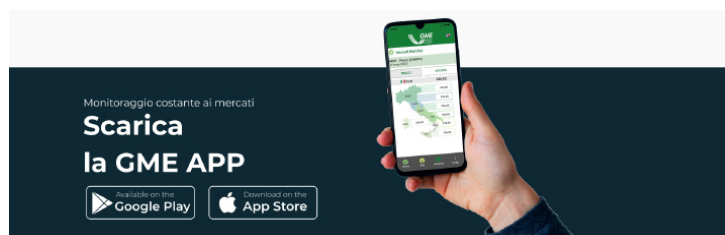


APPROFONDIMENTO
INVESTIMENTI UPSTREAM: L'EQUILIBRIO PRECARIO TRA DECLINO E NUOVI INVESTIMENTI
Di Carola Fenicchia e Agata Gugliotta (RIE)

La preoccupazione sul raggiungimento di un punto di equilibrio nei mercati del gas e del petrolio riguarda spesso la congiuntura economica, l'andamento dei prezzi e, nel momento in cui scriviamo, la situazione geopolitica. Se lo sguardo si sposta al futuro, la stabilità del mercato e la sicurezza degli approvvigionamenti dipendono tanto dalle prospettive sui consumi mondiali, quanto dall'evoluzione dell'offerta, meno dibattuta e soprattutto quasi sempre anelastica alla domanda. Ad oggi, l'offerta di idrocarburi dipende da fattori costantemente monitorati dal dibattito

pubblico – livello della domanda globale; andamento dei prezzi; politiche dei paesi produttori; politiche contro i paesi produttori – e da variabili più trascurate, ma non per questo meno rilevanti per la stabilità del mercato e la sicurezza delle forniture. Ne è un esempio il tasso di declino dei giacimenti di petrolio e gas, che misura la riduzione annua del livello produttivo di un campo dopo il raggiungimento del picco: si compone di un tasso di declino «osservato» (in presenza di interventi degli operatori per estrarre ulteriori barili) e di un tasso di declino «naturale» (in assenza di investimenti).

continua a pag. 24


IN QUESTO NUMERO
REPORT/ FEBBRAIO 2026

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

APPROFONDIMENTO

Investimenti upstream: l'equilibrio precario tra declino e nuovi investimenti
 Di Carola Fenicchia e Agata Gugliotta (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

Pagina 28

APPUNTAMENTI

Pagina 31

MERCATO ELETTRICO ITALIA

A cura del GME

■ Sul Mercato del Giorno Prima il Pun Index GME si attesta a 114,41 €/MWh, in corrispondenza di una flessione dei prezzi del gas, un calo degli acquisti (23,4 TWh, con la liquidità del mercato al massimo storico su base mensile dell'83,5%), un aumento dei volumi FER e una crescita delle importazioni nette.

I volumi negoziati sul MI si attestano a 3,3 TWh, di cui 1,1 TWh su XBID. Riprendono gli scambi sul MTE con prezzi di controllo in calo sui prodotti mensili relativi a marzo, aprile e maggio 2026. In flessione le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

PUN INDEX GME

Il Pun Index GME mostra un deciso calo rispetto a gennaio, attestandosi a 114,41 €/MWh (-18,26 €/MWh), e seguendo una dinamica comune a tutte le altre principali borse elettriche europee (-55/-14 €/MWh). La flessione del prezzo italiano si realizza in un contesto connotato da un calo dei principali riferimenti di prezzo del gas (IGI: 35,09 €/MWh, -2,84 €/MWh),

acquisti in flessione, una crescita delle vendite rinnovabili e un significativo aumento del saldo con l'estero. La variazione del Pun Index GME è osservabile in tutti i gruppi di ore, con il prezzo nelle ore di picco a 123 €/MWh (-28 €/MWh) e nelle ore fuori picco a 109 €/MWh (-14 €/MWh), con il rapporto picco/baseload in calo a 1,08 (Grafico 1 e Tabella 1).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi

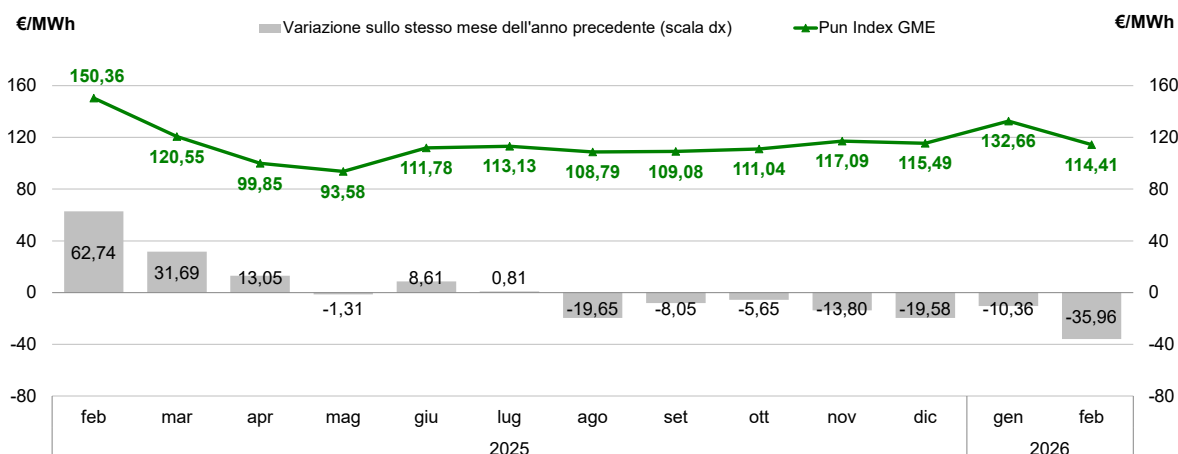
Fonte: GME

	Prezzo medio				Volumi				Liquidità	
	2026	2025	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2026	2025
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	GWh	Var.	GWh	Var.		
Baseload	114,41	150,36	-35,96	-23,9%	19.532	+3,4%	23.393	+1,2%	83,5%	81,7%
<i>Picco</i>	123,40	159,54	-36,15	-22,7%	8.540	-62,8%	10.131	-63,9%	84,3%	81,8%
<i>Fuori picco</i>	109,41	145,26	-35,85	-24,7%	10.993	-33,9%	13.261	-34,9%	82,9%	81,7%
<i>Minimo</i>	8,50	100,06			18,1		5,6		78,0%	75,0%
<i>Massimo</i>	175,00	238,51			40,9		11,8		88,9%	87,9%

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

Grafico 1: MGP, Pun Index GME

Fonte: GME



MERCATO ELETTRICO ITALIA

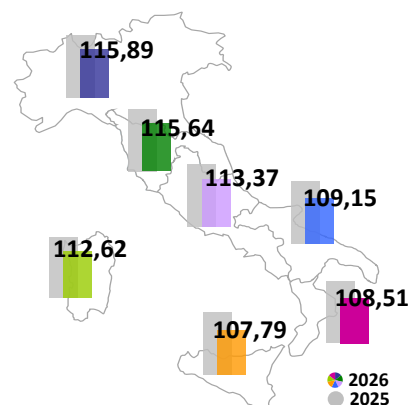
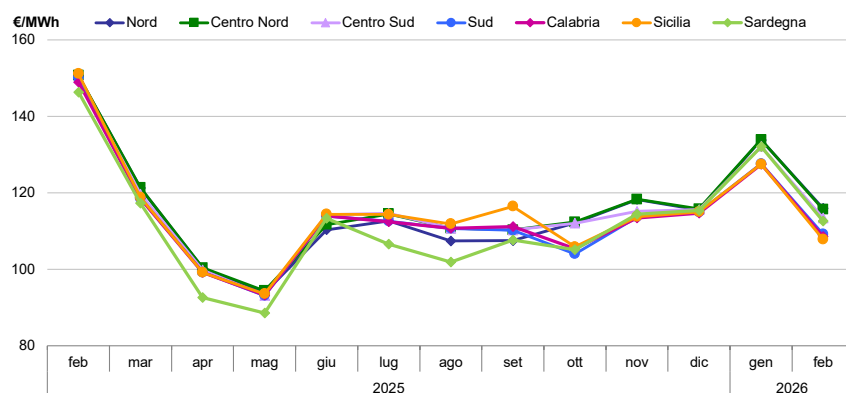
I PREZZI ZONALI

I prezzi medi appaiono tutti in flessione, portandosi al centro-settentrione a 116 €/MWh (-18 €/MWh), al Centro Sud e in Sardegna a 113 €/MWh (-19 €/MWh) e nel resto del Sistema a 108/109 €/MWh (-20/-18 €/MWh). Il differenziale Nord-Sud si mantiene stabile sui 7 €/MWh, anche in

corrispondenza di un'elevata disponibilità rinnovabile e di limitazioni sui transiti SUD-CSUD e CSUD-CNOR. In ultimo, nel suddetto contesto, si osservano minimi quattorari di 0 €/MWh al centro-meridione e sulle isole in diversi giorni del mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zionali

Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

L'analisi della struttura dell'offerta, a partire dall'introduzione delle multiple MTU avvenuta a ottobre 2025, mostra dinamiche stabili nel corso dei mesi. A febbraio, con riferimento alle vendite, il volume delle offerte semplici scende a 27,8 TWh (-6,8% su gennaio), di cui 16,3 TWh accettati, prevalentemente sul prodotto a 15 minuti (circa il 76% del totale). I volumi offerti in vendita tramite blocchi si attestano a 6,1 TWh (-10,1%),

di cui 2,4 TWh accettati e sempre concentrati in prevalenza sul prodotto a 15 minuti (circa l'81% del totale). Sul lato degli acquisti, le offerte semplici calano a 24,3 TWh (-10,1%), accettate per 22,8 TWh, sempre concentrate sul prodotto a 15 minuti (circa il 94%). I volumi offerti in acquisto tramite blocchi calano a 9 GWh (-51,1%), di cui 8 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	20.975 (-6,2%)	12.314 (-11,7%)	8.660 (+2,7%)	5.524 (-11,0%)	1.961 (-41,6%)	3.563 (+24,9%)
30 min	4 (-44,6%)	0 (-97,3%)	4 (-10,9%)	-	-	-
60 min	6.789 (-8,5%)	3.985 (-8,2%)	2.805 (-9,0%)	560 (+0,1%)	454 (-15,4%)	106 (+359,7%)
TOTALE NAZIONALE	27.768 (-6,8%)	16.299 (-10,9%)	11.469 (-0,4%)	6.084 (-10,1%)	2.415 (-38,0%)	3.669 (+27,6%)

OFFERTE DI ACQUISTO (GWh)						
MTU	SEMPlici			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	22.882 (-9,9%)	21.440 (-9,8%)	1.442 (-11,4%)	1 (-71,1%)	1 (-71,1%)	-
30 min	- -1	- -1	-	-	-	-
60 min	1.426 (-12,8%)	1.381 (-12,6%)	44 (-18,0%)	7 (-44,1%)	7 (-43,9%)	1 (-47,0%)
TOTALE NAZIONALE	24.308 (-10,1%)	22.822 (-10,0%)	1.486 (-11,6%)	9 (-51,1%)	8 (-51,4%)	1 (-47,0%)

*in tabella sono riportate le variazioni rispetto al mese precedente

Grafico 3: MGP, struttura dell'offerta

Fonte: GME

Grafico 3a: quantità vendute e rifiutate

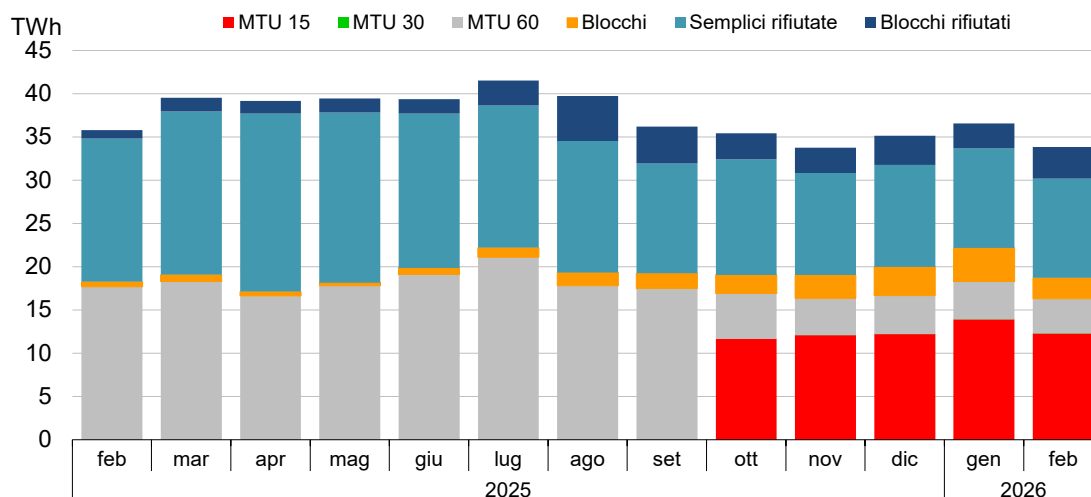
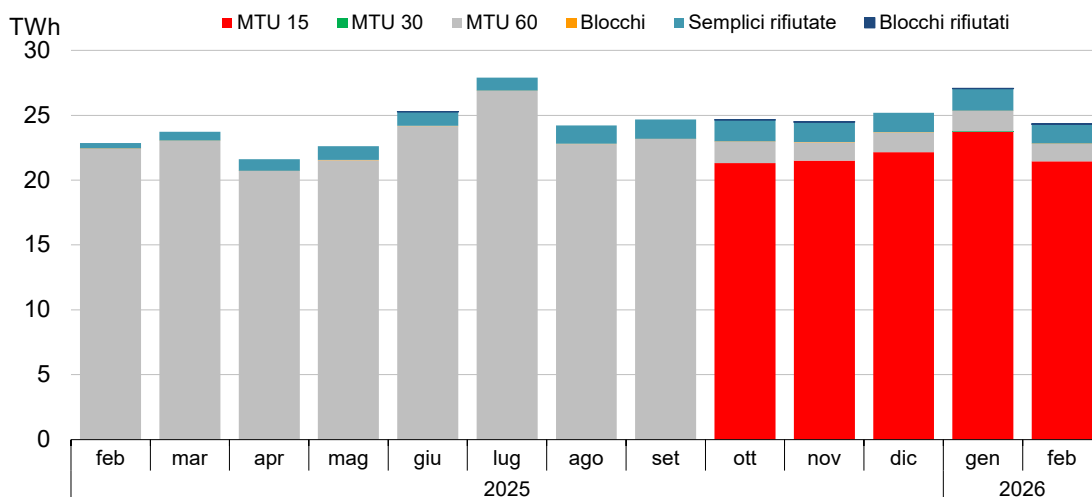


Grafico 3b: quantità acquistate e rifiutate



I VOLUMI

L'energia elettrica acquistata nel Sistema registra un calo a 23,4 TWh (-1,6% su gennaio in media al quarto d'ora), per effetto di un maggior calo delle contrattazioni bilaterali registrate sulle PCE, pari a 3,9 TWh (-7,6%), rispetto a una più lieve flessione della componente di borsa, attestatasi a 19,5 TWh (-0,3%). Le suddette variazioni spingono la liquidità del mercato sul valore più elevato mai osservato su base mensile, pari all'83,5% (+1,1 p.p.). Sul lato

della domanda, calano sia gli acquisti nazionali, a 22,8 TWh (-0,3%), flessione concentrata nelle zone centro-meridionali della penisola e in Sicilia, sia l'export, pari a 0,6 TWh (-35,0%), il minimo da ottobre 2025. Con riferimento all'offerta, registrano una flessione le vendite nazionali, a 18,7 TWh (-6,6%), mentre sale il livello dell'import, attestatosi ai massimi da agosto 2025, pari a 4,7 TWh (+25,0%) (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 4).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.532	+3,4%	83,5%
Operatori	13.256	+5,2%	56,7%
GSE	1.600	+5,2%	6,8%
Zone estere	4.676	-1,9%	20,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	3.860	-8,5%	16,5%
Zone estere	2	-96,8%	0,0%
Zone nazionali	3.858	-6,9%	16,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.393	+1,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.486	-12,5%	
OFFERTA TOTALE	38.879	-4,8%	

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	19.532	+3,3%	83,5%
Acquirente Unico	434	-5,7%	1,9%
Altri operatori	15.064	-1,4%	64,4%
Pompaggi	190	+153,2%	0,8%
Zone estere	563	-16,1%	2,4%
Saldo programmi PCE	3.282	+36,0%	14,0%
PCE (incluso MTE)	3.860	-8,5%	16,5%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	7.142	+8,3%	30,5%
Saldo programmi PCE	-3.282	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.393	+1,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.930	+80,7%	
DOMANDA TOTALE	25.323	+4,7%	

Grafico 4: MGP, liquidità

Fonte: GME

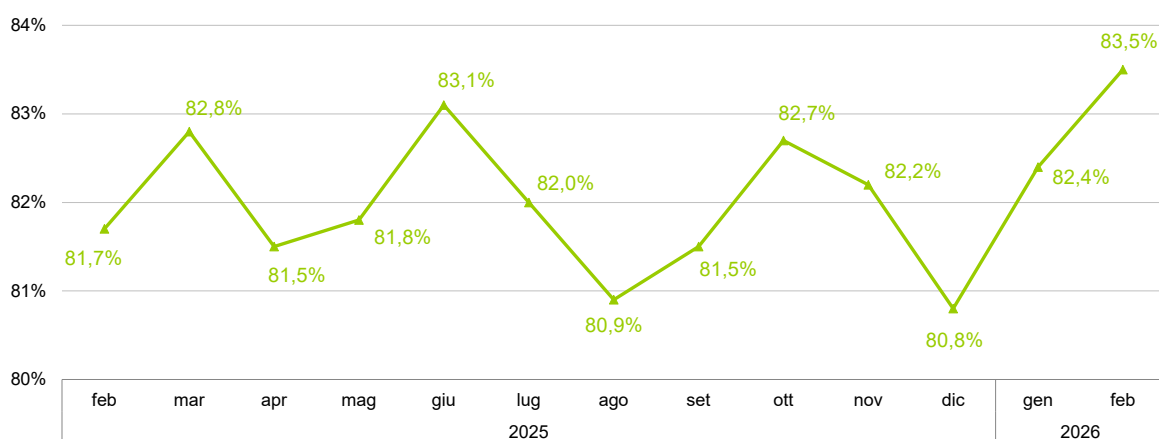


Tabella 5: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media a 15 min	Var	Totale	Media a 15 min	Var	Totale	Media a 15 min	Var
Nord	17.107	6,4	-7,3%	9.287	3,5	-2,7%	13.151	4,9	+1,4%
Centro Nord	1.536	0,6	-0,1%	1.202	0,4	-5,4%	2.023	0,8	+5,3%
Centro Sud	4.784	1,8	-17,3%	2.255	0,8	-2,8%	3.936	1,5	-0,5%
Sud	4.234	1,6	+3,7%	2.639	1,0	+29,0%	1.350	0,5	+0,5%
Calabria	2.163	0,8	-12,1%	1.119	0,4	-10,5%	438	0,2	+3,5%
Sicilia	2.784	1,0	+21,7%	1.257	0,5	+37,1%	1.266	0,5	+2,3%
Sardegna	1.245	0,5	+5,8%	956	0,4	+3,9%	665	0,2	+11,0%
Totale nazionale	33.852	12,6	-5,4%	18.714	7,0	+2,4%	22.830	8,5	+1,7%
Estero	5.026	1,9	-0,6%	4.679	1,7	-3,5%	563	0,2	-16,3%
Sistema Italia	38.879	14,5	-4,8%	23.393	8,7	+1,2%	23.393	8,7	+1,2%

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

LE FONTI

Salgono le vendite di energia rinnovabile nel mese di febbraio, spingendo la quota FER al 45% (+11 p.p. su gennaio). I volumi idrici crescono sui massimi dal mese di ottobre 2025 (in particolare l'idrico fluente, +0,6 GWh in media al quarto d'ora), mentre l'eolico sale su uno dei livelli

più alti mai osservati (circa 1,0 GWh medi). In calo, invece, le vendite derivanti dal solare. Tali dinamiche concorrono al calo della quota di energia derivante da fonti termiche, pari al 54% (-12 p.p.), con le vendite dei cicli combinati ai minimi da novembre 2025 (Tabella 6, Grafico 5).

Tabella 6: MGP, vendite per fonte

Fonte: GME

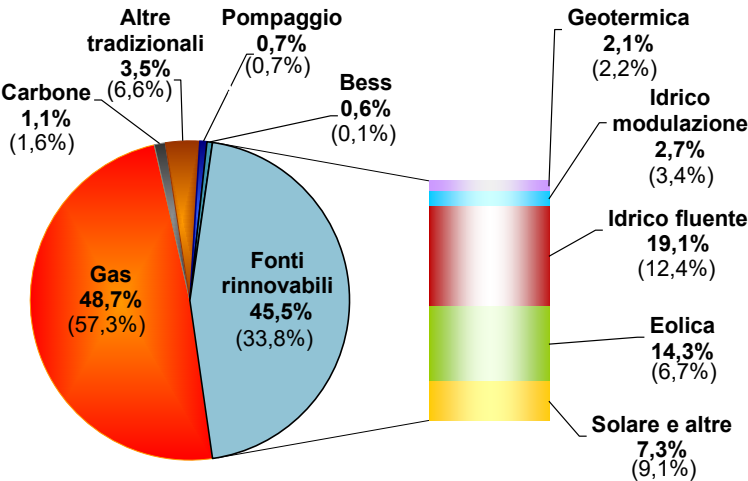
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var	GWh	Var
Fonti tradizionali	6.379	-4,7%	394	-28,0%	725	-49,4%	1.002	-16,4%	684	-33,2%	330	-19,0%	454	-30,1%	9.968	-16,6%
Gas	6.023	+0,0%	388	-23,9%	633	-49,9%	911	-10,9%	632	-34,4%	298	-22,5%	227	-23,5%	9.111	-12,9%
Carbone	0	-	-	-	0	-	0	-	0	-	-	-	210	-28,1%	210	-28,1%
Altre	357	-47,0%	6	-83,9%	92	-45,2%	91	-48,3%	52	-15,2%	32	+40,0%	17	-71,7%	647	-46,1%
Fonti rinnovabili	2.764	+0,8%	807	+11,5%	1.489	+71,7%	1.637	+93,3%	435	+92,7%	925	+81,6%	452	+75,6%	8.508	+37,8%
Idraulica	2.024	+11,0%	332	+75,3%	799	+107,5%	452	+92,3%	163	+92,6%	169	+68,8%	128	+99,0%	4.067	+41,1%
- Fluente	1.834	+33,4%	258	+107,4%	678	+104,4%	382	+77,3%	159	+93,1%	169	+74,8%	86	+144,0%	3.568	+57,8%
- Modulazione	189	-57,7%	74	+14,0%	120	+126,7%	70	+256,4%	4	+71,5%	0	-100,0%	41	+43,5%	499	-19,6%
Geotermica	-	-	397	-1,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	397	-1,8%
Eolica	18	-9,6%	20	+19,2%	448	+103,9%	1.107	+139,7%	250	+143,1%	596	+99,2%	242	+125,5%	2.682	+118,4%
Solare e altre	722	-19,7%	57	-49,2%	243	-7,7%	77	-48,3%	22	-43,4%	159	+45,2%	82	-4,2%	1.362	-17,8%
Sistemi di accumulo	144	+27,1%	1	+533,9%	41	+111,3%	0	-	0	-	2	+3005,0%	50	+293,1%	238	+63,2%
Pompaggio	96	-7,5%	0	-	32	+81,6%	0	-	0	-	1	-	5	-57,2%	134	+0,5%
Bess e altri accumuli	49	+381,8%	1	+533,9%	9	+372,7%	0	-	0	-	0	+721,3%	44	+16944,9%	104	+726,2%
Totale	9.287	-2,7%	1.202	-5,4%	2.255	-2,8%	2.639	+29,0%	1.119	-10,5%	1.257	+37,1%	956	+3,9%	18.714	+2,4%

Grafico 5: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

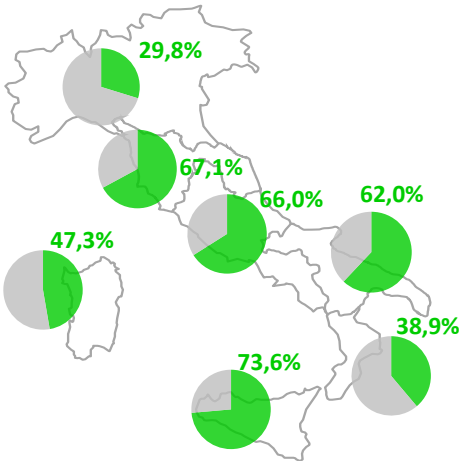
Fonte: GME

Grafico 6: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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



LE FRONTIERE ESTERE

Le importazioni nette in Italia registrano una significativa crescita, portandosi a 4,1 TWh (+0,9 TWh su gennaio), il massimo dal mese di agosto 2025. L'aumento è osservabile su tutte le frontiere, sia in virtù di una crescita dei flussi in entrata, concentrata in

particolar modo sulle frontiere francese e svizzera, sia per effetto di un diffuso calo dell'export, in un contesto connotato anche da quotazioni sulle frontiere in coupling più frequentemente inferiori o uguali ai riferimenti italiani (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*	2.517 (2.223)	100,0% (99,6%)	- (0,1%)	- (0,3%)	96,2% (90,2%)	- (-)	3.765 (3.439)	2.517 (2.223)	2.510 (2.223)	2.059 (2.058)	0 (0)	0 (0)
Italia - Svizzera	1.061 (1.647)	93,1% (96,7%)	6,9% (3,3%)	- (-)	- (-)	- (-)	n/a (3.668)	1.299 (1.809)	n/a n/a	n/a (2.777)	238 (162)	n/a n/a
Italia - Austria*	123 (151)	69,2% (79,0%)	30,8% (19,8%)	- (1,2%)	59,8% (74,0%)	27,7% (18,0%)	335 (326)	148 (168)	148 (168)	138 (141)	25 (18)	25 (18)
Italia - Slovenia*	91 (133)	62,5% (69,8%)	37,4% (29,2%)	0,1% (1,0%)	49,4% (58,3%)	25,0% (22,6%)	598 (569)	230 (255)	230 (255)	664 (674)	140 (121)	140 (121)
Italia - Montenegro	164 (82)	65,6% (62,2%)	20,5% (37,4%)	13,9% (0,4%)	6,0% (4,0%)	- (1,8%)	487 (626)	215 (234)	n/a n/a	567 (647)	51 (151)	n/a n/a
Italia - Grecia*	246 (70)	83,6% (48,7%)	9,5% (27,7%)	6,9% (23,6%)	83,2% (54,5%)	4,5% (25,0%)	500 (500)	269 (151)	269 (151)	500 (500)	23 (81)	23 (81)
Italia - Malta	-56 (-65)	- (-)	93,9% (97,5%)	6,1% (2,5%)	- (-)	0,7% (3,6%)	225 (225)	0 (-)	n/a n/a	225 (225)	56 (65)	n/a n/a
TOTALE**	4.145 (4.242)							4.679 (4.841)	3.158 (2.798)		533 (599)	188 (220)

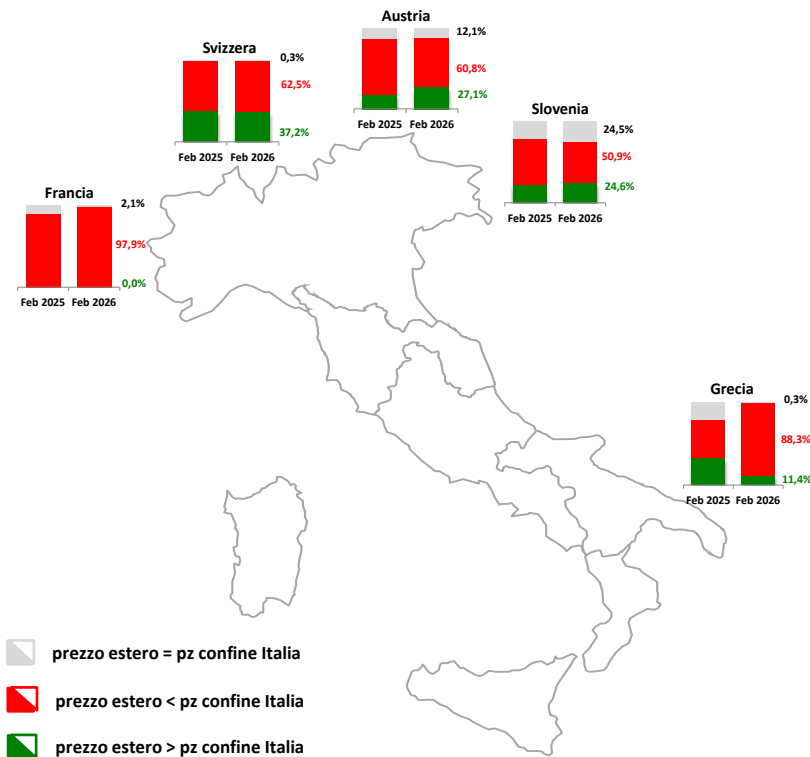
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

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

** al netto dei volumi scambiati con la Corsica

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

Fonte: GME, LSEG Data & Analytics



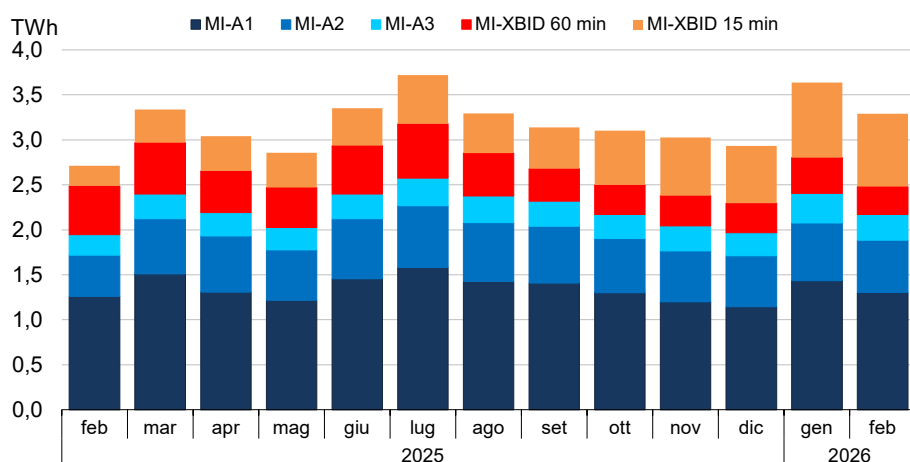
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

I volumi scambiati sul MI registrano una lieve flessione, attestandosi a 3,3 TWh (-0,3 TWh su gennaio). Sui mercati in asta, il calo interessa il MI-A2 (0,6 TWh, -0,1 TWh) e il MI-A1 (1,3 TWh, -0,1 TWh), il quale continua a concentrare la quota preponderante dei volumi scambiati sul mercato infragiornaliero, mentre si mantiene sostanzialmente stabile il livello degli scambi sul MI-A3 (0,3 TWh). Appaiono in flessione anche i volumi negoziati sul XBID (1,1 TWh, -0,1 TWh), calo concentrato esclusivamente sul prodotto a 60 minuti (0,3 TWh, -0,1 TWh). Sempre sul mercato a negoziazione continua, il prodotto a 15 minuti mostra sempre più importanza in termini di liquidità, pesando per oltre il 72% dei volumi negoziati sul XBID (circa 0,8 TWh), con un numero

di abbinamenti stabilmente sopra i 2 milioni. Le negoziazioni sul XBID rimangono concentrate nelle fasi 2 e 3 (sempre circa il 90% su entrambi i prodotti), con la quota degli scambi tra diverse zone nazionali in calo al 48% (-3 p.p.) e la quota con l'estero e all'interno della medesima zona nazionale in crescita rispettivamente al 40% (+2 p.p.) e al 12% (+1 p.p.). I prezzi medi mostrano forti flessioni, portandosi sui 113/115 €/MWh (-24/-18 €/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). In ultimo, si continua a osservare su XBID un'elevata volatilità infraseSSIONE, con minimi negativi fino a -100 €/MWh sul prodotto a 15 minuti in Sicilia e al Sud.

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	568	2,7%	194	22,7%	92	19,2%	854	8,3%	63	-52,9%	216	303,7%	1.133	15,9%
Centro Nord	98	21,9%	43	39,8%	17	-1,0%	157	23,1%	30	-29,5%	80	573,7%	268	46,2%
Centro Sud	171	-22,0%	84	15,0%	40	18,5%	295	-9,5%	24	-33,4%	77	291,2%	396	3,6%
Sud	165	3,1%	85	14,3%	44	32,5%	295	9,8%	36	7,5%	88	325,3%	419	29,6%
Calabria	32	-11,0%	17	50,3%	10	41,2%	58	8,7%	7	117,6%	17	118,9%	82	26,5%
Sicilia	118	66,9%	51	96,9%	26	107,2%	195	78,8%	10	-44,1%	47	190,0%	253	75,1%
Sardegna	61	51,0%	41	125,1%	15	45,1%	118	69,6%	3	-65,2%	22	941,1%	144	76,0%
Esterio	90	-11,7%	68	5,5%	41	9,1%	199	-2,4%	136	-48,1%	259	201,9%	594	7,0%
Totale	1.302	3,3%	583	27,8%	286	24,6%	2.171	11,6%	310	-42,6%	808	270,6%	3.289	21,2%

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	594	-10,6%	186	3,1%	67	-25,1%	847	-9,3%	68	-59,9%	214	278,3%	1.129	-2,8%
Centro Nord	70	12,9%	31	92,8%	13	-6,4%	114	24,1%	34	17,3%	73	633,0%	220	68,7%
Centro Sud	159	-14,8%	88	4,9%	46	10,8%	293	-6,1%	23	-60,4%	92	251,7%	408	2,9%
Sud	234	61,0%	75	13,0%	38	41,2%	347	45,4%	36	-8,1%	81	244,6%	464	53,5%
Calabria	44	-25,6%	34	165,7%	17	142,4%	95	20,7%	6	4,2%	21	146,4%	122	30,6%
Sicilia	88	-3,0%	46	65,2%	27	115,3%	162	22,8%	9	-48,1%	54	229,1%	225	35,3%
Sardegna	60	171,2%	32	70,9%	11	67,1%	103	116,8%	3	-51,7%	21	956,3%	128	126,4%
Esterio	54	72,8%	91	81,8%	66	114,3%	211	88,2%	131	-39,2%	251	236,0%	593	46,4%
Totale	1.302	3,3%	583	27,8%	286	24,6%	2.171	11,6%	310	-42,6%	808	270,6%	3.289	21,2%

Grafico 8: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

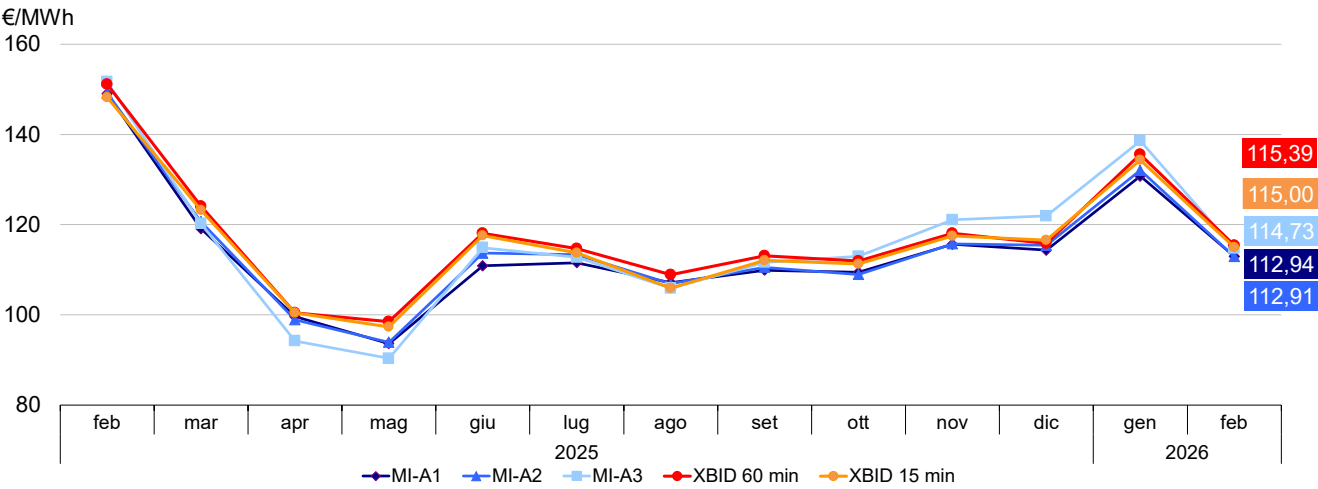


Tabella 10: MI, prezzi zonal med

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	115,89	118,88	115,16 (-0,6%)	-22,9%	115,29 (-0,5%)	-22,9%	117,99 (-0,7%)	-22,3%	117,04 (+1,0%)	-22,2%	116,96 (+0,9%)	-21,2%
Centro Nord	115,64	118,66	114,86 (-0,7%)	-23,8%	115,29 (-0,3%)	-23,0%	117,99 (-0,6%)	-22,7%	116,49 (+0,7%)	-23,7%	118,08 (+2,1%)	-21,0%
Centro Sud	113,37	115,97	112,71 (-0,6%)	-24,1%	113,37 (-0,0%)	-24,1%	115,46 (-0,4%)	-23,9%	114,85 (+1,3%)	-23,4%	114,22 (+0,8%)	-22,9%
Sud	109,15	111,45	107,77 (-1,3%)	-28,0%	108,49 (-0,6%)	-27,3%	110,43 (-0,9%)	-27,2%	111,08 (+1,8%)	-26,1%	111,00 (+1,7%)	-25,2%
Calabria	108,51	110,68	107,31 (-1,1%)	-26,6%	107,75 (-0,7%)	-27,2%	109,51 (-1,1%)	-27,3%	109,50 (+0,9%)	-26,3%	109,78 (+1,2%)	-24,3%
Sicilia	107,79	110,35	108,41 (+0,6%)	-28,0%	109,08 (+1,2%)	-27,6%	111,18 (+0,8%)	-28,2%	110,43 (+2,5%)	-26,6%	110,27 (+2,3%)	-26,5%
Sardegna	112,62	114,94	112,08 (-0,5%)	-22,9%	112,81 (+0,2%)	-22,7%	115,06 (+0,1%)	-21,5%	117,92 (+4,7%)	-20,6%	113,90 (+1,1%)	-21,8%

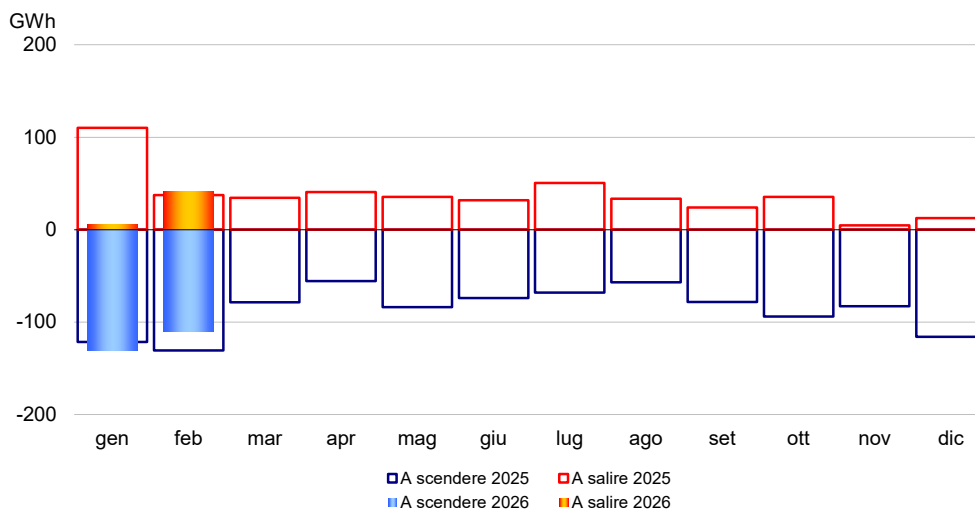
NOTE: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore). Si fornisce il dato MGP (13-24 h) per confronto con MI-A3.

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

Le vendite del TSO sul mercato a scendere risultano pari a 110 GWh, mentre i suoi acquisti sul mercato a salire si portano a 41 GWh (Grafico 9).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

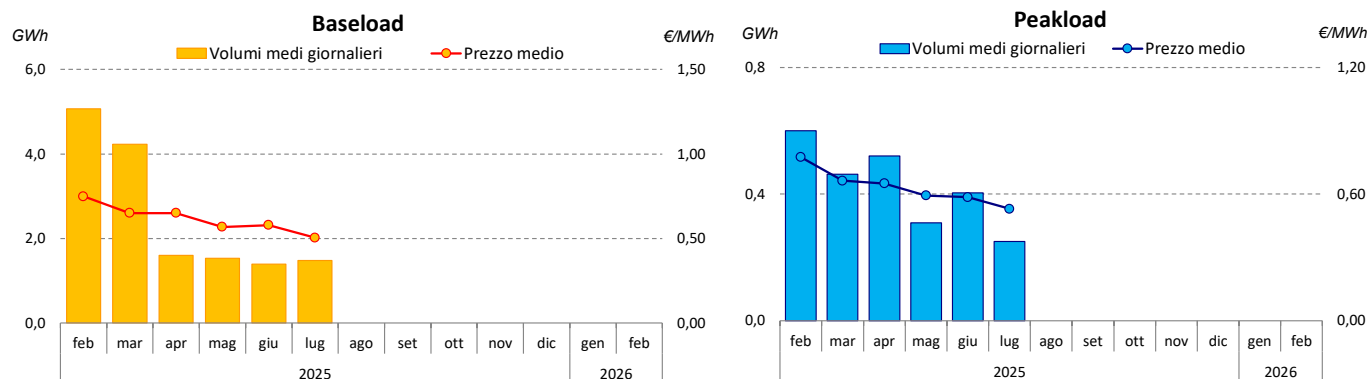
Non si registrano scambi sul MPEG nel mese di febbraio (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	GWh	GWh/g
Baseload	-	0/28	-	-	-	-	-
	(43)	15/28	(0,75)	(0,55)	(0,90)	(76,1)	(5,1)
Peakload	-	0/20	-	-	-	(-)	(-)
	(4)	4/20	(0,78)	(0,70)	(0,85)	(2,4)	(0,6)
Totale	-					-	-
	(47)					(79)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul MTE nel mese di febbraio si osservano 4 transazioni registrate a fini di clearing, per volumi pari a 30,6 GWh, riguardanti i prodotti baseload II Trimestre 2026 (4,4 GWh) e Anno 2027 (26,3 GWh). Il prodotto Marzo 2026 chiude il periodo di contrattazione con una posizione aperta sul baseload di

37,2 GWh. Pertanto, la posizione aperta complessiva cala a 279,2 GWh (-6,5 GWh). Calano i prezzi di controllo sui prodotti mensili relativi a marzo, aprile e maggio 2026, portandosi a 93/115 €/MWh sul baseload (-13%/-11%) e a 91/126 €/MWh sul peakload (-15%/-11%) (Tabella 11 e Grafico 10).

Tabella 11: MTE, prodotti negoziabili a febbraio

Fonte: GME

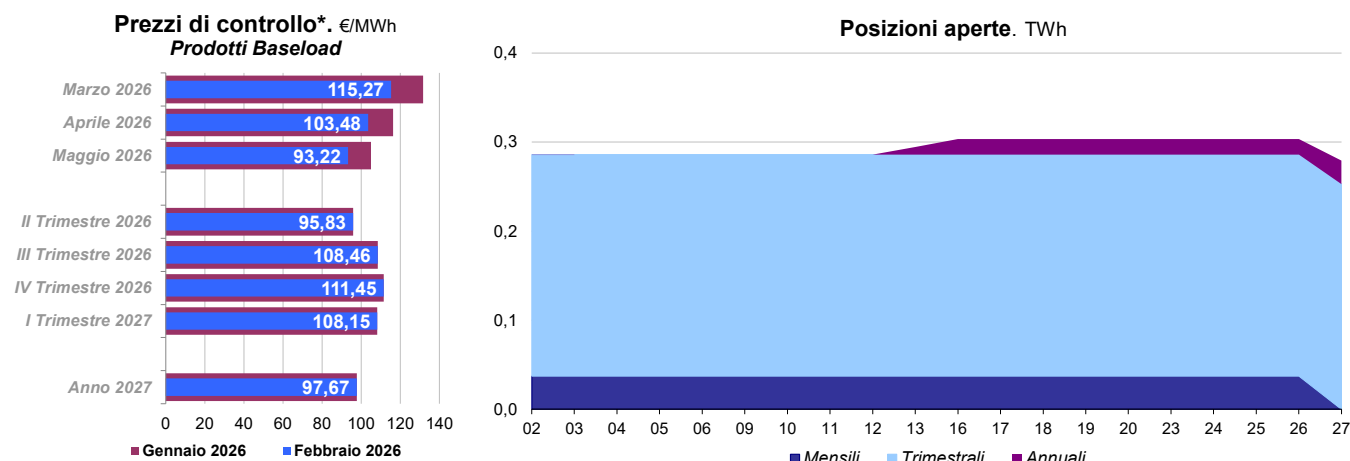
PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione				MW mese in corso	MW mese precedente	MW	GWh
Marzo 2026	115,27	-12,5%	-	-	-	-	-	50	37
Aprile 2026	103,48	-11,0%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2026	93,22	-11,2%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2026	90,88	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2026	95,83	+0,0%	-	-	2	2	-	42	92
III Trimestre 2026	108,46	+0,0%	-	-	-	-	-	37	82
IV Trimestre 2026	111,45	+0,0%	-	-	-	-	-	36	80
I Trimestre 2027	108,15	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2027	97,67	+0,0%	-	-	3	3	-	3	26
Totale			-	-	5	5	-		279
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione				MW mese in corso	MW mese precedente	MW	GWh
Marzo 2026	125,56	-10,9%	-	-	-	-	-	-	-
Aprile 2026	105,38	-14,5%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2026	90,57	-11,4%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2026	100,58	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2026	98,97	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2026	112,38	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2026	112,85	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2027	112,70	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2027	103,45	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-	-	-
TOTALE			-	-	5	5	-		279

* 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)

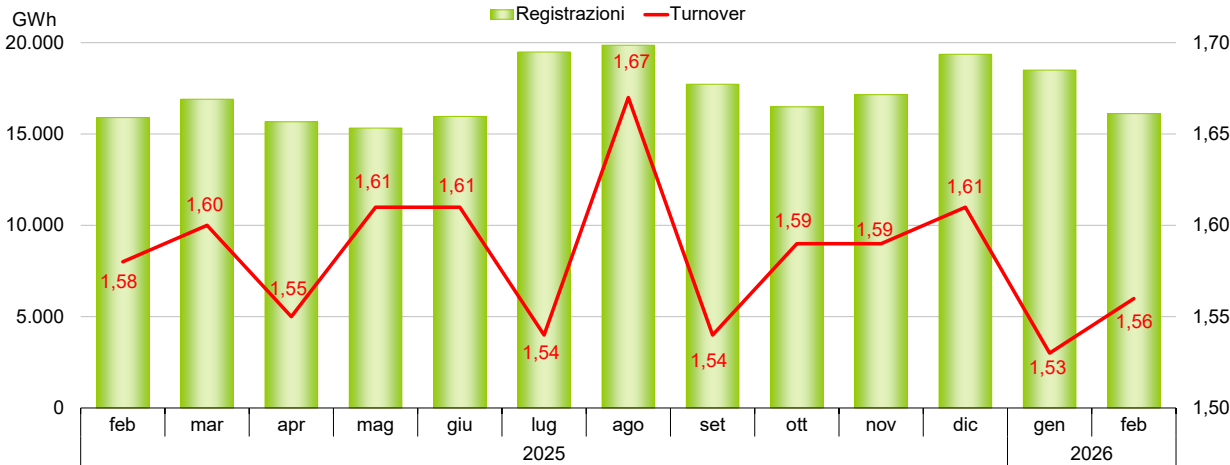
Le transazioni registrate sulla PCE calano a 16,1 TWh (-3,5% su gennaio in media al quarto d'ora), mentre la posizione netta scende a 10,3 TWh (-5,2%), con il Turnover in crescita a 1,56. I programmi registrati nei conti in immissione risultano pari a 3,9 TWh e in prelievo a 7,1 TWh, mentre i rispettivi sbilanciamenti a programma si attestano a 6,5 TWh e a 3,2 TWh (Tabella 12, Grafico 11).

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

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI				
	GWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					GWh	Variazione	GWh	Variazione
Baseload	2.634	+36,9%	16,3%	Richiesti	4.421	-16,4%	7.153	+7,8%
Off Peak	0	-	-	Rifiutati	561	-47,5%	11	+14747,4%
Peak	6	- 16,1%	0,0%	Registrati	3.860	-8,5%	7.142	+7,7%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	2.641	+36,7%	16,4%	Sbilanciamenti a programma	6.463	+10,0%	3.181	-8,1%
Totale Non standard	13.449	- 3,2%	83,4%	Saldo programmi	-	-	3.282	+36,0%
PCE bilaterali	16.089	+1,7%	99,8%					
MTE	35	+333,3%	0,2%					
MPEG	-	- 100,0%	-					
TOTALE PCE	16.124	+1,4%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	10.323	+2,2%						

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 febbraio nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 22,2 TWh, rappresentando una quota sul totale consumato nel sistema pari al 31%. Gli scambi risultano concentrati sull'orizzonte day-ahead, in

particolare nel mercato a negoziazione continua (14,8 TWh). Con riferimento ai prezzi, a febbraio l'IG Index (IGI) si porta a 35,09 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti del GME.

IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

A febbraio l'IG Index (IGI) si porta in media a 35,09 €/MWh, in calo rispetto a gennaio (-2,84 €/MWh), mostrando un andamento decrescente in corso di mese che lo ha portato su livelli poco sopra i 30 €/MWh alla fine del periodo. La dinamica appare in linea con quanto osservato sulle principali quotazioni europee, tra cui il TTF, che

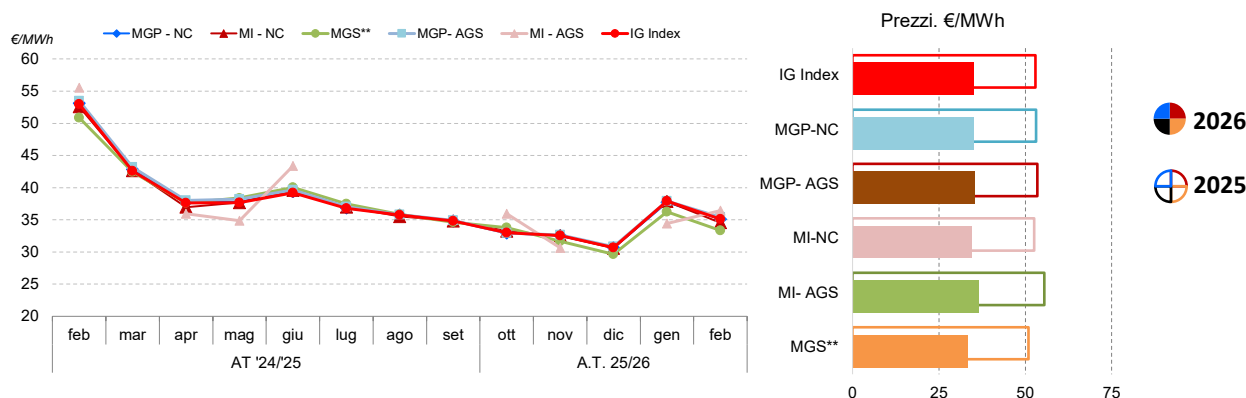
scende a 33,11 €/MWh (-0,85 €/MWh), per uno spread IGI-TTF che scende a 1,98 €/MWh (era 3,97 €/MWh il mese precedente). Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, anch'essi sostanzialmente in calo rispetto al mese precedente, risultano tutti compresi tra 35-36 €/MWh, con un minimo di 33,31 €/MWh su MGS.

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

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				
	Media	Var	Min	Max	
IG Index	35,09	(52,96)	-33,8%	31,65	44,10
MP-GAS					
MGP					
Negoziazione continua	35,10	(53,13)	-33,9%	30,50	55,00
Comparto AGS	35,40	(53,46)	-33,8%	31,45	44,79
MI					
Negoziazione continua	34,54	(52,59)	-34,3%	29,10	45,00
Comparto AGS	36,42	(55,52)	-34,4%	36,42	36,42
MGS**	33,31	(50,87)	-34,5%	30,38	36,30
Stogit	33,31	(50,87)	-34,5%	30,38	36,30
Edison	-	(-)	-	-	-
MPL	-	(-)	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

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

I VOLUMI SUI MERCATI DEL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) risultano pari a 22,2 TWh, con una quota sul totale consumato nel sistema gas che si conferma su livelli molto alti, pari a 31% (era 34% a gennaio 2026). Gli scambi sull'orizzonte day-ahead si attestano a 17,1 TWh, di questi 14,8 TWh (-1,5%) contrattati nel comparto a negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si porta al 67%. In calo rispetto al mese precedente anche i volumi scambiati nel comparto AGS, pari a 2,3 TWh (-44%) e 10% del totale MP-GAS, quasi tutti relativi a movimentazioni in acquisto di Snam. Gli scambi sull'orizzonte intraday si portano a 4,7 TWh (-29%), concentrati quasi esclusivamente nella

negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si attesta al 21%. Su tale mercato le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento si attestano a 0,7 TWh, mentre aumentano a 4,0 TWh le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB. Nel comparto AGS sono stati scambiati 79 GWh, concentrati in una sola sessione. Le quantità scambiate sul MGS si portano a 0,37 TWh, in corrispondenza di un aumento su gennaio delle movimentazioni effettuate da Snam (0,18 TWh) e di un calo delle contrattazioni tra operatori terzi (0,19 TWh). Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a febbraio 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	14.834.016	(13.382.016) +10,9%
Comparto AGS	2.287.872	(3.184.944) -28,2%
<i>MI</i>		
Negoziazione continua	4.655.208	(3.529.368) +31,9%
Comparto AGS	79.032	(265.824) -70,3%
MGS**	370.846	(1.146.703) -67,7%
Stogit	370.846	(1.146.703) -67,7%
Edison	-	(-)
MPL	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

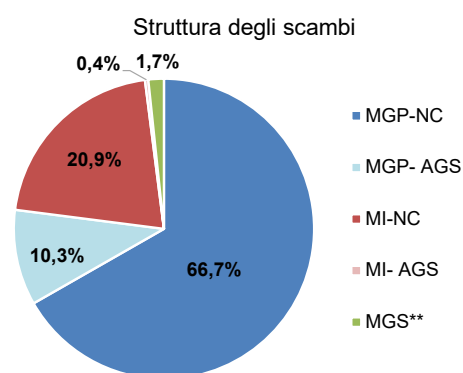
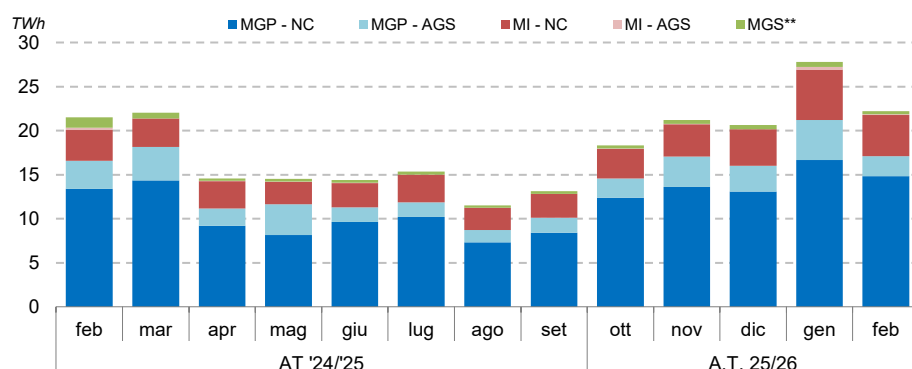


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Stogit Adriatica			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	370.846	(1.146.703)	370.846	(1.146.703)	-	(-)	-	(-)
SRG	54.228	(277.865)	127.520	(790.216)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	54.228	(277.865)	127.520	(790.216)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	316.618	(868.838)	243.327	(356.487)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

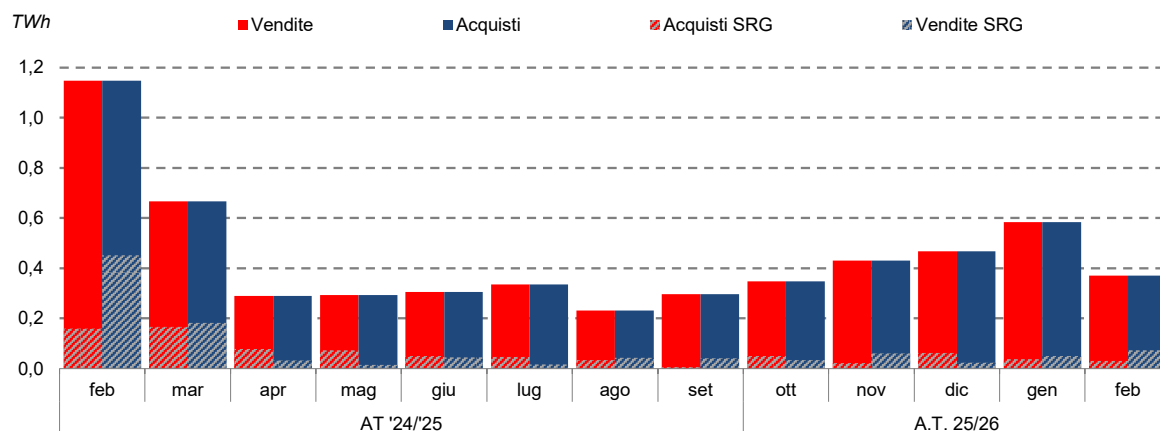
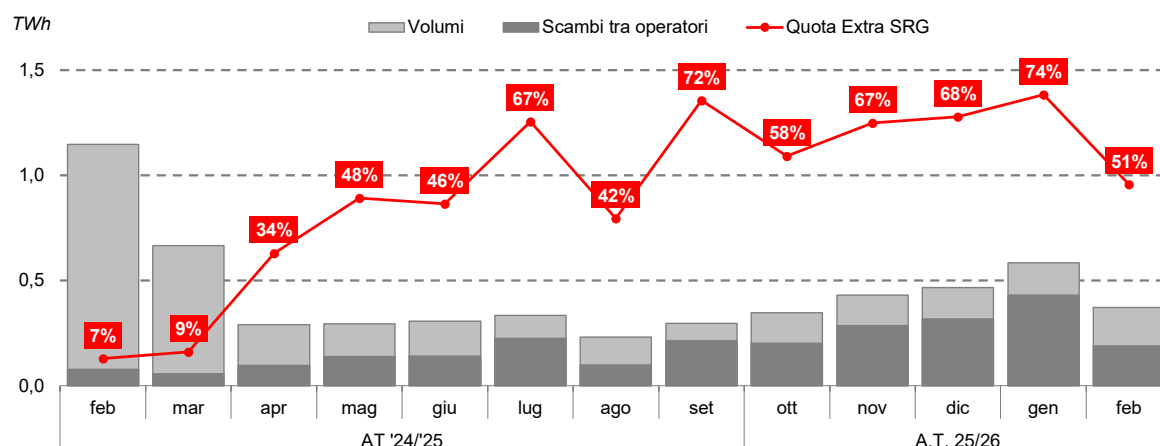


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

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-2026-02	-	-	37,44 -10,2%	-	-		-	-	-	-	-	-
BoM-2026-03	-	-	33,59	-	-		-	-	-	-	-	-
M-2026-03	-	-	33,44 -11,7%	-	-		-	-	-	-	-	-
M-2026-04	-	-	33,89 0,0%	-	-		-	-	-	-	-	-
M-2026-05	-	-	31,38 0,0%	-	-		-	-	-	-	-	-
M-2026-06	-	-	32,72	-	-		-	-	-	-	-	-
Q-2026-02	-	-	33,00 0,0%	-	-		-	-	-	-	-	-
Q-2026-03	-	-	33,08 0,0%	-	-		-	-	-	-	-	-
Q-2026-04	-	-	32,71 10,1%	-	-		-	-	-	-	-	-
Q-2027-01	-	-	32,88 10,1%	-	-		-	-	-	-	-	-
WS-2026/2027	-	-	31,67 0,0%	-	-		-	-	-	-	-	-
SS-2026	-	-	30,30 0,0%	-	-		-	-	-	-	-	-
CY-2027	-	-	29,74 10,0%	-	-		-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

IL SISTEMA GAS

A febbraio la Domanda Italia si attesta a 6.637 milioni di mc (70,2 TWh), in flessione rispetto al mese precedente per effetto di un calo dei prelievi nel comparto termoelettrico (1.959 milioni di mc, 20,7 TWh) e nel comparto civile (3.566 milioni di mc, 37,7 TWh). Aumentano, invece, su febbraio i consumi nel settore industriale (987 milioni di mc, 10,4 TWh). In crescita anche le esportazioni, pari a 171 milioni di mc (1,8 TWh). Sul lato delle importazioni (4.765 milioni di mc, 50,4 TWh) diminuiscono su base mensile sia i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.084 milioni di mc (32,6 TWh), che i flussi tramite rigassificatori

GNL, a 1.463 milioni di mc (15,5 TWh), con una quota sul totale di questi ultimi al 31%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra diffuse dinamiche ribassiste rispetto a gennaio, ad eccezione di Mazara (18,3 TWh, 36% del totale), Melendugno (8,1 TWh, 16% del totale) e del rigassificatore di Piombino (3,8 TWh, 8% del totale). Continuano le erogazioni dai siti di stoccaggio (19,3 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 4.338 milioni di mc (45,9 TWh), in calo rispetto al valore raggiunto nello stesso periodo dello scorso anno.

Figura 4: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
IMPORTAZIONI	4.765	50,4	+2,4%
Mazara	1.729	18,3	-1,3%
Tarvisio	67	0,7	-46,4%
Passo Gries	488	5,2	-13,1%
Gela	38	0,4	+7,8%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	762	8,1	+10,8%
Panigaglia (GNL)	37	0,4	-3,1%
Cavarzere (GNL)	757	8,0	+3,5%
Livorno (GNL)	314	3,3	-17,6%
Piombino (GNL)	355	3,8	+4,4%
Ravenna	218	2	-
PRODUZIONE	219	2,3	-18,5%
STOCCAGGI	1.823	19,3	-26,2%
TOTALE IMMESSO	6.808	72,0	-7,9%
RICONSEGNE SNAM RETE GAS	6.511	68,8	-8,8%
Industriale	987	10,4	-0,6%
Termoelettrico	1.959	20,7	-11,3%
Reti di distribuzione	3.566	37,7	-9,5%
RETI TERZI, ALTRI CONSUMI*	126	1,3	-8,7%
DOMANDA ITALIA	6.637	70,2	-8,8%
ESPORTAZIONI	171	1,8	+54,7%
TOTALE PRELEVATO	6.808	72	-7,9%

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

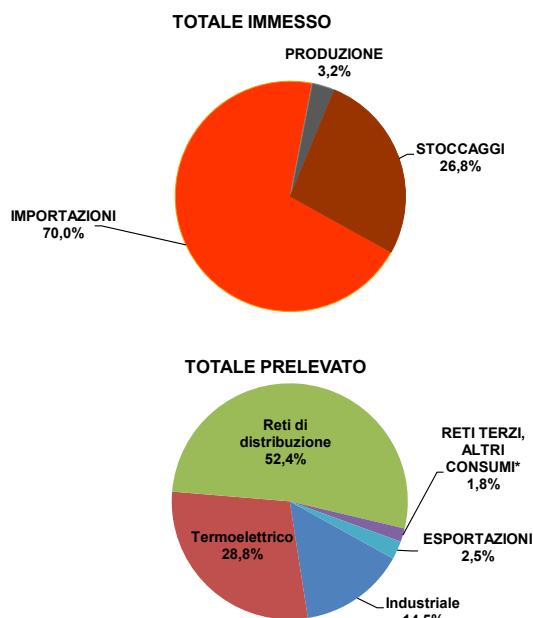
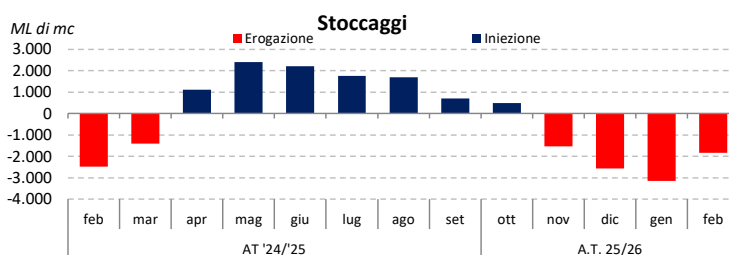
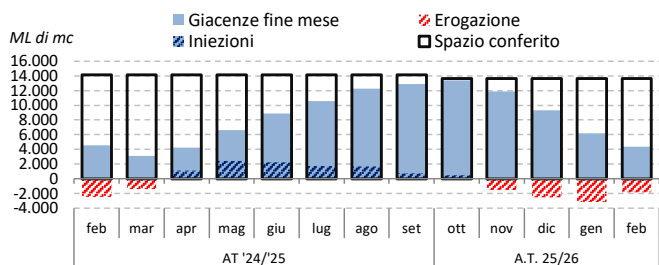


Figura 5: Stoccaggio

Fonte: dati SRG

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 28/02/2026)	4.338	45,9	-4,1%
Erogazione (flusso out)	1.827	19,3	-26,0%
Iniezione (flusso in)	4	0,0	-
Flusso netto	1.823	19,3	-26,2%
Spazio conferito su base annuale	13.609	143,9	-3,6%
Giacenza/Spazio conferito	31,9%		-0,2 p.p.



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel corso di febbraio si sono registrate una progressiva crescita delle quotazioni di Brent e combustibili e una opposta

dinamica per i riferimenti del gas e quelli elettrici, in riduzione rispetto agli elevati livelli di gennaio.

A febbraio, il prezzo del Brent torna a superare 70 \$/bbl dopo sei mesi (73,24 \$/bbl, +9% su gennaio), e un'analogha dinamica si osserva anche per l'olio combustibile (424,19 \$/MT, +11%) e per il gasolio (673,99 \$/MT, +11%). In crescita anche il carbone (105,45 \$/MT, +9%), passato da circa 100 \$/

MT di inizio mese a quasi 112 \$/MT dell'ultimo giorno. Resta ai massimi dalla fine del 2021 il tasso di cambio euro/dollaro (1,18 €/€, +1%), il cui lieve aumento mensile attenua l'intensità dell'incremento mensile di greggio e combustibili nella loro conversione in euro.

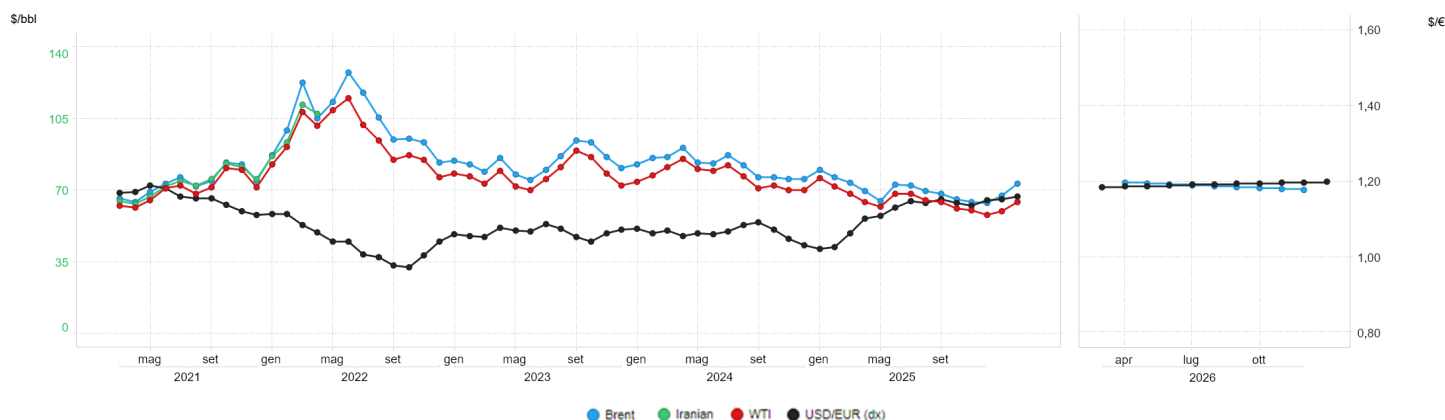
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/BBL	73,24	9%	-4%				69,21	8%	68,88	9%		
Olio Combustibile	USD/MT	424,19	11%	-18%	389,83	386,62	7%	390,13	7%	391,03	7%	379,73	7%
Gasolio	USD/MT	673,99	11%	-5%	742,50	703,79	8%	692,75	8%	681,61	8%		
Carbone	USD/MT	105,45	9%	0%	97,80	105,45	9%	106,33	5%	110,90			

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/BBL	61,94	8%	-16%			-	58,38	-	58,03	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	358,81	10%	-28%		326,62	-	329,10	-	329,41	-	316,48	-
Gasolio	EUR/MT	570,10	10%	-16%		594,60	-	584,41	-	574,23	-		-
Carbone	EUR/MT	89,19	8%	-12%		89,08	-	89,69	-	93,42	-		-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,18	1%	13%	1,19	1,18	-	1,19	-	1,19	-	1,20	-

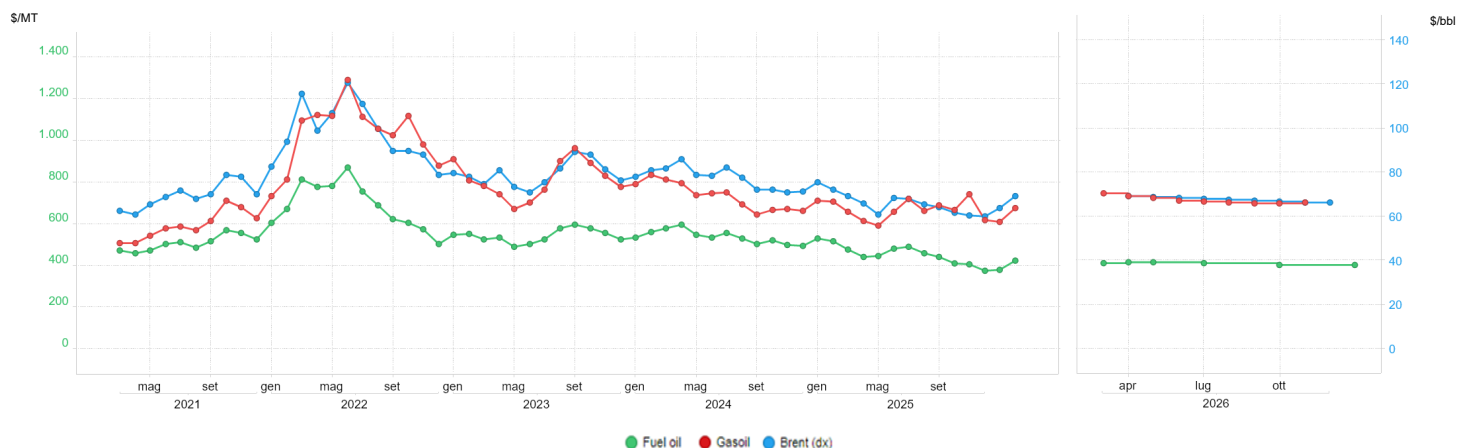
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



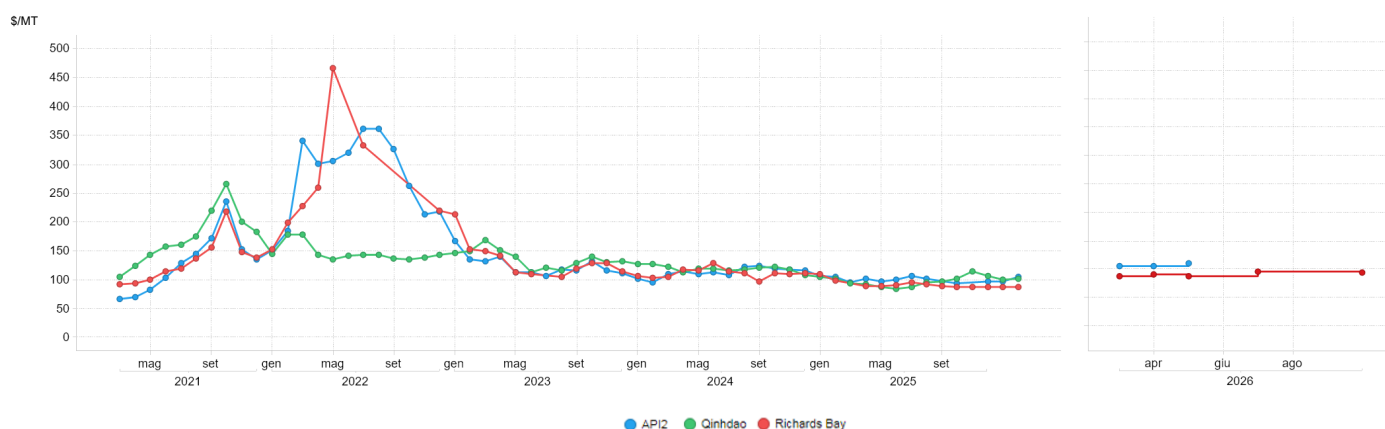
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



Fonte: LSEG Data & Analytics

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



Fonte: LSEG Data & Analytics

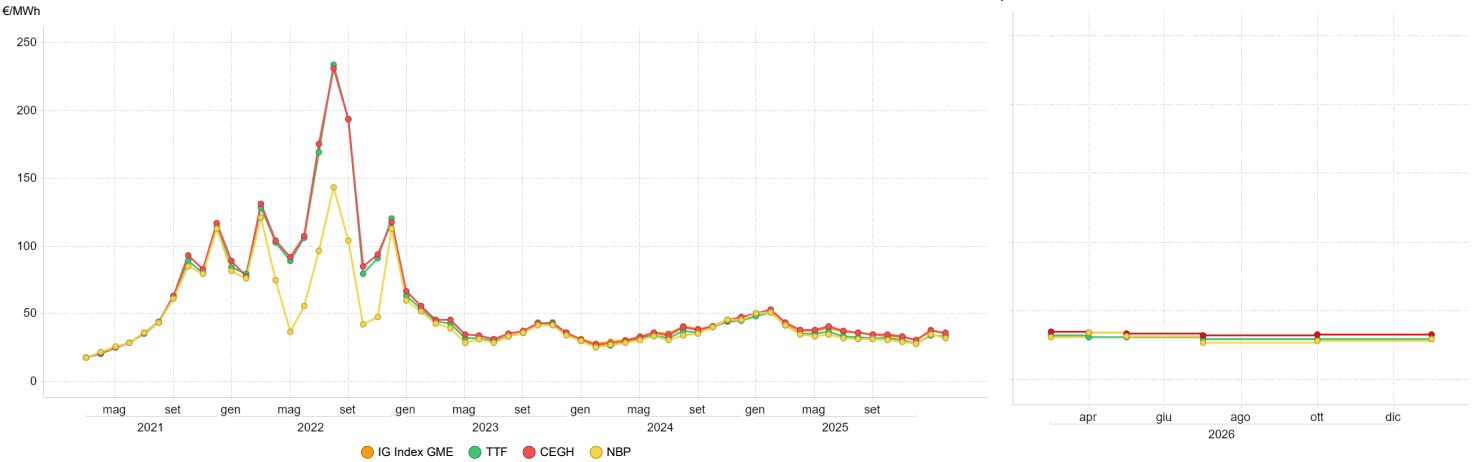
*A partire dal 1° aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alle quotazioni future M+1.

Tornano in riduzione, invece, i principali riferimenti del gas. L'IG Index del GME chiude a 35,09 €/MWh (-7%), passando da oltre 40 €/MWh di inizio mese a meno di 32 €/MWh dell'ultimo giorno,

e mostra una dinamica analoga a quella del TTF olandese, in calo più contenuto a 33,11 €/MWh (-3%). Pertanto, si dimezza il differenziale tra i due riferimenti (2 €/MWh).

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
IG Index GME	IT	35,09	-7%	-34%									
TTF	NL	33,11	-3%	-35%	39,97	32,37	-2%	31,15	3%	30,50	1%	26,92	4%
CEGH	AT	35,80	-3%	-32%	41,13	34,81	-3%	34,06	1%	33,32	4%	29,95	3%
NBP	UK	31,71	-9%	-38%	39,62	30,77	-2%	33,97	19%	31,57	-54%	27,34	0%



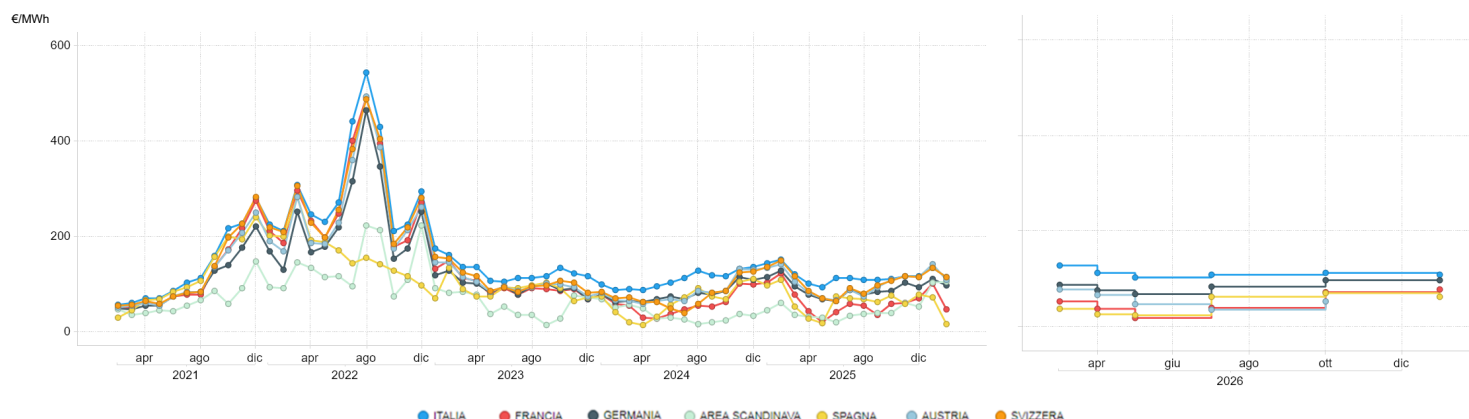
Fonte: LSEG Data & Analytics

In riduzione anche i riferimenti di prezzo dell'elettricità in Europa continentale. Il Pun Index italiano, favorito anche dalla riduzione del costo del gas, scende a 114 €/MWh (-14%), restando ancora allineato a quello svizzero (114 €/MWh, -14%). Analoga

riduzione si osserva anche in Germania (97 €/MWh, -12%), mentre cali più intensi si registrano in Francia (46 €/MWh, -54%) e in Spagna (16 €/MWh, -77%). Ancora elevato e pressoché invariato il riferimento dell'Area Scandinava (104 €/MWh, +1%).

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	114,41	-14%	-24%	131,20	127,35	4%	112,39	2%	101,42	-3%	97,67	0%
FRANCIA	46,02	-54%	-62%	100,65	52,21	-25%	36,52	-20%	18,29	-59%	50,45	0%
GERMANIA	96,58	-12%	-25%	122,84	86,34	-6%	75,57	-5%	67,56	-8%	80,88	-5%
AREA SCANDINAVA	104,38	1%	74%	109,50	76,59	15%	65,85	15%	46,46	12%		
SPAGNA	16,41	-77%	-85%	51,20	36,08	-25%	24,57	-26%	23,02	-18%	53,88	0%
AUSTRIA	109,19	-23%	-22%									
SVIZZERA	114,07	-14%	-23%									



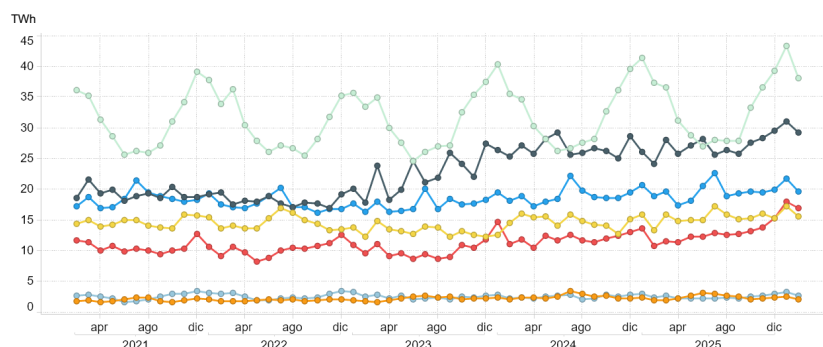
Fonte: LSEG Data & Analytics

Infine, rispetto a gennaio, i volumi sui mercati spot si confermano stabili in Italia (19,5 TWh) e in Spagna (15,6 TWh), aumentando,

invece, in Germania (29,1 TWh, +4%) e in Francia (16,9 TWh, +3%) e riducendosi nell'Area scandinava (38,1 TWh, -3%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	19,5	0%	3%
FRANCIA	16,9	4%	58%
GERMANIA	29,1	4%	21%
AREA SCANDINAVA	38,1	-3%	2%
SPAGNA	15,6	0%	18%
AUSTRIA	2,7	-8%	14%
SVIZZERA	2,1	-5%	8%



Fonte: LSEG Data & Analytics

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

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

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), a febbraio, il prezzo medio cresce a 252,97 €/tep con gli scambi in aumento a 70 mila tep (+20%). Si rilevano invece dinamiche ribassiste sia in termini di prezzi (-24%) che di volumi (-31%) sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo

di produzione 2025 il prezzo medio sale a 0,34 €/MWh (+41%), inferiore alle quotazioni bilaterali, anch'esse in calo a 0,97 €/MWh (-29%). Gli scambi ammontano a 258 GWh sul mercato organizzato e a 10,5 TWh sulla piattaforma bilaterale. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a febbraio non sono stati registrati scambi.

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

Nel mese di febbraio 2026, il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 252,97 €/tep, in crescita rispetto al mese precedente (+1,2%). In flessione a 183,46 €/tep, invece, la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (-23,7%), che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a 69,5 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 1,6 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 73% (-25 p.p. su gennaio). In diminuzione al 52,5% (-11 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (249-253,60 €/tep). Nelle due sessioni di mercato tenutesi a febbraio,

i titoli negoziati crescono a 70 mila tep sul MTEE (+20% su gennaio), con la liquidità del mercato all'81% (+10 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza anche della flessione delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale a 16 mila tep (-31%). L'analisi delle due sessioni MTEE mostra quotazioni medie stabili sui 253 €/tep e volumi medi scambiati pari circa a 35 mila tep. Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine febbraio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 76.240.325 tep, in aumento di 110.128 tep rispetto a fine gennaio. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.939.183 tep, in aumento di 110.128 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.
Mercato	252,97	+1,2%	249,00	253,60	70.126	+19,8%	17,74	+21,3%	1.839	+115,3%	2,6%	+1,2 p.p.	4	+0
Bilaterali	183,46	-23,7%	0,00	252,96	16.425	-30,7%	3,01	-47,1%						
con prezzo >1	251,39	+2,8%	240,00	252,96	11.984	-48,6%	3,01	-47,2%						
Totale	239,78	-3,0%	0,00	253,60	86.551	+5,3%	20,75	+2,1%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

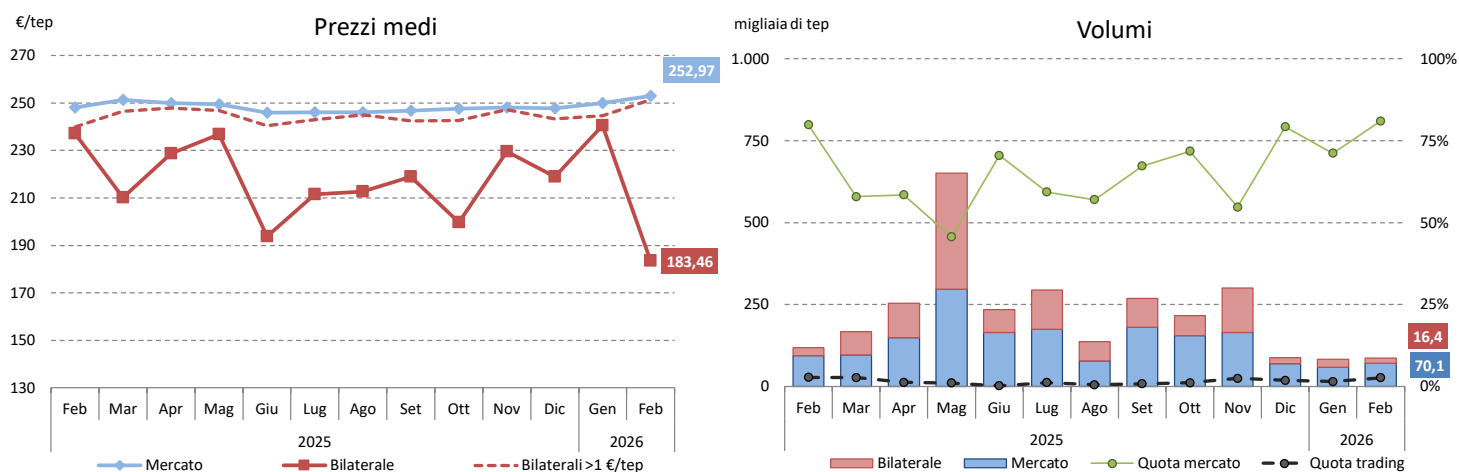


Tabella 2: TEE, sintesi per anno d'obbligo 2025

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**		Titoli sul conto GSE**	Sintesi Anno d'obbligo Valori cumulati
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260	€/tep				tep	€/tep		
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	€/tep	tep	€/tep	tep	€/tep	tep	milioni di tep
20	247,41	1.115.916	590.714	244,55	244,55	515.639	246,78	3.939.183	76.240.325	3.247.844	2024*
											2025

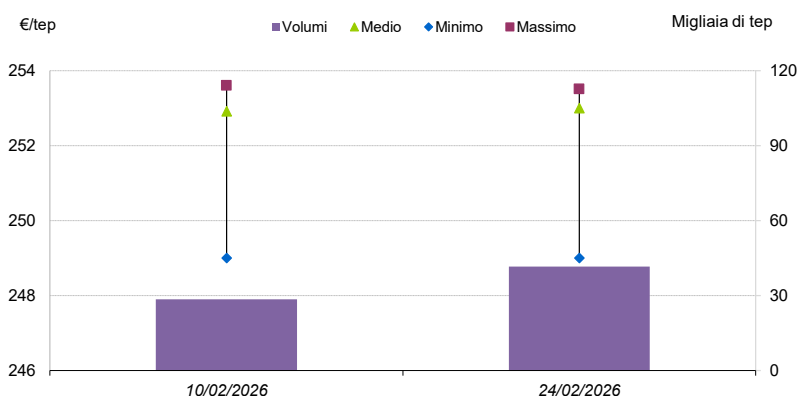
*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/EFIR e ss.mm.ii. Il GME non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa 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 febbraio, sul Mercato delle Garanzie di Origine, il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2025, indipendentemente dalla tipologia, cresce rispetto al mese precedente attestandosi a 0,34 €/MWh (+41,5%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 0,97 €/MWh (-29%). Sul MGO le quotazioni delle cinque tipologie scambiate si collocano tra 0,20 €/MWh della tipologia

Gas Trasporti Non Esportabile CNG e LNG e 0,35 €/MWh del Solare. Variano, invece, tra 0,22 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile CNG e LNG e 2,00 €/MWh della tipologia Geotermoelettrico i prezzi sulla PBGO. A febbraio i volumi complessivamente negoziati sul MGO crescono a 258 GWh (+63% rispetto al mese precedente), mentre risultano pari a 10,5 TWh gli scambi bilaterali (-19%).

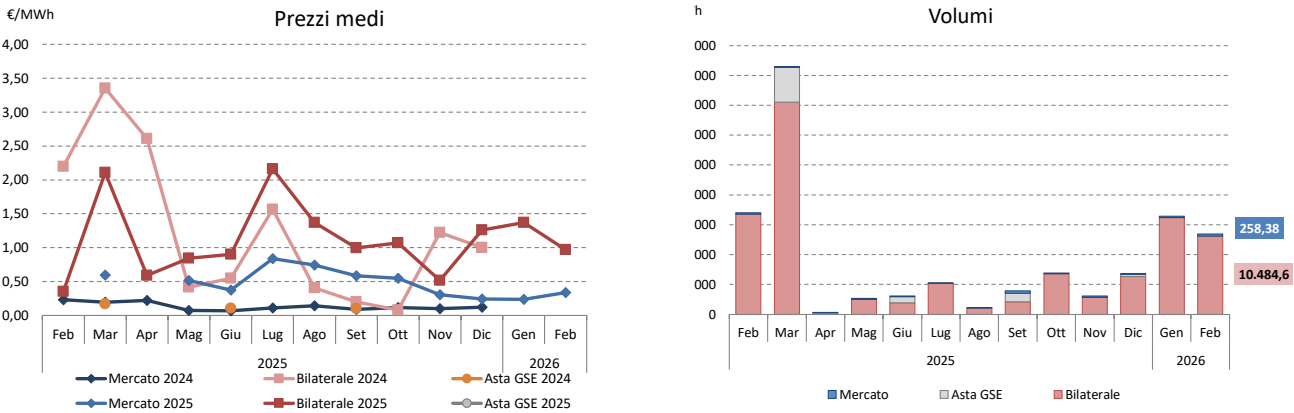
Tabella 3: GO Anno di produzione 2025, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,34	+41,5%	0,20	0,50	258.377	+63,4%	86.661	+131,3%
Settore Elettrico	0,34	+41,7%	0,25	0,50	253.377	+67,1%	85.661	+136,8%
Settore Gas	0,20	0,0%	0,20	0,20	5.000	-22,8%	1.000	-22,8%
Bilaterali	0,97	-29,0%	0,00	7,66	10.484.631	-19,2%	10.191.536	-42,6%
Settore Elettrico	0,97	-28,5%	0,00	6,40	10.439.422	-19,5%	10.160.661	-42,4%
Settore Gas	0,68	-88,5%	0,00	7,66	45.209	111,5%	30.875	-75,7%
con prezzo >0	1,17	-17,7%	0,01	7,66	8.684.151	-30,3%	10.191.536	-42,6%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

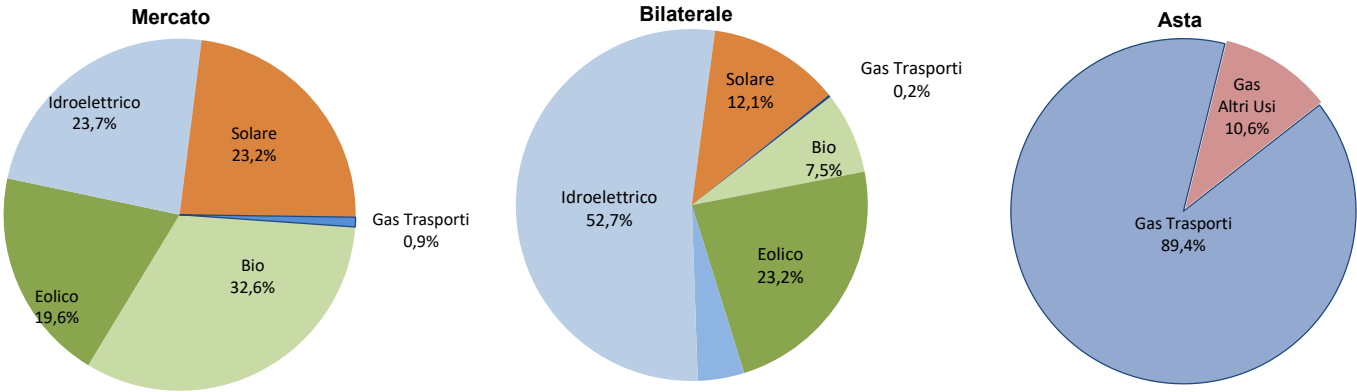
Fonte: dati GME



La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2025 evidenzia sul MGO una ripartizione piuttosto equa per ciascuna delle tipologie Idroelettrico (23,7%), Solare (23,2%), Bio (32,6%) e Eolico (19,6%), una predominanza della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (52,7%) e della tipologia Gas Trasporti nelle aste di assegnazione del GSE (89,4%).

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

Fonte: dati GME



INVESTIMENTI UPSTREAM: L'EQUILIBRIO PRECARIO TRA DECLINO E NUOVI INVESTIMENTI

Di Carola Fenicchia e Agata Gugliotta (RIE)

(continua dalla prima)

Attualmente, il tasso di declino osservato per i giacimenti petroliferi convenzionali è in media del 5,6%¹, in aumento rispetto al 4,5% di inizio anni 1990; quello del gas naturale convenzionale, invece, è del 6,8% (rispetto al 6% di 35 anni fa). Ciò è ascrivibile a un insieme di mutamenti avvenuti nel mercato, tra cui:

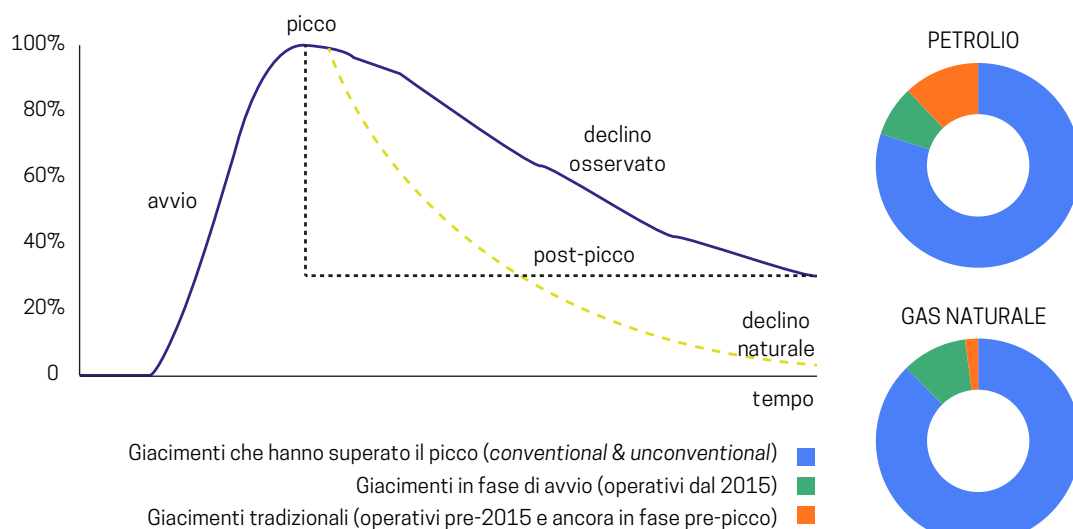
- 1) l'aumento della produzione globale: negli ultimi 15 anni, +20% per il petrolio e +30% per il gas, da cui discende la necessità di monitorare un numero superiore di giacimenti operativi (oggi circa 15.000);
- 2) la crescita di volumi provenienti da giacimenti unconventional (23% della produzione petrolifera globale nel 2024, dato che si confronta con il 2% del 2010), caratterizzati da tempi di esaurimento molto più brevi dei giacimenti convenzionali, dunque tassi di declino più elevati;
- 3) la crescita dei giacimenti offshore, che scontano una elevata complessità operativa, e di conseguenza una più alta esposizione a rischi finanziari e tecnici; sono caratterizzati da progetti di sviluppo ottimizzati per avere un ritorno più rapido sull'investimento e presentano un tasso di declino molto più

alto rispetto ai giacimenti onshore;

4) più dei tre quarti dei giacimenti petroliferi oggi in produzione hanno superato il loro picco produttivo (Fig. 1).

A questi fattori ne va aggiunto un altro, non meno importante: il calo degli investimenti upstream Oil&Gas, ovvero quelli per esplorazione, sviluppo di nuovi progetti e mantenimento della produzione nei campi esistenti, che – dopo essersi attestati a 870 miliardi di dollari nel 2015 - si sono contratti fino a circa 570 miliardi di dollari nel 2025. Un calo del 34% in dieci anni e una riduzione rispetto al 2024 (-4%), la prima dal 2020 principalmente in ragione del taglio della spesa nel comparto petrolifero (-6%). La decrescita restituisce un segnale di incertezza che preoccupa il mercato, tanto più perché il 90% dei citati 570 miliardi è rivolto a mantenere i livelli produttivi attuali, mentre solo un 10% è diretto a progetti che espandono l'offerta. Il combinato disposto di un declino dell'output produttivo dei giacimenti esistenti, di scarsi investimenti in nuova capacità produttiva e di una domanda prevista costante anche nel lungo periodo² o addirittura in crescita, rischia di generare una situazione di tensione nei mercati.

Figura 1. Fasi di sviluppo e stato attuale dei giacimenti produttivi oil & gas, 2024



La maggior parte dei volumi di gas e petrolio si estrae oggi da giacimenti che hanno superato il loro picco produttivo

Fonte: elaborazioni Rie su AIE, [The Implications of Oil and Gas Field Decline Rates](#), 2025.

Da qui la necessità di aggiungere almeno altri 45 milioni di barili al giorno e 2.000 mld di mc di gas da nuovi progetti e destinarvi una parte della spesa upstream, tenendo conto di un tempo medio di circa 20 anni tra il rilascio di una nuova licenza di esplorazione e l'avvio della produzione. Questa considerazione potrebbe sembrare in contrasto con le indicazioni della stessa Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) contenute negli scenari più ambiziosi, in cui la domanda futura di fonti fossili si riduce a livelli tali da non necessitare di ulteriori investimenti upstream, come il Net zero by 2050 del 2021. In realtà, non trattandosi di previsioni ma di modelli, cioè di proiezioni su cosa potrebbe accadere al realizzarsi di determinate condizioni, «l'altalena tra scenario normativo (ciò che dovrebbe essere) e scenario positivo (ciò che è) consente all'AIE una plasticità di posizione che, oggi, lascia aperte tutte le opzioni»³. Anche perché, vale la pena ricordarlo, la stessa Agenzia nello scenario Current Policies considera la domanda petrolifera al 2050 in crescita del 10-15% rispetto ad oggi e quella di gas in aumento di un 30%. La rilevanza che l'AIE assegna oggi agli investimenti upstream è riscontrabile anche nell'esercizio astratto e teorico che l'Agenzia ha condotto, stimando quali potrebbero essere gli effetti di uno stop degli investimenti upstream a partire dal 2026. Quel che emerge è che, in assenza di nuove spese upstream, il tasso di declino naturale dei giacimenti petroliferi salirebbe all'8% l'anno, il che significa una minor disponibilità di circa 5,5 mil. bbl/g, pari alla produzione cumulata di Cina e Nigeria nel 2024. Quello del gas si attesterebbe al 9% (circa 270 mld di mc di gas mancanti). Una simile evenienza colpirebbe in primis le produzioni statunitense ed europea, in cui sono collocati i giacimenti con i più alti tassi di declino naturale (unconventional e offshore), e riporterebbe ad una maggior dipendenza dall'offerta proveniente dalle aree mediorientale e russa, con rischi geopolitici sulla sicurezza degli approvvigionamenti per Stati Uniti ed Europa. Pur trattandosi di un'ipotesi poco verosimile, poiché per gli operatori non è mai conveniente abbandonare al declino naturale i giacimenti attivi data l'esistenza di tecniche di recupero che consentirebbero di offrire barili oltre il picco, questa stima è utile per capire l'importanza degli investimenti in questo settore.

Si investe di meno in nuova capacità esplorativa

Risulta quindi chiara l'indicazione dell'AIE: per soddisfare la richiesta di energia, l'offerta deve stare al passo e per farlo serve uno slancio in avanti da parte degli operatori e l'allocatione di maggiori capitali, soprattutto per sostenere nuove attività esplorative. Tuttavia, la disamina delle dinamiche attuali, ci restituisce la fotografia di un settore che arranca. Ad oggi, la spesa destinata esclusivamente alla fase di esplorazione si attesta sui 50-60 mld di dollari, la metà rispetto al picco di circa 115 miliardi di dollari del 2013. Il che si è tradotto in una netta contrazione dei volumi O&G scoperti. Per Rystad Energy questi ultimi sono passati da un valore medio di 20 mld di barili di petrolio equivalente (mld boe) all'anno nel 2010

a circa 5,5 mld boe nel 2025. Un calo che riflette il combinarsi di più fattori: 1) una riduzione dei prezzi delle commodities, in primis quella del petrolio che ha disincentivato gli investimenti; 2) un contestuale aumento dei costi di estrazione nonché dei materiali utilizzati durante le fasi esplorative; 3) pressioni esterne: politiche climatiche sempre più stringenti, rigidi controlli sugli investitori, necessità di garantire i rendimenti e maggiore disciplina interna derivante da passati cicli di sovra-investimenti; 4) cambiamento strategico delle imprese, siano esse major o National Oil Company (NOC), che stanno concentrando in modo selettivo la loro attenzione su particolari asset. In particolare, in riferimento a quest'ultimo aspetto, tra le commodities vi è una tendenza a prediligere il gas rispetto al petrolio, per via della rilevanza che il gas sta assumendo nella sua forma liquefatta volta a soddisfare una domanda globale in crescita e a contribuire alla sostituzione del gas russo in Europa. Tra gli asset, si preferisce spendere per incrementare la produzione (o rallentare il declino) nei giacimenti esistenti che presentano i rendimenti più rapidi e con meno rischi. Laddove, invece, si opta per fare nuove scoperte per le compagnie è preferibile circoscrivere l'azione: o su esplorazioni di prossimità (near-field exploration), ovvero condotte in aree vicine a giacimenti che sono già in produzione o che sono stati già scoperti, o su un ridotto numero di bacini ad alto potenziale che hanno cambiato la geografia esplorativa. Si tratta principalmente del bacino lungo il margine sudatlantico, al largo di Guyana e Suriname; del bacino di Santos, al largo del Brasile; del bacino di Orange al largo della Namibia.

Quali sono i bacini esplorativi più promettenti?

Guyana. Terzo Paese più piccolo del Sud America, la Guyana è una nazione trasformata che ha conosciuto un boom petrolifero. Nonostante le prime attività di estrazione di petrolio e gas risalgano alla fine del XX secolo, è del 2015 la prima scoperta epocale. Quell'anno, ExxonMobil (operatore), Hess Corporation e CNOOC Limited hanno scoperto, nell'offshore a circa 190 km dalla costa, il giacimento Liza nel blocco Stabroek e negli anni a venire sono stati rinvenuti altri pozzi promettenti che hanno rafforzato la posizione della Guyana come interessante new player petrolifero. Dal 2015, in particolare, sono stati approvati sette progetti di sviluppo su larga scala nel Blocco Stabroek, l'ultimo dei quali nel settembre 2025⁴. Il potenziale è enorme e le stime più recenti indicano la presenza di 11 mld di barili di riserve petrolifere, un volume superiore a quello di produttori come la Norvegia (6 mld bbl) e che la colloca tra i primi venti detentori al mondo⁵. Quanto alla produzione di petrolio, partita da zero nel 2019 (a soli quattro anni dalla prima scoperta), oggi si attesta nell'intorno dei 900.000 bbl/g e si stima il superamento di un livello pari a 1,3 mil. bbl/g entro il 2027 e a 1,7 milioni entro il 2030. I ricavi petroliferi complessivi del Paese, derivanti dalle vendite di petrolio e dalle royalty, superano gli 8 miliardi di dollari⁶, una cifra considerevole per un paese di circa 800.000 abitanti, facendo della Guyana il più giovane petrostat al mondo.

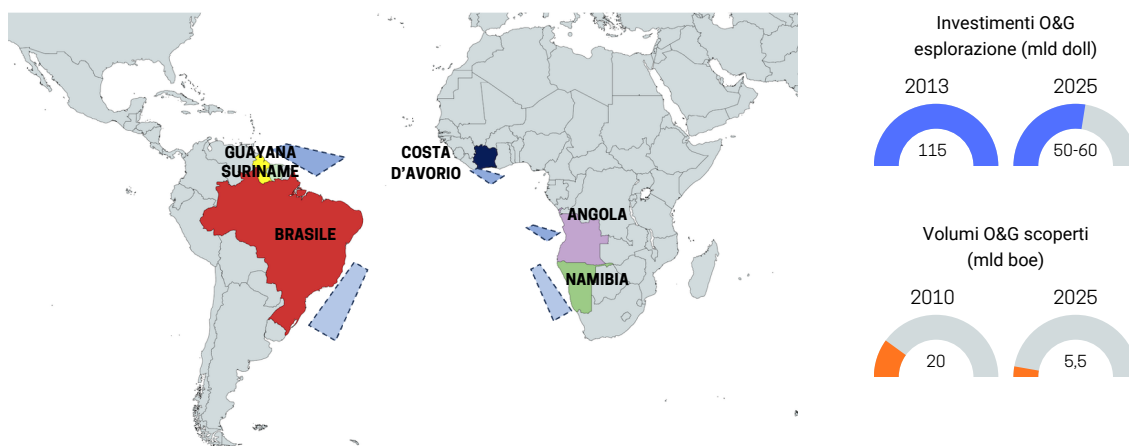
Suriname. Il successo della Guyana aveva fatto presagire la presenza di altre risorse di idrocarburi lungo tutto il margine equatoriale: una proiezione di fatto confermata dagli eventi. Nel gennaio del 2020 nelle acque territoriali del Suriname, TotalEnergies e APA Corporation hanno effettuato un'importante scoperta di petrolio nel Blocco 58, nel pozzo di Maka Central-1 che, perforato fino a 6.300 metri di profondità, ha fatto rinvenire petrolio e condensati. Alla scoperta ne sarebbero seguite altre quattro nel medesimo blocco. La speranza iniziale del governo era di avviare la produzione di petrolio entro il 2025, data però ritenuta irrealistica dagli stessi investitori, sia in ragione delle tempistiche necessarie per passare dalla fase di scoperta a quella di produzione, sia per il prudente atteggiamento di Total che ha annunciato la decisione finale di investimento da 10,5 mld di euro per lo sviluppo del giacimento GranMorgu solo nel 2024, dopo aver ben valutato i risultati contrastanti delle trivellazioni e delle indagini sismiche. Se la fase di sviluppo procederà nei tempi e nei modi previsti, si attenderà per il 2028 la prima produzione, per un volume a regime stimato in 220.000 bbl/g di petrolio. Negli ultimi anni⁷, altre attività esplorative hanno riguardato i blocchi adiacenti al 58 e varie scoperte sono state effettuate dalle aziende coinvolte nell'area, compresi giacimenti a gas di cui si stima una prima commercializzazione intorno al 2030. Il ritmo delle perforazioni esplorative in Suriname, però, rimane più lento rispetto all'intensa attività registrata nella vicina Guyana, anche se il completamento con successo di questi pozzi potrebbe aumentare la base di risorse del Paese e offrirgli l'opportunità di rilanciare l'economia dello Stato.

Brasile. La scoperta dei giacimenti pre-salt nel 2006 rappresenta una delle più grandi sfide ingegneristiche nella storia dell'industria petrolifera moderna. Per la prima volta, infatti, sono stati rinvenuti idrocarburi sotto uno strato di sale che può raggiungere i 2.000 metri di spessore, a profondità marine che superano i 7.000 metri. Per poterli riportare in superficie sono state messe a punto nuove tecnologie di perforazione in acque ultra-profonde (ultra-deepwater). Dalla scoperta del giacimento di Tupi (ora Lula) nel

bacino di Santos, sebbene con fasi alterne di sviluppo e di stallo, lo sfruttamento di queste risorse è costantemente aumentato e oggi il 75% della produzione petrolifera brasiliana è pre-salt. In visione prospettica, l'ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) prevede un ulteriore balzo in avanti, stimando tra il 2026 e il 2033 investimenti per 1,2 miliardi di dollari nell'esplorazione di petrolio e gas, di cui il 96% destinato ai bacini offshore, consolidando la rilevanza strategica della costa brasiliana.

Namibia. Spostandoci dall'altra parte dell'Oceano Atlantico, la Namibia è stata definita come la «most exciting exploration frontier». Dal 2022, il paese africano è teatro di diverse e rilevanti scoperte nelle acque profonde del Bacino di Orange. Due giacimenti rinvenuti sono stati dichiarati giganti, Molpane e Venus, per la portata delle risorse stimate, rispettivamente, fino a 10 e 5 mld di barili di petrolio. Ad oggi, tuttavia, non è stata ancora avviata la produzione di nessun giacimento e le previsioni indicano che occorrerà attendere almeno il 2030. La principale sfida non risiede tanto nei volumi stimati, quanto nella producibilità commerciale, resa complicata dal problema della reiniezione del gas associato a costi ragionevoli; questo in ragione del fatto che, per la prima volta nella storia, dovrebbe essere eseguita fino a 3.000 metri di profondità (oggi la piattaforma di perforazione più profonda è la Perdido Spar nel Golfo del Messico, a 2.450 metri). Merita anche rilevare che, oltre all'offshore, si iniziano a intravedere le prime potenzialità anche nell'onshore, dove a fine 2025 ReconAfrica (70%) con BW Energy (20%) e NAMCOR (10%) hanno rinvenuto petrolio nel giacimento sulla terraferma di Kavango West 1X, tra l'altro all'interno del Damara fold belt, uno strato molto antico e profondo di rocce ripiegate. Queste vantaggiose campagne di esplorazione sono state rese possibili non solo grazie al know-how delle compagnie coinvolte, ma anche dall'innovazione tecnologica che, puntando su attività di imaging sotterraneo, tecnologie digitali e utilizzo di infrastrutture a basse emissioni di carbonio, sono riuscite a bilanciare rischio e rendimento.

Figura 2. Principali bacini esplorativi ad alto potenziale



Le major e le NOC stanno concentrando le loro attività esplorative su un ridotto numero di bacini ad alto potenziale

Fonte: Elaborazioni Rie su dati stampa specialistica e Rystad Energy

Ai bacini di cui sopra, si aggiunge per rilevanza in termini di scoperte O&G, anche la Costa d'Avorio, da alcuni anni già protagonista di diverse attività esplorative di successo. Qui, a febbraio 2026, Eni ha annunciato la scoperta di Calao South nel Blocco CI-501 nell'offshore ivoriano, le cui stime preliminari indicano la presenza di 1,4 mld boe fra gas e condensati⁸. È la seconda scoperta più grande del Paese dopo il giacimento Baleine, ubicato sempre in mare aperto e rinvenuto dal Cane a sei zampe nel 2021, a 20 anni dall'ultima scoperta commerciale nel Paese e già in produzione dal 2023⁹. Anche l'Angola sta mostrando, negli ultimi anni, un certo dinamismo esplorativo, benché, a differenza degli altri paesi, abbia una storia petrolifera e gasifera ultradecennale. Obiettivo principale del Paese è quello di rilanciare il settore degli idrocarburi, grazie a nuovi ritrovamenti e all'avvio di progetti strategici (Agogo e Ndungu)¹⁰, volti a contrastare il declino naturale della produzione nazionale. Nel 2025 Azure Energy, jv tra Eni e BP, (35%) in associazione con Equinor (30%), Sonangol E&P (25%) e la società privata angolana Acrep SA (10%), ha rinvenuto nel pozzo Gajajeira-01 gas e roccia contenente condensato; le stime preliminari suggeriscono che i volumi di gas potrebbero superare 1 trilione di piedi cubi e fino a 100 milioni di barili di condensato associato. Si tratta del primo pozzo dedicato all'esplorazione di gas nel Paese, che finora aveva trovato prevalentemente gas associato al petrolio. A febbraio 2026, Azure Energy ha confermato una scoperta nel pozzo Algaita-01 che, data la vicinanza a infrastrutture esistenti, potrebbe avere sviluppo accelerato. Infine, nonostante la «maturità del Mare del Nord», operatori come

Equinor e Vår Energi continuano a trovare depositi «satellite» vicino a infrastrutture esistenti, garantendo una produzione a basso costo e facendo della Norvegia un fornitore affidabile e costante. In quest'area, il 2025 è stato il secondo miglior anno in materia di esplorazione, superato solo dal 2021. Sono state effettuate 21 nuove scoperte, 11 delle quali nel Mare del Nord, 5 nel Mare di Norvegia e 5 nel Mare di Barents¹¹. Tuttavia, secondo il Norwegian Offshore Directorate (NOD), tra il 2026 e il 2030, si assisterà a un graduale calo del livello degli investimenti, dovuto al completamento dei progetti di sviluppo attualmente in corso e alla contestuale assenza di nuovi progetti ad essi sostitutivi¹².

Conclusioni

L'analisi del panorama energetico attuale evidenzia una divergenza critica tra futura domanda e realtà operativa dell'offerta di idrocarburi. Sebbene gli scenari più ambiziosi ipotizzino un futuro a basse emissioni, non è da escludere una traiettoria ancora di crescita per le fonti fossili. Da qui, la necessità di garantire la stabilità del mercato e la sicurezza degli approvvigionamenti. Per farlo, occorre confrontarsi con le principali sfide strutturali che coinvolgono il comparto upstream: l'accelerazione dei tassi di declino dei giacimenti, che rendono necessari un monitoraggio costante e investimenti continui solo per mantenere i livelli produttivi esistenti; la contrazione della spesa esplorativa su scala globale e la selettività degli investimenti; una nuova geografia delle scoperte con le attività concentrate in bacini ad alto potenziale.

¹ Stima AIE del tasso medio annuo di declino medio globale rispetto alla produzione cumulativa di ciascun giacimento. Cfr. AIE, [The Implications of Oil and Gas Field Decline Rates](#), 16 settembre 2025;

² Si rimanda al confronto tra i principali scenari energetici di Yuqi Zhu, Daniel Raimi, Emily Joiner, Brandon Holme, Brian C. Prest, Scenari a confronto 2030 e 2050, pubblicato su ENERGIA 3.25, pp. 34-41, di cui una sintesi è disponibile su [RivistaEnergia.it](#);

³ Di Giulio E., [L'altalena tra Net Zero e nuovi investimenti petrolio e gas](#), RivistaEnergia.it, 26 settembre 2025;

⁴ ExxonMobil, [ExxonMobil Guyana expands capacity with seventh offshore development](#), 22 settembre 2025. Si tratta del progetto Hammerhead che con una capacità prevista di 150.000 bbl/g dovrebbe entrare in produzione nel 2029;

⁵ Council of foreign relations, [How Guyana's Oil Boom Will Reshape Energy Security](#), 11 febbraio 2026;

⁶ Brazil Energy Insight, [Guyana's oil revenues surpassed \\$8 billion in fourth quarter](#), 29 dicembre 2025;

⁷ Rystad Energy, [Gran Morgu FID holds promise for Suriname's deepwater ambitions](#), 24 ottobre 2024;

⁸ Eni, [Eni annuncia una scoperta in Costa d'Avorio nel grande complesso di canale di Calao con il pozzo offshore Murene South-1X nel Blocco CI-501](#), 16 febbraio 2026;

⁹ Con una produzione complessiva tra Fase 1 e 2 di oltre 62.000 barili di petrolio e più di 75 milioni di piedi cubi di gas al giorno, destinata a salire fino a 150.000 barili di petrolio e 200 milioni di piedi cubi al giorno con l'avvio della Fase 3, il progetto Baleine rappresenta un pilastro fondamentale per soddisfare la domanda energetica interna;

¹⁰ Eni ha avviato la produzione del campo Ndungu nell'area occidentale del Blocco 15/06, nell'offshore dell'Angola ([comunicato stampa Eni, 20 febbraio 2026](#)). Il progetto comprende sette pozzi di produzione e quattro pozzi di iniezione, che dovrebbero raggiungere un picco produttivo di 60.000 barili al giorno di petrolio. Il progetto sarà integrato al progetto Agogo Integrated West Hub (IWH) attraverso diverse fasi, prima tramite la FPSO N'goma e successivamente tramite la FPSO Agogo, per garantire la produzione sostenibile a lungo termine del Blocco 15/06 e contribuire alla produzione nazionale dell'Angola, in linea con gli obiettivi strategici del Paese in ambito petrolifero. Una volta combinati, si prevede che i progetti (Agogo e Ndungu) raggiungeranno un picco produttivo di petrolio greggio di circa 175.000 barili al giorno;

¹¹ Norwegian Petroleum, [Exploration Activity](#), 3 marzo 2026;

¹² Offshore Energy, [Norway marks its second-best oil & gas exploration year in decade](#), 8 gennaio 2026.

Novità normative di settore

a cura del GME

ENERGETICO

Decreto-Legge n. 21 del 20 febbraio 2026 recante “Misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico” | pubblicato il 20 febbraio 2026 | Download <https://www.gazzettaufficiale.it/>

Con il Decreto-Legge 20 febbraio 2026, n. 21 - pubblicato nella Gazzetta Ufficiale del 21 febbraio 2026 (c.d. “DL Bollette”) - l'esecutivo introduce specifiche misure per il settore energetico con l'obiettivo di favorire le famiglie, la competitività delle imprese e la decarbonizzazione delle industrie. Il provvedimento reca, inoltre, disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico. Con specifico riguardo alle attività riconducibili al Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME), tra le principali norme del provvedimento si segnala quanto disciplinato dall'articolo 4, che prevede l'adeguamento della Bacheca PPA¹ al fine di favorire la contrattazione a lungo termine di energia elettrica da fonti rinnovabili (c.d. Power Purchase Agreements - PPA) da parte delle imprese, ivi comprese le PMI; detto articolo, in particolare, prevede l'introduzione nella Bacheca di “apposite sezioni dedicate” volte a promuovere, lato domanda, la stipula di contratti PPA di durata non inferiore a tre anni e, lato offerta, la contrattualizzazione a lungo termine dell'energia elettrica non già oggetto di ulteriori meccanismi di supporto per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Assume particolare rilievo, inoltre, anche quanto previsto dall'articolo 10, comma 1, il quale contiene disposizioni volte a promuovere la concorrenza nel mercato nazionale all'ingrosso del gas naturale e a garantirne la piena integrazione nel mercato interno europeo, anche mediante la compensazione degli effetti sui prezzi del gas in Italia derivanti dal cumulo dei costi di trasporto per l'importazione dal Nord Europa. A tal fine, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) è chiamata a introdurre un servizio di liquidità che prevede, inter alia, l'obbligo per gli operatori selezionati di formulare offerte di vendita sui mercati spot del gas naturale, nell'ambito di apposite sessioni d'asta, per quantitativi giornalieri predeterminati. Il DL Bollette, entrato in vigore in

data 21 febbraio u.s., è attualmente all'esame del Parlamento per l'iter conversione in legge, da completarsi entro sessanta giorni dalla data sopra indicata.

MERCATO ELETTRICO

ACER Decision No 02/2026 | “ACER Decision on the Nominated Electricity Market Operators proposal for the harmonised maximum and minimum clearing price methodology for the single day-ahead coupling” | pubblicata in data 5 febbraio 2026 | Download <https://www.acer.europa.eu/>

ACER Decision No 03/2026 | “ACER Decision on the on the Nominated Electricity Market Operators proposal for the harmonised maximum and minimum clearing price methodology for the single intraday coupling” | pubblicata in data 5 febbraio 2026 | Download <https://www.acer.europa.eu/>

Con le Decisioni n.02/2026 e n.03/2026, l'Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori Nazionali dell'Energia (nel seguito: ACER), facendo seguito alle proposte di modifica trasmesse dai NEMO europei in data 4 agosto 2025, ha approvato gli emendamenti alle Metodologie per la definizione e le modalità di adeguamento dei limiti di prezzo con riferimento, rispettivamente, alle negoziazioni nel Single Day-Ahead Coupling (SDAC) e nel Single Intra Day Coupling (SIDC) europei. In sintesi, le modifiche approvate da ACER sono volte, inter alia, a dettagliare ulteriormente le modalità di applicazione del meccanismo di adeguamento automatico dei limiti di prezzo sui mercati europei che, come noto, si attiva al raggiungimento di determinati livelli di criticità dei prezzi di equilibrio. Le modifiche introdotte prevedono che in caso di disaccoppiamento parziale (c.d. partial decoupling) all'interno di una zona di offerta in cui operano contestualmente più NEMO (i.e. MNA area), qualora non tutti i NEMO ivi operativi risultino disaccoppiati, la medesima zona di offerta dovrà continuare a partecipare ai meccanismi di market coupling, sebbene potenzialmente caratterizzata da una situazione di scarsa o ridotta liquidità. Al riguardo, le nuove Metodologie precisano altresì che, al ricorrere di tale circostanza, il meccanismo di adeguamento automatico dei limiti di prezzo sui mercati non deve essere applicato.

Delibera 26 febbraio 2026 51/2026/R/eel | “Verifica di conformità regolatoria delle proposte di modifica al Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete funzionali all’avvio dell’approvvigionamento a mercato della Frequency Containment Reserve” | pubblicata in data 27 febbraio 2026 | Download <https://www.arera.it/>

Con il provvedimento in oggetto, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) ha verificato la conformità alle disposizioni di cui al TIDE² della proposta di aggiornamento del Codice di Rete presentata da Terna S.p.A., finalizzata all'introduzione delle procedure di approvvigionamento a mercato della Frequency Containment Reserve (FCR). Al riguardo, si ricorda che il TIDE prevede il superamento progressivo dell'attuale approvvigionamento gratuito delle bande minime obbligatorie di FCR³ con il graduale passaggio, secondo un'articolazione per fasi, ad un sistema di approvvigionamento della FCR tramite procedure di mercato. Con comunicazione del 27 gennaio 2026, Terna aveva già segnalato all'Autorità l'esigenza di posticipare l'avvio del nuovo meccanismo di approvvigionamento della FCR tramite procedure di mercato. Con successiva comunicazione del 6 febbraio 2026, Terna ha inoltre trasmesso le proposte di aggiornamento al Codice di Rete, volte a recepire le modifiche funzionali all'operatività delle procedure di mercato per la FCR. Con la delibera in oggetto l'ARERA, nel valutare le suddette proposte, ha evidenziato che le modalità prospettate da Terna per la determinazione delle capacità di immissione e prelievo non risultano pienamente coerenti con quanto disposto dal TIDE, il quale prevede che tali capacità siano costantemente aggiornate al netto dell'intera banda complessivamente asservita alla FCR, tenendo pertanto conto sia della quantità resa disponibile su base obbligatoria sia di quella fornita tramite procedure di mercato. L'impostazione del TIDE risponde, infatti, a criteri di efficienza e trasparenza, in quanto è finalizzata a rendere disponibili, ai fini delle negoziazioni sui mercati dell'energia, tutti i margini delle unità effettivamente non riservati al servizio di regolazione della FCR. In considerazione di tali valutazioni, l'ARERA ha pertanto, inter alia:

- disposto che Terna adegui le proposte di modifica al Codice di Rete, assicurandone la piena conformità alle disposizioni dettate dal TIDE;
- previsto che le proposte di modifica, come adeguate, siano sottoposte all'Autorità entro il 30 aprile 2026, in modo da poterne verificare la conformità regolatoria entro il 3 giugno 2026, nuova data fissata per l'avvio della fase sperimentale

per l'approvvigionamento a mercato della FCR;

- stabilito che la fase sperimentale prosegua fino al 30 novembre 2026, con obbligo di rendicontazione mensile da parte di Terna all'Autorità degli esiti ottenuti;
- rinviato ad un successivo provvedimento la definizione delle fasi successive alla sperimentazione, ivi inclusa la progressiva riduzione graduale delle bande obbligatorie e la collocazione temporale delle sessioni di mercato per l'approvvigionamento della FCR, sì da poter effettuare ulteriori valutazioni sulla base degli esiti della sperimentazione stessa. Al riguardo, si segnala che l'Autorità ha ritenuto opportuno posticipare il termine di avvio della fase sperimentale, anche al fine di assicurare a Terna e al GME un tempo congruo per adeguare i flussi informativi necessari a consentire l'aggiornamento delle capacità d'immissione e di prelievo delle unità in esito allo svolgimento delle procedure di approvvigionamento a pronti della FCR.

MLF

Delibera 03 febbraio 2026 13/2026/R/eel | “Estensione per il periodo marzo-maggio 2026 del progetto pilota per l’approvvigionamento di servizi ancillari locali, proposto dalla società Unareti S.p.A.” | pubblicata in data 4 febbraio 2026 | Download <https://www.arera.it/>

Con deliberazione 13/2026/R/eel del 3 febbraio 2026, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o l'Autorità) ha approvato la proposta di estensione del progetto pilota MiNDFlex - come trasmessa da Unareti S.p.A. all'Autorità con lettera del 15 gennaio 2026 - limitatamente alla prima fase (marzo-maggio 2026). Al riguardo, si evidenzia che il progetto MiNDFlex, avviato nel 2024, prevede la selezione delle risorse per i servizi ancillari locali per il tramite della piattaforma Mercato Locale per la Flessibilità (di seguito: MLF), predisposta e organizzata dal GME. Tale progetto pilota è stato originariamente approvato con deliberazione 117/2024/R/eel⁴ per l'anno 2024 e successivamente esteso all'anno 2025 con la deliberazione 197/2025/R/eel. Con riferimento alla proposta di estensione al 2026, formulata da Unareti, la stessa si articola in due fasi:

- la prima fase (marzo-maggio 2026) prevede l'applicazione dello Schema di Regolamento già approvato per il 2025 con deliberazione 197/2025/R/eel e pubblicato sul sito internet della società. In tale periodo, la sperimentazione resta limitata alle aree di Milano e Rozzano, con la possibilità di rideterminare fabbisogni e budget;
- la seconda fase (giugno-dicembre 2026) prevede l'adozione

di un nuovo Schema di Regolamento, da definire all'esito di una consultazione pubblica che Unareti intende svolgere nel primo trimestre del 2026. In questa fase è prevista l'estensione del perimetro geografico alle province di Brescia e Cremona, nonché la sperimentazione di nuove soluzioni tecnologiche e l'introduzione di ulteriori servizi di rete, inclusi i servizi di controllo della tensione e della potenza reattiva. Con la deliberazione in oggetto, l'ARERA, ha quindi approvato, come anzidetto, l'estensione del progetto limitatamente alla

prima fase, in quanto sviluppata in sostanziale continuità con l'annualità precedente, prevedendo tuttavia una revisione in diminuzione dei fabbisogni attesi e dei valori massimi della base d'asta. Pertanto, nell'ambito della fase approvata, Unareti potrà modificare i prezzi posti a base d'asta per la selezione a termine delle risorse e per la remunerazione dei servizi a salire e a scendere, nonché incrementare, entro i limiti e secondo le modalità stabiliti dall'Autorità, il fabbisogno richiesto e le ore di disponibilità delle risorse di flessibilità.

¹ La Bacheca PPA è organizzata e gestita dal GME ai sensi dell'articolo 28, comma 1 del D.lgs. 8 novembre 2021 n. 199;

² Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico, Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel e ss.mm.ii;

³ Applicate agli impianti programmabili di taglia pari o superiore a 10 MW;

⁴ Cfr. Newsletter n. 181 maggio 2024.

Gli appuntamenti

16-18 marzo

International Conference on Key Engineering Materials

Evento online e in presenza

Barcellona, Spagna

Organizzato da Catalan Institute of Nanotechnology

<https://ickem.org/>

16-18 marzo

International Conference on Sustainable Energy, Environment & Chemical Engineering

Milano, Italia

Organizzato da Universal Researchers in Environmental and Biological Engineering

<https://urebe.urst.org/>

17 marzo

Top Utility XIV edizione: Cambiare per crescere

Milano, Italia

Organizzato da Althesys

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

18 marzo

Valore acqua

Roma, Italia

Organizzato da TEHA

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

19 marzo

Fonti Alternative & Green Transition

Milano, Italia

Organizzato da RcsAcademy

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

20 marzo

I 70 anni del CESI

Milano, Italia

Organizzato da Cesi

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

24 marzo

IV Assemblea Nazionale di ARTE

Roma, Italia

Organizzato da ARTE

<https://arte-energia.net/>

24 marzo

La degradazione del suolo: una minaccia alla sicurezza alimentare e ambientale

Firenze, Italia

Organizzato da Accademia dei Georgofili

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

24-25 marzo

International Conference on Sustainable Energy Education

Utrecht, Paesi Bassi

Organizzato da Seed

<https://www.seedconference2026.eu/>

24-26 marzo

Smart Grid Technical Forum

Parigi, Francia

Organizzato da Smart Grid Forums FZ-LLC

<http://www.smartgrid-forums.com/sgt>

24-25 marzo

International Conference on Sustainable Energy Education

Utrecht, Paesi Bassi

Organizzato da SEED

<https://www.seedconference2026.eu/>

24-27 marzo

MCE – Energy is Evolving

Milano, Italia

Organizzato da Expocomfort

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

25 marzo

Decarbonizzare il nostro futuro: aspetti energetici, economici e sociali

Milano, Italia

Organizzato da Aicarr

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

27-28 marzo

Lo Scenario dell'Economia e della Finanza 2026

Cernobbio, Italia

Organizzato da TEHA

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

27-29 marzo

International Conference on Renewable Energy Technologies

Evento online e in presenza
Shanghai, Cina
Organizzato da Tongji University
<https://www.icret.org>

29-30 marzo

International Conference on Sustainable Energy and Environmental Science

Evento online e in presenza
Riyadh, Arabia Saudita
Organizzato da Research Practice & Publication Forum
<https://forumrpp-sees-29mar-riyadh.pages.dev/>

31 marzo

Fonti alternative e sicurezza energetica

Milano, Italia
Organizzato da RCS Academy
<https://rcsacademy.corriere.it/>

7 aprile

Scenari energetici e competitività delle aziende

Milano, Italia
Organizzato da Aspen Institute Italia e Assolombarda
<https://www.aspeninstitute.it/>

10-12 aprile

International Conference on Advances on Clean Energy Research

Evento online e in presenza
Porto, Portogallo
Organizzato da Icacer
<http://www.icacer.com/>

10-12 aprile

International Conference on Energy Economics and Energy Policy

Evento online e in presenza
Porto, Portogallo
Organizzato da Iceeep
<https://www.iceeep.com/>

13-15 aprile

Global Power Markets Conference

Las Vegas, Usa
Organizzato da S&P Global Energy
<https://www.spglobal.com/>

14 aprile

Transizione Energetica e Industria del Nucleare

Evento online e in presenza
Milano, Italia
Organizzato da 24OreEventi
<https://24oreventi.ilsole24ore.com/>

14-15 aprile

World Environmental Social & Governance Summit Awards

Dubai, UAE
Organizzato da Gulf Xellence
<https://worldesgsummit.com/>

16 aprile

Powering Data Center

Evento online
Organizzato da 24OreEventi
<https://24oreventi.ilsole24ore.com/>

17-18 aprile

Green Energy Day 2026

Diverse località, Italia
Organizzato da Coordinamento Free
<https://www.greenenergyday.it/>

20-22 aprile

World Congress on Green Chemical Engineering, Energy & Environmental Sustainability

Barcellona, Spagna
Organizzato da Engineering and Technology Research Group
<https://etrg.org/>

21-23 aprile

Wind Europe Annual Event

Madrid, Spagna
Organizzato da Wind Europe
<https://windeurope.org/>

22-24 aprile

Engineering Procurement Construction Project Management Forum Oil and Energy

Berlino, Germania
Organizzato da Primo Eventi
<https://www.engineering-procurement-construction.com/>

29 aprile

Gli esperti in Gestione dell'Energia tra presente e futuro, tra obblighi ed opportunità

Rimini, Italia
Organizzato da Fire
<https://fire-italia.org/>

29-30 aprile

Solar & Energy Storage Summit 2026

Denver, Usa

Organizzato da Wood Mackenzie

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

12-13 maggio

REbuild 2026. Housing Remix

Riva del Garda, Italia

Organizzato da RE+Build e Riva del Garda Fierecongressi

<https://rebuilditalia.it/>

12-14 maggio

Energy Mediterranean Exhibition & Congress

Bologna, Italia

Organizzato da DMG Events

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

14-16 maggio

ZeroEmission Mediterranean

Roma, Italia

Organizzato da A151 e Fiera di Roma

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

19-21 maggio

Waste Management Europe 2026

Bologna, Italia

Organizzato da Watargas

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

20-22 maggio

Euro-MED BauNOW

Roma, Italia

Organizzato da Kyoto Club

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

23 maggio

La nuova età nucleare. Rischi e opportunità

Trento, Italia

Organizzato da Aspen Institute Italia

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

29-31 maggio

Festival dell'Energia

Lecce, Italia

Organizzato da Utopia

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

12 giugno

Fonti energetiche e competitività delle imprese: le sfide per l'Italia e l'UE

Roma, Italia

Organizzato da Aspen Institute Italia

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

17 giugno

Acqua Summit 2026

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi

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

18-19 giugno

TOP Energy 2026 – Energia & Ambiente

Peschiera del Garda, Italia

Organizzato da ExpoClima

<https://www.expoclima.net/>

23-25 giugno

Intersolar Europe 2026

Monaco, Germania

Organizzato da Intersolar

<https://www.intersolar.de/>

7 luglio

Italian Waste Economy 2026

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi

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

10 luglio

Osservatorio Permanente sull'Adozione e l'Integrazione dell'Intelligenza Artificiale (IA2)

Roma, Italia

Organizzato da Aspen Institute Italia

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

7-9 ottobre

Urban Tech 2026 – The Urban Technology Show

Bologna, Italia

Organizzato da BolognaFiere

<https://urbantech.show/>

20-22 ottobre

NetZero Milan Expo Summit 2026

Milano, Italia

Organizzato da Fiera Milano

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

3-6 novembre

Ecomondo

Rimini, Italia

Organizzato da Ecomondo

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

26-27 novembre

Accadueo

Bari, Italia

Organizzato da Accadueo

<https://www.accadueo.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.