia Bio mentre la più alta è riferita al prodotto GasTrasportiNonEsportabile (2,21 €/MWh). A novembre i volumi complessivamente negoziati sul MGO crescono a 192 GWh (+60% rispetto al mese precedente), di questi 100 GWh riferiti all'anno di produzione 2024, mentre risultano pari a 2,3 TWh gli scambi bilaterali (-58%).

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	0,10	-15,1%	0,05	0,20	99.712	+46,4%	9.686	+24,3%
Settore Elettrico	0,10	-15,1%	0,05	0,20	99.712	+46,4%	9.686	+24,3%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilaterali	1,22	+1502,9%	0,00	2,21	180.489	-62,4%	221.098	+502,9%
Settore Elettrico	1,27	+1558,1%	0,00	2,00	174.358	-63,7%	220.937	+502,5%
Settore Gas	0,03	-	-	2,21	6.131	-	161	-
con prezzo >0	1,35	+1465,2%	0,07	2,21	164.297	-61,5%	221.098	+502,9%

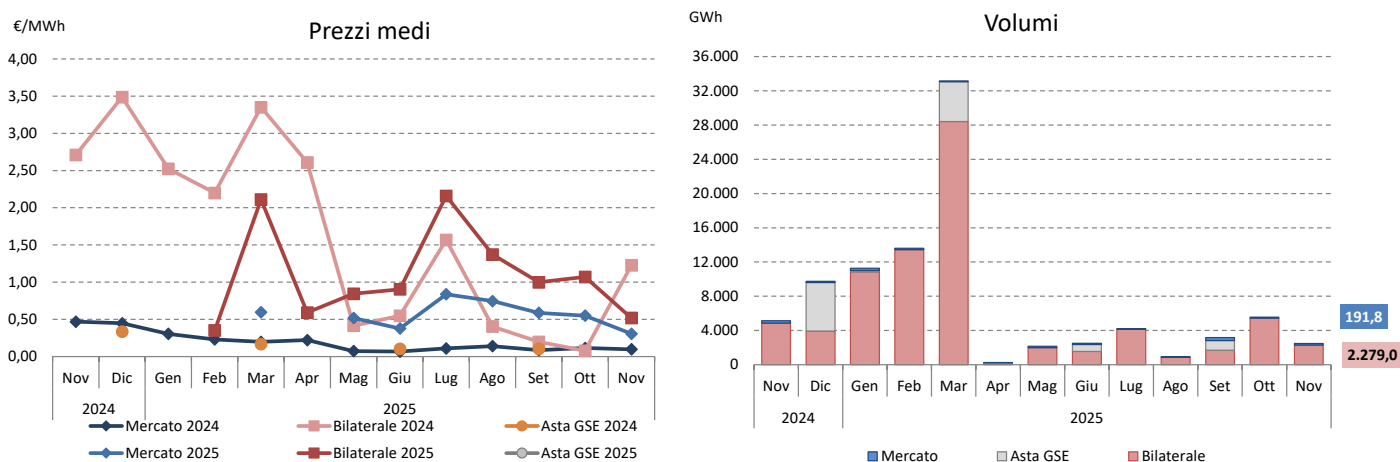
Tabella 4: GO Anno di produzione 2025, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	0,31	-44,3%	0,20	0,80	92.104	+79,0%	28.159	-0,4%
Settore Elettrico	0,31	-45,9%	0,20	0,80	87.204	+80,0%	26.934	-2,6%
Settore Gas	0,25	0	0,25	0,25	4.900	1	1.225	1
Bilaterali	0,52	-51,6%	0,00	3,00	2.098.509	-57,6%	1.086.524	-79,5%
Settore Elettrico	0,51	-52,3%	0,00	3,00	2.090.509	-57,6%	1.068.844	-79,8%
Settore Gas	2,21	8	2,21	2,21	8.000	-1	17.680	3
con prezzo >0	0,56	-47,4%	0,04	3,00	1.930.159	-60,9%	1.086.524	-79,5%

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 (34,9%), Solare (24,2%) e Bio (28,1%) sul MGO, una predominanza della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (56,8%) e della tipologia

Solare nelle aste di assegnazione del GSE (52,2%). Con riferimento all'anno di produzione 2025, invece, abbiamo una predominanza di scambi sulla tipologia Bio (42,4%) sul mercato, dell'Idroelettrico (47,9%) nella contrattazione bilaterale mentre in asta la totalità degli scambi ha ad oggetto la tipologia GasTrasportiNonEsportabile.

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

Fonte: dati GME

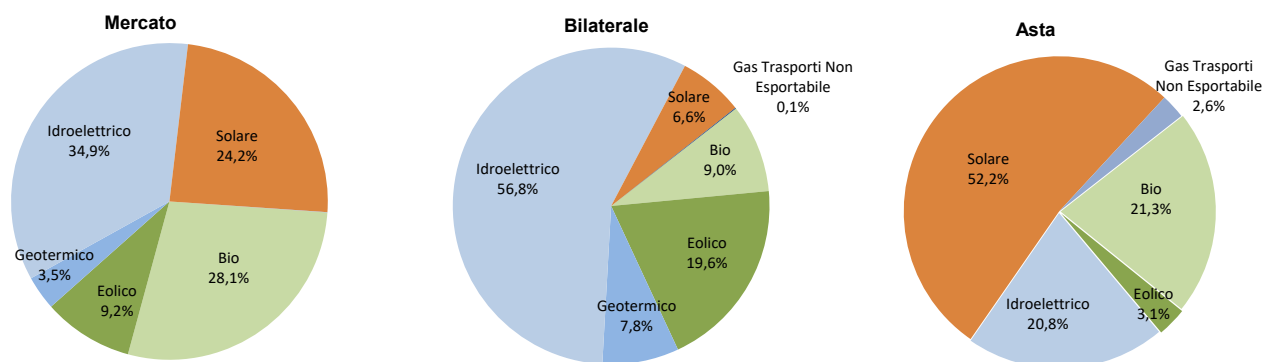
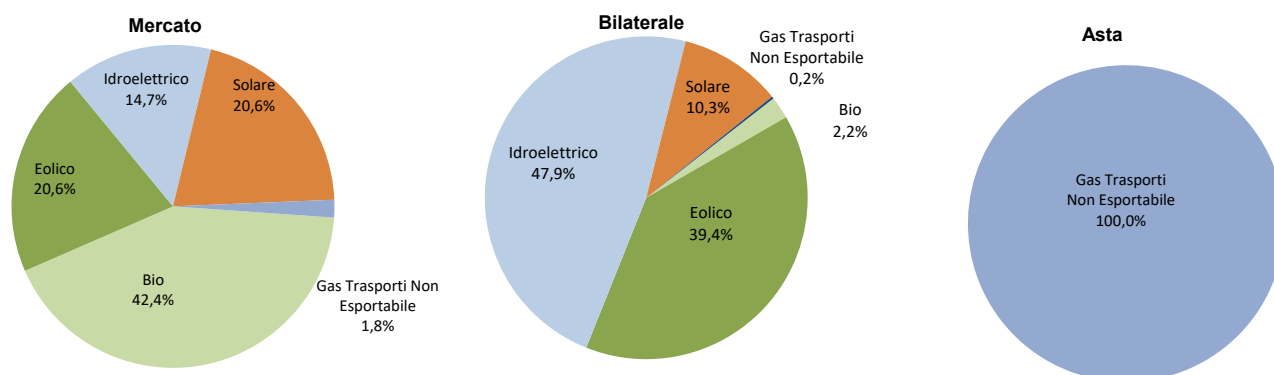


Figura 5: GO Anno di produzione 2025, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME



IL MERCATO EUROPEO DEL GAS ALL'INIZIO DELL'INVERNO '25-'26

Gian Paolo Repetto - RIE

(continua dalla prima)

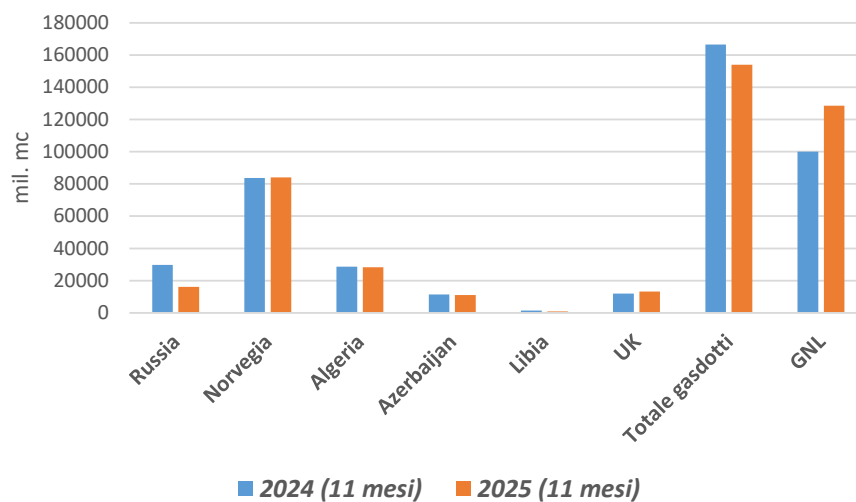
Il 2025 dovrebbe chiudersi con un incremento del 3-4% a fronte di un aumento su base globale dell'1%¹. La crescita è attribuibile soprattutto a fattori meteorologici che hanno determinato maggiori consumi per riscaldamento (soprattutto nel primo trimestre dell'anno e in ottobre) e in alcuni mesi sostenuto anche la domanda delle centrali elettriche a causa del minor apporto delle fonti rinnovabili, specie quella eolica. Ancora incerti i dati sugli usi industriali, che non dovrebbero però mostrare significative variazioni sul 2024. In ogni caso, un ritorno ai minimi di consumo durante l'estate ha dimostrato che l'aumento della domanda è stato determinato principalmente dalle condizioni meteo. Anche nel corso del 2025 il gas ha svolto un ruolo cruciale nel coprire l'aumento stagionale del fabbisogno di riscaldamento ed energia elettrica, garantendo l'affidabilità del sistema durante i periodi di elevata domanda, mettendo soprattutto in evidenza come, nonostante la riduzione dei consumi gas complessivi per l'avanzare della nuova capacità elettrica da fonti rinnovabili intermittenti, le centrali a gas svolgano sempre più un ruolo cruciale nella stabilizzazione del sistema elettrico europeo, costituendo uno strumento fondamentale di flessibilità, soprattutto in momenti di calo di disponibilità dell'energia eolica. L'aumento del 2025, dettato da fattori meteorologici, si inserisce dunque in un trend opposto di riduzione dei consumi UE (prevista una diminuzione del 15% nella seconda metà del decennio²) e di lento cambiamento del ruolo del gas che, almeno per la generazione elettrica, dovrebbe essere orientato nel lungo termine verso una funzione di riserva per le rinnovabili intermittenti o almeno di complementarietà. In sostanza, il 2025 conferma come l'uso del gas per la produzione elettrica sia diventato meno prevedibile e più anelastico ai prezzi rispetto ad alcuni anni fa. In Italia si riscontra una dinamica di domanda analoga a quella complessiva europea. Da gennaio a novembre, i consumi risultano in crescita del 2,5% rispetto al pari periodo 2024 per 1,3 mld. mc aggiuntivi, di cui il 57% dovuto a una maggiore richiesta per il termoelettrico (+5,2%), il 34% agli usi civili (+1,9%) e appena l'8% (+0,8%) ai consumi

delle industrie allacciate alla rete di trasporto (il rimanente è attribuibile ai consumi di sistema e ad altre voci residuali).

Importazioni: la continua crescita del GNL e il nuovo divieto al gas russo

Da gennaio a novembre l'UE ha importato circa 280 mld. mc, il 6% in più rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. La crescita è stata conseguente sia ai maggiori consumi che all'aumento della domanda di volumi da iniettare negli stoccaggi (+12 mld. mc da aprile a ottobre rispetto ai pari mesi 2024³). Il peso del GNL, 46% per 129 mld mc, ha quasi raggiunto quello delle importazioni da gasdotto, per una crescita rispetto al 2024 del 28,5% (+29 mld. mc)⁴. Basti pensare che nell'intero 2021 i volumi importati tramite navi metaniere furono di 75 mld. mc con un peso del 21% sul totale del gas acquistato fuori UE. Lo sviluppo di nuovi terminali di rigassificazione e l'ampliamento di quelli esistenti realizzati negli ultimi 2-3 anni hanno fatto sì che gli arrivi record di GNL non causassero congestioni. Relativamente alle importazioni via gasdotto, il 2025 si è subito caratterizzato per lo stop del gas residuo russo attraverso l'Ucraina dopo la scadenza del contratto di transito il 31 dicembre 2024. Sono quindi venuti meno per l'UE circa 15 mld. mc su base 2024. Il gas russo che arriva in Europa via condotta si limita ora a quello del gasdotto Turkstream, che attraverso il Mar Nero fornisce principalmente la Turchia, ma da cui attingono attraverso ramificazioni anche Paesi UE come Ungheria, Bulgaria, Romania e Grecia⁵. Complessivamente da questo gasdotto sono giunti in UE circa 16 mld mc (6% del totale importato)⁶. Nel periodo in esame, le importazioni via gasdotto dell'UE sono diminuite del 7,5% e sono provenute per il 55% dalla Norvegia, principale fornitore UE con volumi pressoché in linea con il 2024 (+0,5%), per il 18% dall'Algeria (-0,9%), per il 10,5% dalla Russia (-46%), per il 7% dall'Azerbaijan (-1,9%), per l'8,6% attraverso il Regno Unito (+10,5%) e per meno dell'1% dalla Libia (-30%)⁷ (fig.1).

Figura 1. Importazioni da gasdotto e GNL in UE (milioni mc)

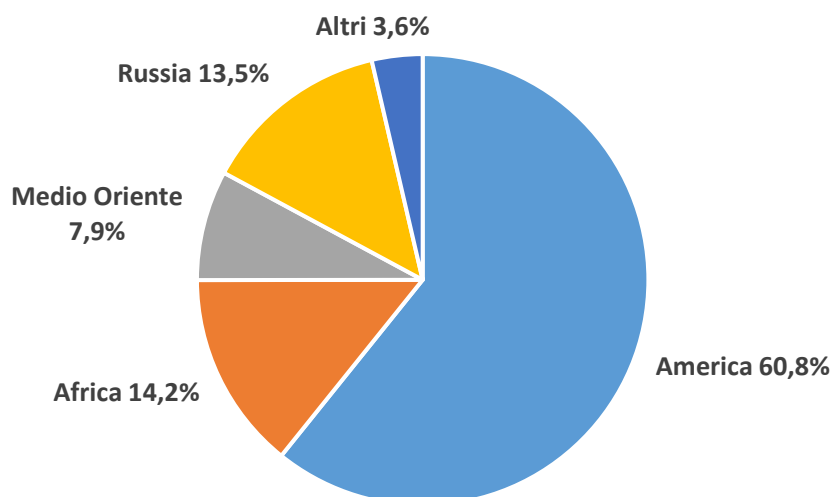


Fonte: elaborazioni RIE su dati Bruegel

Riguardo il GNL importato, nel 2025 gli Stati Uniti hanno ancora accresciuto la loro quota di mercato in UE raggiungendo il 61% circa⁸ (era del 50% nel 2024). Segue l'Africa con il 14%, la Russia con il 13,5%, il Medio Oriente con quasi l'8% (fig. 2). Complessivamente,

considerando gasdotti più GNL, subito dopo la Norvegia con il 30% è il gas americano ad avere la maggior quota di mercato in UE con il 26%. La Russia mantiene un significativo 12% pari a circa 32,5 mld mc equamente divisi tra via condotta e via GNL.

Figura 2. Provenienza del GNL importato in UE (gennaio-ottobre 2025)



Fonte: elaborazioni RIE su dati Bruegel

A quest'ultimo proposito, dopo che il 27 marzo 2025 è entrato in vigore il divieto di trasbordo di GNL russo nei porti dell'UE verso destinazioni extra UE, nel corso dell'anno l'Unione ha intrapreso un percorso per giungere al bando definitivo di tutto il restante gas russo, sia via gasdotto (Turkstream) che tramite GNL. L'UE conta, infatti, di poterne fare a meno grazie al previsto aumento della capacità di liquefazione internazionale, proveniente nei prossimi anni da USA, Canada, Qatar e Paesi africani. In particolare, dopo una proposta della Commissione in giugno e dopo il divieto di importare GNL russo dal 1° gennaio 2027 inserito in ottobre nel 19° pacchetto di sanzioni contro Mosca, il 3 dicembre la presidenza del Consiglio e i rappresentanti del Parlamento europeo hanno raggiunto un accordo provvisorio su un nuovo Regolamento che introduce un divieto giuridicamente vincolante, prevedendo:

- per i contratti di fornitura a breve termine conclusi prima del 17 giugno 2025, il divieto di importazione di gas russo a partire dal 25 aprile 2026 per il GNL e dal 17 giugno 2026 per il gas importato tramite gasdotti;
- per i contratti a lungo termine relativi alle importazioni di GNL, il divieto si applicherà a partire dal 1° gennaio 2027, in linea con il 19° pacchetto di sanzioni;
- per quanto riguarda i contratti a lungo termine per le importazioni di gas tramite gasdotto, il divieto entrerà in vigore il 30 settembre 2027, a condizione che gli Stati membri siano sulla buona strada per raggiungere gli obiettivi di riempimento degli stoccaggi e al più tardi il 1° novembre 2027.

Il regolamento impone a tutti gli Stati membri di presentare piani nazionali che descrivano le misure volte a diversificare le loro forniture, al fine di porre fine a tutte le importazioni di gas dalla Russia entro i termini previsti dal regolamento. L'accordo provvisorio dovrà essere approvato dal Consiglio e dal Parlamento prima della sua formale adozione. Portando l'analisi a livello nazionale, da gennaio a novembre 2025 il GNL importato in Italia risulta essere per la prima volta la principale fonte di approvvigionamento, sottraendo il primo posto alle forniture via gasdotto dall'Algeria. Complessivamente via metaniera sono giunti presso i cinque rigassificatori nazionali quasi 18,7 mld mc (+41,7% sul 2024) per una quota sulle importazioni totali del 34%, il 10% in più rispetto al corrispondente periodo 2024. I dati si spiegano con: il ritorno alla piena operatività del terminale di Livorno fermato per manutenzione straordinaria da aprile a ottobre 2024 e di quello di Panigaglia; la partenza della FSRU di Ravenna⁹ che ha aumentato la capacità complessiva di rigassificazione nazionale a 28 mld. mc; l'aumento delle navi dagli USA, che a settembre 2025 avevano inviato metà delle 150 metaniere giunte presso le nostre coste, superando per la prima volta il Qatar, storico fornitore di gas liquefatto all'Italia. Al GNL segue come seconda fonte l'Algeria pesando sul totale importato per il

33,5% (-3,4% sul 2024), quindi l'Azerbaijan per il 16,4% (-2,4%), il Nord Europa attraverso Passo Gries per il 13,4% (+ 43,7%) e la Libia appena per l'1,6% (-30,5%). Dal punto di ingresso di Tarvisio sono infine transitati solo 600 mil. mc (-87,7% sul 2024). Da sottolineare i significativi volumi di gas riesportato, che dopo il netto calo dello scorso anno, sono quintuplicati giungendo a 1,8 mld. di mc, il 90% dei quali in uscita a Tarvisio.

Il diminuito ruolo della produzione nella flessibilità del sistema UE

Nei primi 9 mesi dell'anno la produzione europea (Norvegia, Regno Unito, Turchia + Paesi UE) è leggermente diminuita segnando -3,7%, soprattutto per la riduzione della produzione norvegese, che rappresenta il 67% dell'intero continente. Anche Regno Unito e Olanda hanno segnato comunque lievi diminuzioni, mentre Romania, Danimarca e Italia hanno registrato piccoli incrementi. In particolare la produzione italiana, per la prima volta dopo 15 anni, registra un aumento del 20% sul 2024, grazie all'entrata a regime lo scorso inverno del "progetto gas offshore Argo" e di "Cassiopea" in Sicilia, il primo nuovo giacimento di importanti dimensioni entrato in esercizio in Italia da diversi anni a questa parte. Complessivamente la produzione UE sembra confermarsi sui livelli dello scorso anno (sui 30 mld. mc), tuttavia con la chiusura del giacimento di Groningen (1° ottobre 2023) e l'invecchiamento di altri siti produttivi minori, non sembrano al momento esserci spazi per riprese strutturali. Il declino della produzione interna e in particolare la perdita della modularità stagionale offerta dal sito di Groningen, hanno ridotto la flessibilità dell'offerta gas complessiva europea, proprio mentre il mercato la richiederebbe, invece, crescente. La maggior flessibilità al sistema è oggi fornita dalle importazioni del GNL e dalla capacità di stoccaggio che possono lavorare congiuntamente in risposta ai picchi di domanda.

La situazione degli stoccaggi ad inizio inverno

Per l'estrema mitezza dell'inverno e una domanda complessivamente debole, la stagione di erogazione '23/'24 era terminata con gli stoccaggi ancora mediamente pieni per oltre la metà della loro capacità (58%), livello che nel corso dei mesi successivi aveva agevolato la ricostituzione delle scorte, con il target del 90% raggiunto già il 20 agosto, ben prima della data obiettivo del 1° novembre fissata dalla Commissione UE. Ma nel corso della stagione invernale '24-'25 l'aumento della domanda per riscaldamento e per le esigenze della generazione termoelettrica (in UE si è creata un'elevata correlazione tra consumi di gas per generazione elettrica e prelievi dagli stoccaggi) ha determinato maggiori necessità di erogazione dai siti, così che la stagione si è chiusa il 31 marzo 2025 con riserve inferiori di circa 27 mld. di mc rispetto a quella precedente, per un livello medio di riempimento del 34%.

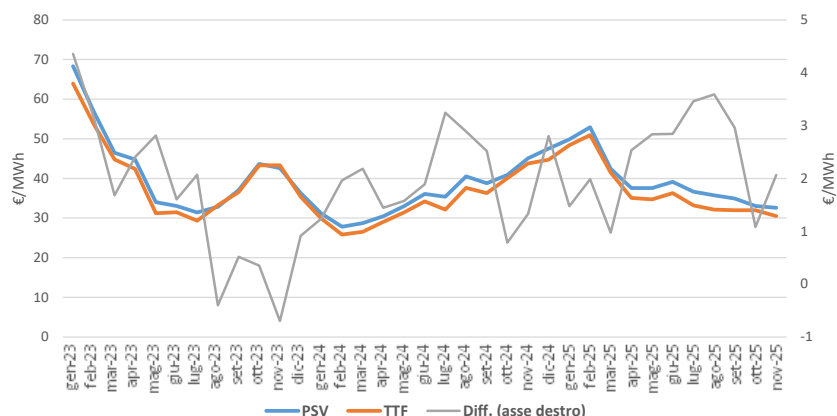
Per non creare pressioni sui prezzi, in estate i legislatori UE hanno approvato una revisione della regolazione che consente agli Stati membri di raggiungere l'obiettivo di riempimento del 90% in qualsiasi momento dal 1° ottobre al 1° dicembre, al posto della precedente rigida scadenza del 1° novembre¹⁰. In ogni caso, grazie alla buona disponibilità di GNL per la debole concorrenza dei mercati asiatici, la stagione di iniezione si è svolta con una certa regolarità. Il 31 ottobre il livello medio di riempimento dei siti UE era dell'83% e in Italia risultava ben del 95%, condizione quest'ultima facilitata anche dai premi di giacenza previsti dalla regolazione nazionale. Mentre in Germania - primo Paese per capacità di stoccaggio disponibile, precedendo anche l'Italia - il livello era del 75%. Le dinamiche di prezzo nel corso dell'estate non hanno contribuito a stimolare il raggiungimento di valori più elevati in assenza di premi regolatori. A fine novembre il tasso di riempimento medio UE risultava del 75% (-11 mld mc vs. 2024), quello italiano dell'87% e quello tedesco era sceso al 67%. Data anche la disponibilità di GNL, le riserve presenti nei siti dovrebbero consentire il superamento dell'inverno senza problemi alla sicurezza dell'offerta, anche se la non ottimale situazione tedesca desta qualche timore circa possibili ripercussioni sui prezzi per l'intero continente in caso di inverno molto rigido.

Prezzi in discesa da fine febbraio e riduzione della volatilità

A causa del venire meno del gas russo attraverso l'Ucraina e dell'aumento dei prelievi dagli stoccaggi rispetto alla stagione precedente per motivi meteorologici, fino a metà febbraio i prezzi hanno continuato ad aumentare toccando al TTF la punta annua di 58 €/MWh. Dopodiché le quotazioni hanno intrapreso un percorso di calo che - salvo l'aumento di giugno conseguente all'apertura del rapido conflitto tra Israele, Iran e poi Stati Uniti con timori di chiusura dello stretto di Hormuz¹¹ - ha attraversato l'estate e si sta confermando anche nell'attuale fase autunnale. Già a maggio i prezzi all'hub olandese erano scesi sui 35 €/MWh, per poi stabilizzarsi sui 32 €/MWh a settembre e ottobre (fig. 3). Novembre ha visto un calo ulteriore nonostante l'approssimarsi dell'inverno, con quotazioni scese a fine mese sotto la soglia dei 30 €/MWh, valori non più toccati

dalla primavera 2024. Le principali condizioni che hanno permesso questa diminuzione riguardano: a) la crescita graduale della disponibilità di GNL, non solo per l'aumento ancora modesto dell'offerta globale, ma per la scarsa concorrenza dei mercati asiatici causa stagnazione della domanda, che nonostante il calo delle quotazioni europee si è riflessa in una contrazione del differenziale di prezzo UE-Asia e poi in un premio dei mercati europei, con forniture di GNL alle reti continentali che negli ultimi mesi sono rimaste sempre superiori ai livelli del 2024¹²; b) lo stabilizzarsi della domanda nei mesi primaverili ed estivi su livelli non dissimili a quella dell'anno precedente; c) il venire meno delle preoccupazioni circa la fase di riempimento degli stoccaggi, grazie anche alle flessibilità regolatorie introdotte; d) un quadro geopolitico sempre piuttosto incerto, ma che ha portato comunque ad una riduzione del risk premium quotato dai mercati; e) le attese di un graduale aumento della capacità di liquefazione mondiale a partire soprattutto dal 2026. Inoltre, la volatilità dei prezzi si è andata attenuando nel corso dell'anno in assenza di eventi di particolare impatto e con fondamentali in graduale assestamento: nel primo trimestre del 2025, nel 25% dei giorni di negoziazione i prezzi spot al TTF hanno registrato variazioni pari o superiori a 2 €/MWh, mentre durante il terzo trimestre nel 90% dei giorni le variazioni dei prezzi spot sono state inferiori a 1 €/MWh¹³, tendenza che si conferma per ora anche nel quarto trimestre. Lo spread tra PSV e TTF nel corso del 2025 ha raggiunto valori più elevati rispetto agli anni scorsi. La media annua 2025 è di 2,4 €/MWh (rispettivamente 2,0 e 1,6 €/MWh nel 2024 e nel 2023), ma in alcuni mesi ha toccato i 3,5 €/MWh. Differenziali elevati rispetto all'hub olandese hanno interessato anche alcuni hub del centro-est Europa (Austria, Slovacchia e Ungheria). Secondo ACER (Agenzia UE per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia), i prezzi più elevati sui mercati italiani e dell'Europa centro-orientale hanno evidenziato la necessità di flussi dall'Europa nord-occidentale (per esempio, i volumi dalla Germania all'Austria sono aumentati dell'800%)¹⁴. Per l'Italia la diminuzione delle importazioni via gasdotto da Sud e da Est può aver determinato i maggiori ingressi da Passo Gries, che fungono usualmente da volumi marginali per la copertura del fabbisogno.

Figura 3. Dinamiche di prezzo al TTF e al PSV (medie mensili in €/MWh)



Fonte: elaborazioni RIE su dati Platts

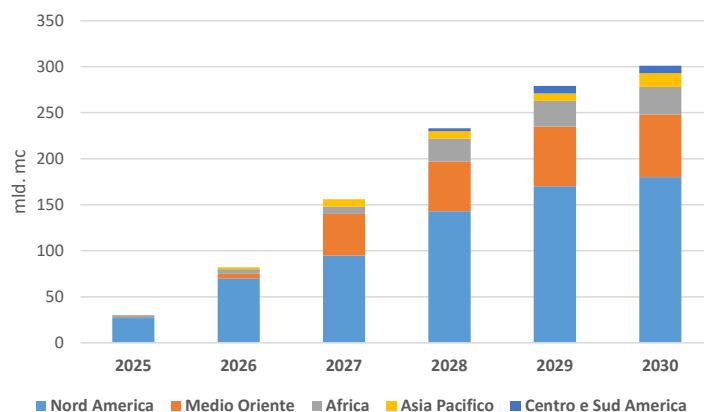
Per i prossimi mesi invernali, i principali fattori di incertezza riguardano le condizioni meteorologiche, che incidono sulla domanda e di conseguenza sui prelievi dagli stoccaggi, il cui livello medio, come detto, è confortante ma con alcuni aspetti di rischio riguardo la situazione dei siti in Germania. Comunque, il calo anche dei prezzi a termine sta evidenziando le attese crescenti del mercato circa l'aumento dell'offerta di GNL. Per esempio, dall'inizio dell'anno il valore del prodotto Cal 26 è sceso del 25% e quello del Cal 27 del 15%. L'ultimo rapporto "Commitment of Traders" dell'Intercontinental Exchange indica che gli operatori hanno ora assunto un volume maggiore di posizioni corte, ciò implicherebbe che la maggior parte di questi partecipanti avrebbe una visione ribassista del mercato¹⁵. Anche le decisioni riguardo il bando definitivo del gas russo non sembrano avere influenzato le dinamiche in atto. L'analisi delle attuali quotazioni dei prodotti a termine indica per le scadenze dei prossimi anni valori calanti: sempre in riferimento al TTF, il Cal 26 è quotato sui 27,6 €/MWh, mentre il Cal 30 scende sui 22,3 €/MWh.

L'atteso aumento di offerta di GNL e i possibili impatti

L'aumento dell'offerta di GNL sta giocando un ruolo chiave nel riequilibrare i mercati globali del gas, migliorando la

sicurezza e flessibilità dell'approvvigionamento, anche se può determinare maggior volatilità in uno scenario dove Europa e Asia competono nello stesso ambito per i carichi di GNL, facendo sì che dinamiche specifiche asiatiche (ondate di freddo, aumento domanda industriale, ecc.) possano avere un impatto sui prezzi europei e viceversa. Dall'inizio dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, è stata approvata una capacità di liquefazione di GNL per oltre 230 mld. mc, compreso il progetto di espansione North Field South del Qatar. Gli Stati Uniti da soli hanno rappresentato circa il 60% della capacità di liquefazione decisa tra il 2022 e il 2024. Nel gennaio 2025, gli Stati Uniti hanno revocato il congelamento delle licenze di esportazione di GNL in vigore dall'anno precedente accelerando gli investimenti del Paese nel settore¹⁶. Nel corso del 2025 sono finora entrati in esercizio circa 30 mld. mc di nuova capacità di liquefazione, di cui oltre l'80% in Stati Uniti e Canada (il resto soprattutto in Senegal). Ma, considerando sia i siti in costruzione sia le decisioni finali di investimento prese, che negli USA hanno raggiunto nel 2025 livelli record, si prevede che entro il 2030 la capacità di liquefazione aumenterà di circa 300 mld. mc in tutto il mondo, di cui il 70% proveniente da Stati Uniti e Qatar¹⁷ (fig.4).

Figura 4. Capacità di liquefazione aggiuntiva cumulata prevista nel periodo 2025-2030



Fonte: elaborazioni RIE su dati IEA

Questa espansione senza precedenti potrebbe tradursi in un aumento netto di 250 mld mc nell'offerta globale di GNL entro il 2030, tenendo conto del calo della produzione da parte di alcuni operatori storici e dei fattori di utilizzo dei nuovi liquefattori. Sarebbe un aumento equivalente a quasi la metà dell'attuale commercio globale di GNL. Questa nuova ondata di capacità produttiva potrebbe trasformare significativamente le dinamiche del mercato globale del gas migliorando la sicurezza dell'approvvigionamento e impattando sui prezzi.

Se la crescita della domanda non assorbirà, come è possibile o probabile, tutto l'incremento di offerta, si potrebbe creare un surplus destinato a diminuire i prezzi a livello mondiale, stimolando un aumento successivo della domanda in alcune aree. Seppure rimangano incognite circa l'entrata in esercizio di tutta la capacità prevista e sui suoi tempi, nonché sulle dinamiche della domanda di gas soprattutto in Asia, come visto i mercati sembrano credere sempre di più in un'importante discesa delle quotazioni.

¹ IEA, Gas 2025 Analysis and forecasts to 2030, ottobre 2025; GEFC, Monthly Gas Report, novembre 2025;

² IEEFA, Europe's LNG buildout slows amid anticipated decline in gas demand, ottobre 2025;

³ Elaborazioni RIE su dati GIE;

⁴ Elaborazioni RIE su dati Bruegel;

⁵ S&P Global, Russian flows to Europe via TurkStream hit second-highest monthly level, agosto 2024;

⁶ Fonte Bruegel;

⁷ Elaborazioni RIE su dati Bruegel;

⁸ I dati si riferiscono ai primi 10 mesi dell'anno;

⁹ La FSRU BW Singapore è una nave rigassificatrice offshore con una capacità di 5 mld. mc/a, acquistata da Snam nel 2022 e operativa da aprile 2025;

¹⁰ Una volta raggiunto l'obiettivo, non è più obbligatorio il suo mantenimento fino al 1° dicembre; inoltre, salvo l'esistenza di alcune condizioni specifiche del mercato, gli Stati membri potranno derogare il raggiungimento del 90% fino a 10 punti percentuali;

¹¹ Attraverso cui transita tutto il GNL esportato dal Qatar;

¹² Elaborazioni RIE su dati Bruegel;

¹³ ACER, Key developments in European gas wholesale markets, Q3 2025 Monitoring Report, 27 Ottobre 2025;

¹⁴ ACER, op. citata;

¹⁵ Fonte: European Gas Daily, Platts, novembre 2025;

¹⁶ IEA, op. citata;

¹⁷ IEA, op. citata.

Novità normative di settore

a cura del GME

ENERGETICO/AMBIENTALE

Delibera 492/2025/R/com del 18 novembre 2025 | “Approvazione dei costi previsionali del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., per l'anno 2026, in relazione al monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso, al coupling unico infragiornaliero e alle attività finanziate con il corrispettivo per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE). Approvazione dei corrispettivi da applicare agli operatori di mercato nell'anno 2026 per la partecipazione alla PCE, la partecipazione al mercato locale della flessibilità, la negoziazione delle garanzie d'origine e dei titoli di efficienza energetica. Copertura dei costi della piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione” | pubblicata il 20 novembre 2025 | Download <https://www.arera.it/>

Con deliberazione 492/2025/R/com del 18 novembre 2025, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o l'Autorità) ha approvato il preventivo dei costi del GME per l'anno 2026, in relazione:

- allo svolgimento delle attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento di cui al comma 3.1 del TIMM;
- allo svolgimento delle attività di monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso di cui articolo 10 del TIMMIG;
- alla gestione del coupling unico infragiornaliero;
- alle attività finanziate con il corrispettivo previsto per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE).

Con la medesima deliberazione, l'Autorità ha altresì approvato le proposte formulate dal GME in merito ai corrispettivi per l'anno 2026, relativi alla partecipazione alla Piattaforma dei conti energia a termine (PCE), alla partecipazione al mercato locale della flessibilità (MLF), nonché i corrispettivi per la negoziazione delle garanzie di origine (GO) e dei titoli di efficienza energetica (TEE). Infine, con il medesimo provvedimento, l'ARERA ha inoltre approvato la copertura dei costi della piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione.

MERCATO ELETTRICO

Documento per la consultazione MASE | “Meccanismo di supporto agli investimenti in capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui all'articolo 7-bis del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199” | pubblicato in data 3 novembre 2025 | Download <https://www.mase.gov.it/>

Con il documento per la consultazione in oggetto, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (di seguito: MASE), al fine di raccogliere osservazioni e spunti dai soggetti interessati, ha pubblicato lo schema di decreto denominato FER Z, il quale ha la finalità di promuovere gli investimenti in capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. In particolare, in attuazione dell'articolo 7-bis del D.lgs. 8 novembre 2021 n. 199, il suddetto schema di decreto definisce un meccanismo di supporto volto ad assicurare - nei diversi periodi futuri e in coerenza con gli obiettivi di decarbonizzazione - la disponibilità di predefinite quantità di energia, la disponibilità attesa di risorse di flessibilità e la sicurezza del sistema elettrico al minore costo per il consumatore finale. Secondo quanto indicato dal MASE, a valle della consultazione, la proposta del meccanismo succitato sarà altresì trasmessa alla Commissione europea per la verifica di compatibilità con la disciplina comunitaria sugli Aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia. Tutti i soggetti interessati sono invitati a far pervenire al MASE le proprie osservazioni entro il 19 dicembre 2025, termine di chiusura della consultazione, trasmettendo i propri contributi all'indirizzo di posta elettronica certificata: MIE@pec.mase.gov.it.

Delibera 04 novembre 2025 478/2025/R/eel | “Approvazione della terza versione delle metodologie per il calcolo della capacità giornaliera e infragiornaliera per la regione Italy North, ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 (Regolamento CACM)” | pubblicata in data 7 novembre 2025 | Download <https://www.arera.it/>

Con la Delibera in oggetto, l'ARERA ha approvato, in coordinamento con le ulteriori NRAs della Capacity Calculation Region (CCR) denominata Italy North, la proposta di Metodologia per il calcolo della capacità per gli orizzonti temporali del giorno prima e infragiornaliero, trasmessa dai Gestori di Rete (TSO) della suddetta CCR ai sensi di quanto previsto dall'Art. 20.2 del Regolamento CACM¹. Al riguardo, si ricorda che tale Metodologia troverà applicazione nelle more dell'entrata in vigore (i.e. gennaio 2028) della nuova metodologia per il calcolo della capacità per la nuova CCR “Central Europe”², approvata con precedente Delibera ARERA n.461/2025/R/eel.

Comunicato del GME | “Completamento TIDE 1° Febbraio 2026 – Webinar GME sulle modifiche al disegno di mercato e avvio delle prove in bianco con gli operatori” | pubblicato in data 11 novembre 2025 | <https://www.mercatoelettrico.org/>

Nell'ambito delle attività propedeutiche all'avvio della fase di consolidamento del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), prevista per il 1° febbraio 2026, il Gestore dei Mercati Energetici (di seguito: GME), con il comunicato in oggetto, ha reso nota l'organizzazione di una serie di sessioni di prove in bianco con gli operatori finalizzate a testare le nuove funzionalità previste. Tali nuove funzionalità sono state altresì oggetto di apposito webinar, tenutosi il 19 novembre u.s., durante il quale il GME ha illustrato le modalità e i termini di implementazione delle modifiche nel disegno dei mercati elettrici funzionali all'avvio operativo della fase di consolidamento del TIDE. Nello specifico, le attività di test, articolate in diverse fasi, si svolgeranno nel

periodo 17 novembre – 30 gennaio 2026. Il cronoprogramma di dettaglio dei test, nonché le fasi di progressivo aggiornamento dell'elenco delle unità di produzione e consumo nella disponibilità di ciascun operatore, saranno comunicati settimanalmente dal GME mediante avviso sulle piattaforme di prova dedicate. A fini della partecipazione alle attività di test, le piattaforme informatiche del GME sono raggiungibili, già dal 17 novembre scorso, agli indirizzi indicati nel medesimo comunicato. Per eventuali richieste o domande finalizzate allo svolgimento delle sessioni di prova, i soggetti interessati possono contattare il GME all'indirizzo di posta elettronica di seguito indicato: proveME@mercatoelettrico.org.

¹ 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;

² Cfr. NL n.197 novembre 2025.

Selezioni aperte per la 27^a edizione del Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche

■ Sostenibilità, economia circolare, fonti energetiche rinnovabili, elettrificazione dei consumi, nuove soluzioni di mobilità e rivoluzione digitale, idrogeno, sono solo alcuni dei temi che saranno approfonditi in occasione della 27^a edizione del Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche. La transizione energetica richiede figure professionali con competenze diversificate e trasversali, non solo in ambito tecnico, ma anche in ambito gestionale e manageriale. Il Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche, progettato in collaborazione con oltre 200 realtà del settore, ti permetterà di acquisire non solo le conoscenze tecniche, ma anche le fondamentali soft skills richieste dalle principali aziende che operano sul mercato energetico. Queste capacità relazionali e comportamentali, come il team building, la leadership e la comunicazione, sono essenziali per eccellere in un settore in continua evoluzione. Il programma didattico è costantemente aggiornato per adeguarsi ai cambiamenti nel settore energetico e alle mutevoli esigenze del mercato del lavoro. Le lezioni sono tenute da manager tecnici dell'industria e della consulenza, rappresentanti delle

istituzioni e accademici, che condividono il loro know-how per formare i futuri leader del settore. Il percorso di formazione SAFE è un'esperienza di 5 mesi a tempo pieno, che vedrà impegnati i partecipanti da febbraio a giugno 2026. Comprende 300 ore tra digital learning, lezioni in aula, visite aziendali, esperienze pratiche sul campo e circa 150 ore di project work aziendali. Oltre il 95% dei partecipanti alle edizioni precedenti ha trovato opportunità professionali in settori come progettazione, project management, energy management, marketing e comunicazione, affari istituzionali e regolatori, trading, sviluppo aziendale e consulenza strategica. Collaborando con il Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche, offriamo le competenze dei nostri professionisti e giornate di formazione pratica. Che tu sia un neolaureato o un professionista con esperienza minima nel settore, questa è l'opportunità che cambierà la tua carriera. Candidati ora e preparati a diventare un leader nel settore energetico del futuro!

Per maggiori informazioni: <https://master.safeonline.it/>



Partecipa alla 27^a edizione del

Master in Gestione delle Risorse Energetiche



ISCRIVITI E DIVENTA LEADER DEL SETTORE ENERGETICO!

Gli appuntamenti

17 dicembre

ZTL – Zone a Transizione Limitata

Evento online

Organizzato da Kyoto Club

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

17 dicembre

International Conference on Sustainable Innovation and Technology

Evento online

Organizzato da ICSIT

<https://icsit.org/>

19-21 dicembre

International Conference on New Energy System and Electrical Engineering

Evento online e in presenza

Guangzhou, Cina

Organizzato da NESEE

<https://ais.cn/>

26-28 dicembre

International Conference on Power and Energy Engineering

Evento online e in presenza

Chengdu, Cina

Organizzato da ICPEE

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

28-30 dicembre

International Conference on New Energy and Applications

Evento online e in presenza

Tokyo, Giappone

Organizzato da ICNEA

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

7-9 gennaio

International Conference on Industrial Engineering and Industrial Management

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da IEIM

<https://ieim.org/>

16-18 gennaio

International Conference on Environmental Science and Sustainability

Evento online e in presenza

Sydney, Australia

Organizzato da ICES

<https://ices.org/>

27 gennaio

La logistica energetica tra sostenibilità e realismo

Roma, Italia

Organizzato da Assocostieri

<https://forms.cloud.microsoft/>

27-29 gennaio

Hyvolution Paris 2026

Parigi, Francia

Organizzato da France Hydrogène

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

30-31 gennaio

International Conference on Advances in Energy and Environmental Engineering

Evento online e in presenza

Ahilyanagar, Maharashtra, India

Organizzato da ICAEEE

<https://icaeee.com/>

3-5 febbraio

European Conference on Electrical Engineering

Evento online e in presenza

Istanbul, Turchia

Organizzato da ECEE

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

4-5 febbraio

Data Centres Expo Global 2026

Londra, Regno Unito

Organizzato da TechEx Events

<http://datacentrecongress.com/global/>

4-5 febbraio

Zero Carbon Industry 2026 - Efficiency, resources, competitiveness

Roma, Italia

Organizzato da ECEEE

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

4-7 febbraio

Fieragricola

Verona

Organizzato da Veronafiere

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

25-28 febbraio

Progetto Fuoco

Verona, Italia

Organizzato da Veronafiere

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

4-6 marzo

KEY – The Energy Transition Expo

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

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

9-11 marzo

International LNG Congress

Barcellona, Spagna

Organizzato da LngCongress

<https://lngcongress.com>

11-13 marzo

Dronitaly

Bologna, Italia

Organizzato da BolognaFiere

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

19 marzo

Fonti Alternative & Green Transition

Milano, Italia

Organizzato da RcsAcademy

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

24-27 marzo

MCE – Energy is Evolving

Milano, Italia

Organizzato da Expocomfort

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

25 marzo

Decarbonizzare il nostro futuro: aspetti energetici, economici e sociali

Milano, Italia

Organizzato da Aicarr

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

14 aprile

Transizione Energetica e Industria del Nucleare

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da 24OreEventi

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

14-16 maggio

ZeroEmission Mediterranean

Roma, Italia

Organizzato da A151 e Fiera di Roma

<https://www.zeroemission.show/>

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.