

APPROFONDIMENTO

IA ED ENERGIA: SFIDE E OPPORTUNITÀ

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

Il mercato globale dell'intelligenza artificiale (IA) sta crescendo in modo esponenziale, trainato da progressi dei sistemi hardware, disponibilità di dati e algoritmi sempre più sofisticati, investimenti massicci da parte delle big tech. Lo sviluppo di questo settore richiederà sempre più infrastrutture informatiche potenti e continuità operativa, contribuendo in modo sostanziale alla domanda elettrica futura. L'IA non è

solo un emergente consumatore energetico ma può anche rappresentare uno strumento prezioso per ottimizzare l'uso dell'energia nei settori finali, in termini di efficienza energetica e gestione delle risorse. Quali sfide e opportunità risiedono nel suo sviluppo in termini di sostenibilità e sicurezza? Qui di seguito, approfondiamo alcuni dei principali aspetti di uno sviluppo tecnologico che sa di rivoluzione.

continua a pag.25



Monitoraggio costante ai mercati
Scarica
la GME APP

Available on the  



IG Index
GME

Nuovo indice del prezzo

IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/ SETTEMBRE 2025**

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

■ **APPROFONDIMENTO**

- IA ed energia: sfide e opportunità*
Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

■ **NOVITA' NORMATIVE**

- Pagina 29*

■ **APPUNTAMENTI**

- Pagina 32*

A cura del GME

■ Sul MGP il Pun Index GME si attesta a 109,08 €/MWh (+0,29 €/MWh su agosto), in un contesto connotato da un aumento degli acquisti (23,7 TWh, con la liquidità del mercato all'81,5%) e dell'import netto, e di un calo delle vendite rinnovabili. I volumi negoziati sul Mercato

Infragiornaliero si portano a 3,1 TWh. Sul MTE si rilevano 10 transazioni registrate a fini di clearing e prezzi di controllo stabili sul livello del mese precedente. In calo, infine, le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

PUN INDEX GME

Il Pun Index GME risulta in debole aumento a 109,08 €/MWh (+0,29 €/MWh su agosto, con minimi orari di 10 €/MWh registrati domenica 14 settembre), mentre sulle altre principali borse elettriche europee si osservano dinamiche contrastanti, con prezzi in calo in Francia e quotazioni in crescita in Germania. In uno scenario caratterizzato da un calo dei principali riferimenti

di prezzo del gas (IGI: 34,83 €/MWh, -0,90 €/MWh, il minimo da giugno 2024), la lieve variazione del prezzo italiano si registra in corrispondenza di un aumento degli acquisti e di una flessione delle vendite FER, mentre risultano in crescita le importazioni nette. In ultimo, il rapporto picco/baseload sale a 1,04 (Grafico 1 e Tabella 1).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi

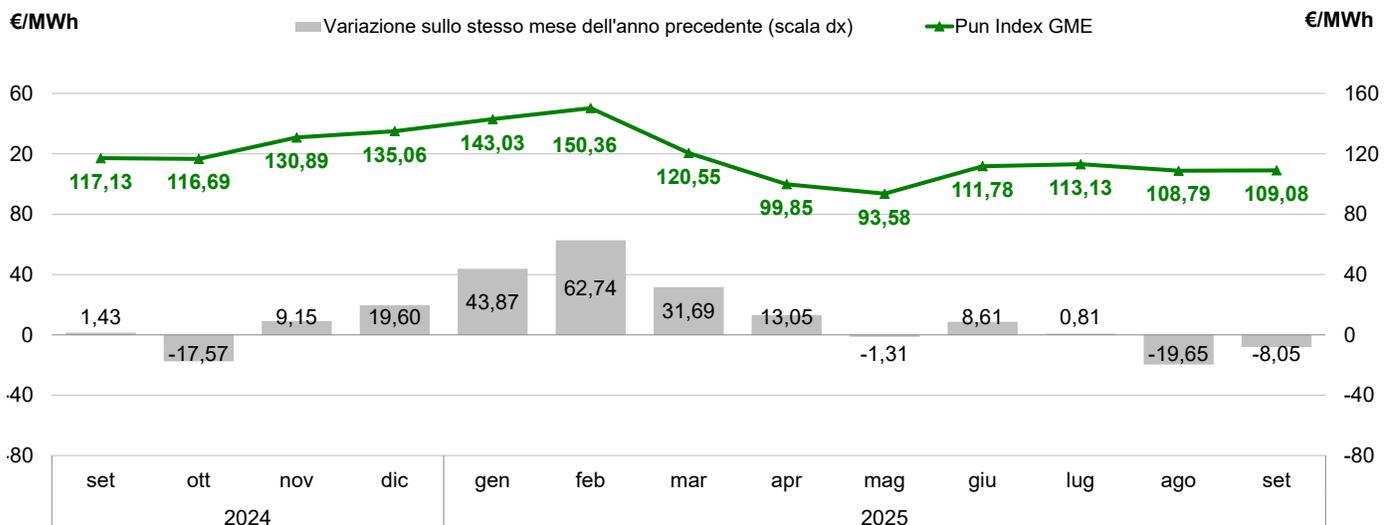
Fonte: GME

	Prezzo medio				Volumi medi orari				Liquidità	
	2025	2024	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2025	2024
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	109,08	117,13	-8,05	-6,9%	26.788	+3,0%	32.872	+0,9%	81,5%	79,9%
<i>Picco</i>	113,16	126,61	-13,46	-10,6%	31.976	+2,4%	38.645	-0,5%	82,7%	80,4%
<i>Fuori picco</i>	106,71	112,02	-5,30	-4,7%	23.784	+2,5%	29.530	+1,1%	80,5%	79,4%
<i>Minimo orario</i>	10,00	0,97			17.742		21.898		75,3%	71,0%
<i>Massimo orario</i>	180,90	217,24			35.351		41.738		89,7%	86,1%

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

Grafico 1: MGP, Pun Index GME

Fonte: GME



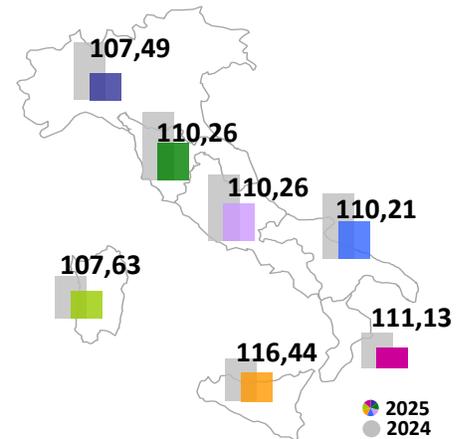
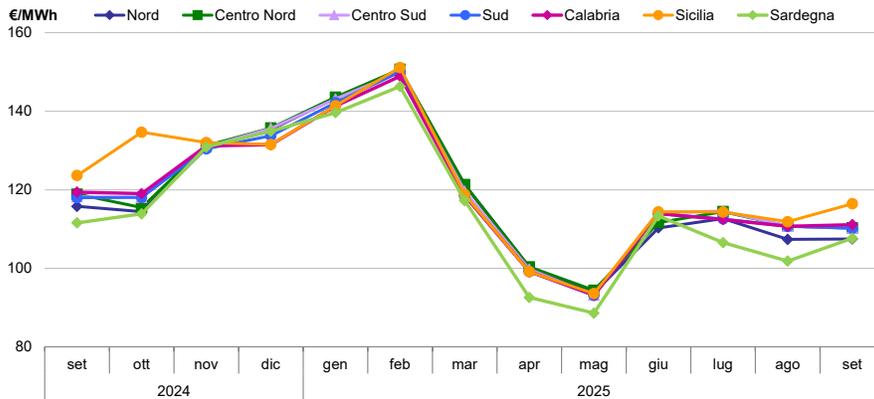
I PREZZI ZONALI

A livello zonale, anche in presenza di limitazioni sui transiti CALA-SICI e SARD-CSUD, i prezzi medi mostrano dinamiche differenziate, mantenendosi sostanzialmente

stabili sulla penisola a 107/111 €/MWh e registrando aumenti sulle isole a 108/116 €/MWh (+5/+6 €/MWh) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zonali

Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

I volumi offerti in vendita tramite blocchi calano a 6,0 TWh (-0,7 TWh su agosto), di cui 1,8 TWh accettati. In flessione anche i volumi offerti in acquisto tramite blocchi, a 5,0 GWh (-10,1 GWh) e tutti interamente accettati. Su base zonale le offerte

in vendita a blocchi risultano sempre distribuite tra Nord, Centro Sud, Sud e Calabria, mentre i volumi offerti in acquisto tramite blocchi sono ancora concentrati prevalentemente tra Centro Sud e Sud (Tabella 2).

Tabella 2: MGP, utilizzo dei prodotti

Fonte: GME

OFFERTE DI VENDITA (MWh)									
ZONE	SEMPLICI			BLOCCHI			TOTALI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
Nord	15.863.347 (-2,1%)	9.762.930 (+10,3%)	6.100.417 (-17,0%)	3.065.132 (-17,2%)	639.359 (+46,0%)	2.425.773 (-25,7%)	18.928.479 (-4,9%)	10.402.289 (+12,0%)	8.526.190 (-19,6%)
Centro Nord	1.515.683 (-3,9%)	1.223.666 (+0,4%)	292.016 (-18,6%)	-	-	-	1.515.683 (-3,9%)	1.223.666 (+0,4%)	292.016 (-18,6%)
Centro Sud	4.051.432 (-4,5%)	1.803.232 (-8,8%)	2.248.200 (-0,7%)	1.244.175 (-4,5%)	386.153 (-0,2%)	858.022 (-6,3%)	5.295.607 (-4,5%)	2.189.385 (-7,4%)	3.106.222 (-2,3%)
Sud	3.689.036 (-10,1%)	1.780.016 (-12,1%)	1.909.020 (-8,1%)	713.746 (+0,8%)	441.038 (+27,2%)	272.708 (-24,5%)	4.402.782 (-8,5%)	2.221.054 (-6,3%)	2.181.728 (-10,5%)
Calabria	1.574.353 (-20,9%)	943.985 (-13,5%)	630.367 (-30,0%)	1.019.622 (+28,5%)	311.766 (-4,5%)	707.857 (+51,6%)	2.593.975 (-6,8%)	1.255.751 (-11,4%)	1.338.224 (-2,1%)
Sicilia	2.260.402 (-4,3%)	956.006 (-0,3%)	1.304.396 (-7,1%)	-	-	-	2.260.402 (-4,3%)	956.006 (-0,3%)	1.304.396 (-7,1%)
Sardegna	1.180.327 (-18,6%)	994.548 (-10,1%)	185.779 (-45,9%)	-	-	-	1.180.327 (-18,6%)	994.548 (-10,1%)	185.779 (-45,9%)
TOTALE NAZIONALE	30.134.579 (-5,6%)	17.464.383 (+1,4%)	12.670.196 (-13,8%)	6.042.675 (-7,1%)	1.778.315 (+18,7%)	4.264.360 (-14,8%)	36.177.255 (-5,9%)	19.242.699 (+2,8%)	16.934.556 (-14,0%)

OFFERTE DI ACQUISTO (MWh)									
ZONE	SEMPLICI			BLOCCHI			TOTALI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
Nord	13.684.274 (+12,8%)	12.975.927 (+13,4%)	708.348 (+3,5%)	893 (+6,6%)	893 (+6,6%)	-	13.685.167 (+12,8%)	12.976.819 (+13,4%)	708.348 (+3,5%)
Centro Nord	2.103.887 (+2,2%)	1.984.961 (+1,8%)	118.926 (+10,2%)	137 (-3,1%)	137 (-3,1%)	-	2.104.024 (+2,2%)	1.985.098 (+1,8%)	118.926 (+10,2%)
Centro Sud	4.324.821 (-1,9%)	4.126.722 (-2,2%)	198.099 (+3,0%)	2.281 (-81,5%)	2.281 (-81,5%)	-	4.327.102 (-2,1%)	4.129.003 (-2,4%)	198.099 (+3,0%)
Sud	1.608.394 (-4,1%)	1.490.050 (-5,2%)	118.344 (+13,3%)	1.646 (+26,9%)	1.646 (+26,9%)	-	1.610.041 (-4,1%)	1.491.696 (-5,2%)	118.344 (+13,3%)
Calabria	507.706 (-12,0%)	472.815 (-14,4%)	34.891 (+41,4%)	-	-	-	507.706 (-12,0%)	472.815 (-14,4%)	34.891 (+41,4%)
Sicilia	1.585.405 (-6,3%)	1.417.799 (-7,3%)	167.605 (+2,6%)	83 (-14,6%)	83 (-14,6%)	-	1.585.488 (-6,3%)	1.417.883 (-7,3%)	167.605 (+2,6%)
Sardegna	866.760 (-1,2%)	716.004 (-8,3%)	150.756 (+55,5%)	-	-	-	866.760 (-1,2%)	716.004 (-8,3%)	150.756 (+55,5%)
TOTALE NAZIONALE	24.681.247 (+5,4%)	23.184.279 (+5,2%)	1.496.969 (+9,0%)	5.040 (-65,7%)	5.040 (-65,7%)	-	24.686.287 (+5,3%)	23.189.319 (+5,1%)	1.496.969 (+9,0%)

*Variazioni in media oraria rispetto al mese precedente.

I VOLUMI

A settembre i volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia salgono a 23,7 TWh (+5,3% in media oraria su agosto). Cresce sia la componente di borsa, a 19,3 TWh (+6,0%), sia la componente OTC, a 4,4 TWh (+2,1%), con la liquidità del mercato in aumento all'81,5% (+0,6 p.p.). Registrano un

aumento gli acquisti nazionali, a 23,2 TWh (+5,1%), così come le esportazioni, a 0,5 TWh (+12,1%). Sul lato dell'offerta si rilevano variazioni simili, con le vendite nazionali in crescita a 19,2 TWh (+2,8%), e il livello dell'import in aumento a 4,4 TWh (+17,7%) (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 3).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.287	+3,0%	81,5%
Operatori	12.552	-0,1%	53,0%
GSE	2.363	+9,5%	10,0%
Zone estere	4.372	+9,0%	18,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	4.381	-7,3%	18,5%
Zone estere	53	-56%	0,2%
Zone nazionali	4.327	-6,0%	18,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.668	+0,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.087	+2,8%	
OFFERTA TOTALE	40.755	+1,7%	

Tabella 4: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.287	+3,0%	81,5%
Acquirente Unico	282	-49,9%	1,2%
Altri operatori	14.978	+1,7%	63,3%
Pompaggi	185	+220,2%	0,8%
Zone estere	478	+20,2%	2,0%
Saldo programmi PCE	3.364	+12,9%	14,2%
PCE (incluso MTE)	4.381	-7,3%	18,5%
Zone estere	-	-100%	-
Zone nazionali AU	121	+180,6%	0,5%
Zone nazionali altri operatori	7.623	-0,5%	32,2%
Saldo programmi PCE	-3.364	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.668	+0,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.261	+152,2%	
DOMANDA TOTALE	25.929	+6,5%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

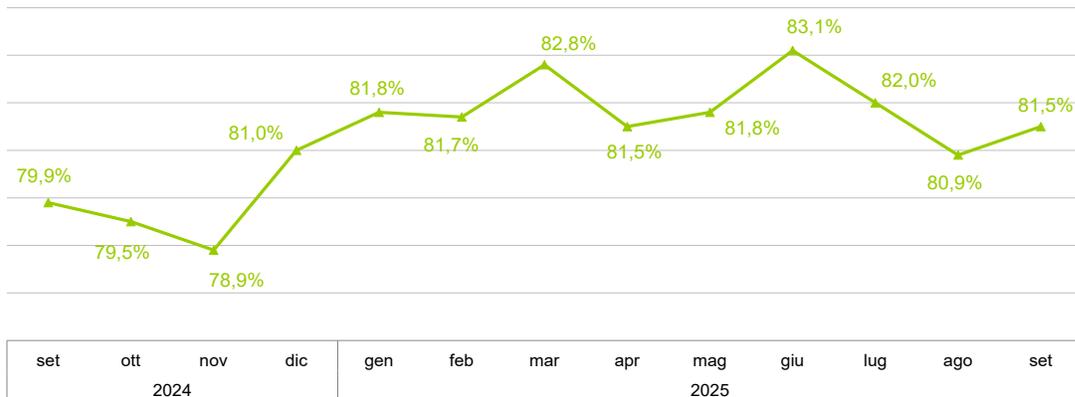


Tabella 5: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite GWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.928	26,3	+4,3%	10.402	14,4	+2,9%	12.977	18,0	+0,5%
Centro Nord	1.516	2,1	-0,6%	1.224	1,7	-2,0%	1.985	2,8	+0,6%
Centro Sud	5.296	7,4	-14,4%	2.189	3,0	-10,6%	4.129	5,7	+1,0%
Sud	4.403	6,1	-5,7%	2.221	3,1	-5,9%	1.492	2,1	-1,3%
Calabria	2.594	3,6	+30,4%	1.256	1,7	+1,7%	473	0,7	+3,0%
Sicilia	2.260	3,1	+8,7%	956	1,3	+7,0%	1.418	2,0	-0,8%
Sardegna	1.180	1,6	-10,3%	995	1,4	-2,4%	716	1,0	+4,7%
Totale nazionale	36.177	50,2	+0,7%	19.243	26,7	-0,4%	23.189	32,2	+0,6%
Estero	4.578	6,4	+9,8%	4.425	6,1	+7,1%	478	0,7	+20,1%
Sistema Italia	40.755	56,6	+1,7%	23.668	32,9	+0,9%	23.668	32,9	+0,9%

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

LE FONTI

A settembre la quota di vendite da fonti tradizionali sale al 52,4% (+5,8 p.p. su agosto), trainata da una crescita dei volumi dei cicli combinati (+2,1 GWh medi). Registra una flessione la quota FER,

attestatasi al 46,2% (-5,4 p.p.), per effetto di un calo dell'idrico (eccetto il Nord in lieve crescita), del solare e dell'eolico, con l'ultimo ai minimi da un anno (Tabella 6, Grafico 4).

Tabella 6: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.647	+2,9%	684	-8,7%	1.383	-27,3%	1.434	-7,9%	1.344	+1,1%	622	+22,9%	879	-7,2%	13.992	-3,0%
Gas	6.789	+2,4%	593	-14,5%	1.136	-33,5%	1.185	-8,4%	1.220	+0,1%	504	+42,9%	507	+3,1%	11.933	-3,7%
Carbone	0	-	-	-	0	-	0	-	0	-	-	-	301	-24,4%	301	-24,4%
Altre	858	+7,3%	91	+63,8%	247	+26,3%	249	-5,6%	124	+11,6%	118	-23,0%	71	+24,7%	1.758	+7,5%
Fonti rinnovabili	6.482	+3,5%	1.016	+3,1%	1.594	+8,7%	1.651	-4,0%	400	+3,7%	706	-3,9%	501	+7,1%	12.351	+2,7%
Idraulica	4.437	+0,5%	175	+3,1%	576	+10,7%	502	+10,1%	141	-	186	+14,7%	92	+24,1%	6.109	+3,5%
Geotermica	-	-	592	+1,3%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	592	+1,3%
Eolica	16	-48,9%	17	-36,5%	303	-36,9%	793	-17,5%	179	-16,0%	278	-28,4%	142	-32,4%	1.727	-25,2%
Solare e altre	2.030	+11,7%	232	+13,0%	715	+53,5%	356	+17,6%	80	+15,8%	242	+31,5%	268	+45,2%	3.923	+21,5%
Pompaggio	319	-10,8%	-	-	64	+92,9%	-	-	-	-	-	-100,0%	1	+215,2%	384	-2,1%
Totale	14.448	+2,9%	1.700	-2,0%	3.041	-10,6%	3.085	-5,9%	1.744	+1,7%	1.328	+7,0%	1.381	-2,4%	26.726	-0,4%

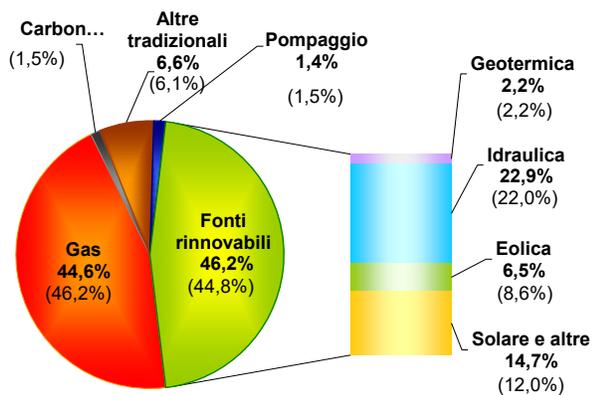
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

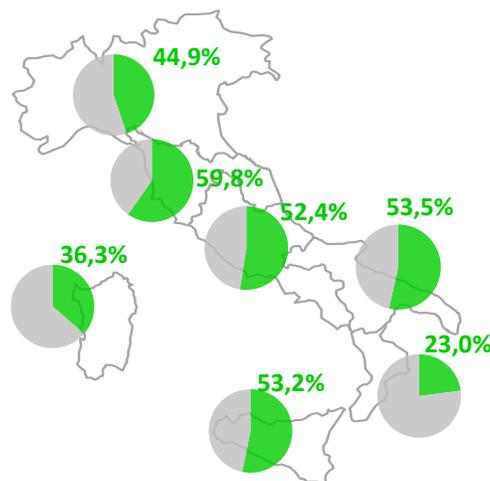
Fonte: GME

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dell'anno precedente.



LE FRONTIERE ESTERE

Il saldo con l'estero sale a 3,9 TWh (+0,5 TWh su agosto), in virtù di una crescita dell'import netto sulla frontiera settentrionale e montenegrina, anche in corrispondenza di allargamenti delle NTC. Tale dinamica si osserva in uno

scenario altresì caratterizzato da un minor impatto del vincolo generalizzato per la gestione congiunta dei flussi in coupling. In ultimo, si segnala il perdurare dell'inibizione dell'interconnessione con la Grecia (Tabella 7 e Figura 1).

Tabella 7: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia*	1.786.077 (1.389.859)	99,7% (99,2%)	- (0,3%)	0,3% (0,6%)	95,0% (94,6%)	- (-)	2.526 (1.983)	1.786.077 (1.390.962)	1.786.077 (1.382.390)	1.081 (1,573)	0 (1,103)	0 (1,103)
Italia - Svizzera	1.926.412 (1.797.698)	99,9% (98,5%)	0,1% (1,5%)	- (0,0%)	- (-)	- (-)	3.419 (2.864)	2.001.571 (1.823.187)	n/a n/a	2.447 (2,861)	75.159 (25,489)	n/a n/a
Italia - Austria*	199.222 (243.980)	81,4% (92,8%)	17,9% (6,4%)	0,7% (0,8%)	74,7% (89,7%)	16,3% (5,0%)	374 (381)	215.483 (250.742)	215.483 (250.742)	143 (150)	16.261 (6,762)	16.261 (6,762)
Italia - Slovenia*	139.077 (161.622)	72,5% (78,2%)	26,4% (20,8%)	1,1% (1,0%)	61,1% (71,4%)	18,2% (12,1%)	465 (430)	230.839 (237.980)	230.839 (237.980)	619 (640)	91.762 (76,357)	91.762 (76,357)
Italia - Montenegro	63.281 (143.951)	71,3% (59,2%)	27,8% (9,6%)	0,9% (31,3%)	- (0,4%)	2,1% (0,2%)	585 (414)	191.055 (186.304)	n/a n/a	631 (489)	127.774 (42,354)	n/a n/a
Italia - Grecia*	0 (174.603)	- (75,3%)	- (24,0%)	100,0% (0,7%)	- (58,2%)	- (13,9%)	0 (500)	0 (242.224)	0 (242.224)	0 (500)	0 (67,622)	0 (67,622)
Italia - Malta	-107.445 (-118.192)	- (-)	92,4% (100,0%)	7,6% (-)	- (-)	9,0% (9,3%)	225 (225)	0 (-)	n/a n/a	225 (225)	107.445 (118,192)	n/a n/a
TOTALE**	4.006.624 (3.793.521)							4.425.025 (4.131.399)	2.232.399 (2.113.336)		418.401 (337,878)	108.023 (151,844)

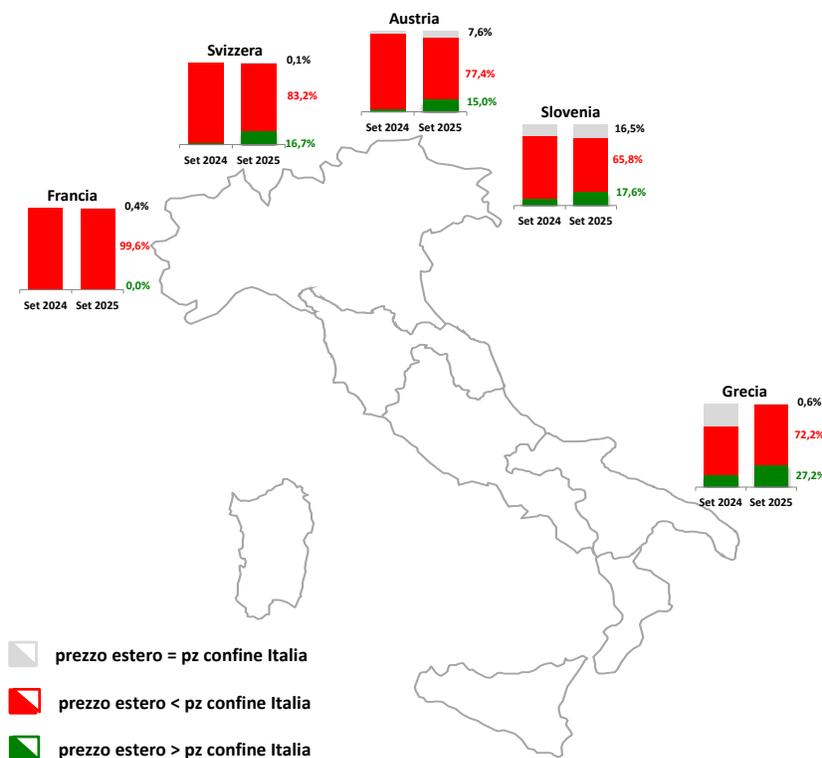
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

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

**al netto dei volumi scambiati con la Corsica

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

Fonte: GME, LSEG Data & Analytics



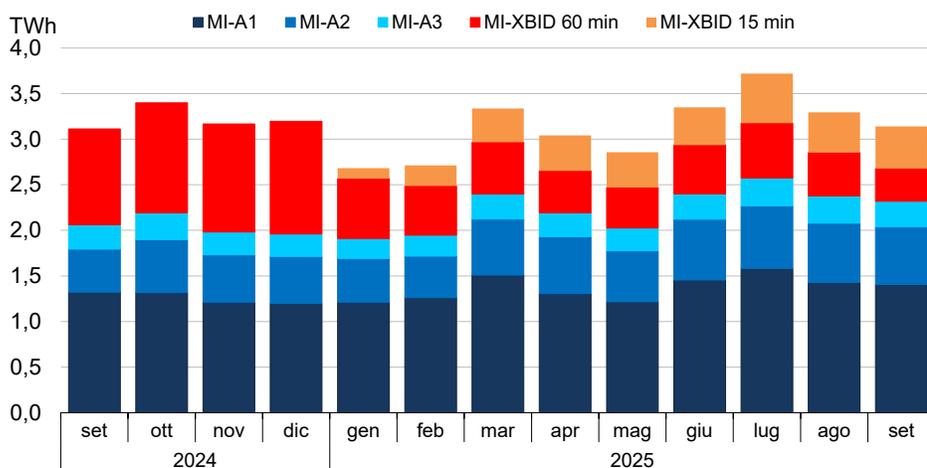
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

I volumi scambiati sul MI mostrano una leggera flessione, attestandosi a 3,1 TWh (-0,2 TWh su agosto). Il calo interessa sia i mercati in asta (2,3 TWh, -0,1 TWh), sia XBID (0,8 TWh, -0,1 TWh), con l'ultimo ai minimi da marzo. A fronte di un calo dei volumi, il numero di abbinamenti sul XBID sale a 1,3 milioni (dei quali 1,2 milioni relativi al prodotto quattorario), di cui circa il 90% concentrati nelle fasi 2 e 3. La quota degli scambi con l'estero cresce al 32%, mentre le quote di

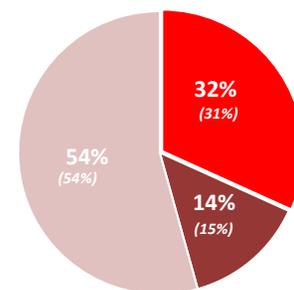
scambi tra zone nazionali e all'interno della medesima zona nazionale calano rispettivamente al 54% e al 14%. I prezzi medi salgono su tutti i mercati, attestandosi a 110/113 €/MWh (+3/+6 €/MWh), con quotazioni superiori ai corrispondenti valori del MGP (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10). In ultimo, si rilevano su entrambi i prodotti di XBID abbinamenti a prezzi negativi (fino a -1.000 €/MWh al Nord, Centro Sud e Sud sul prodotto a 15 minuti).

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



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

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

Tabella 8: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA								NEGOZIAZIONE CONTINUA				Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID 60 min		XBID 15 min		Totale	
	MWh	var.%	MWh	var.%	MWh	var.%	MWh	var.%	MWh	var.%	MWh	var.%	MWh	var.%
Nord	693.221	104,3%	282.778	153,0%	132.698	116,4%	1.108.698	115,1%	112.857	39,4%	129.616	-	1.351.171	108,1%
Centro Nord	97.506	124,4%	43.611	134,1%	17.959	105,6%	159.076	124,3%	27.133	56,0%	31.595	-	217.804	123,5%
Centro Sud	218.107	122,7%	86.472	87,8%	31.342	55,8%	335.921	101,1%	37.400	35,7%	53.860	-	427.181	97,7%
Sud	157.187	86,0%	75.453	113,6%	39.764	115,9%	272.404	96,1%	31.908	27,2%	49.730	-	354.043	88,3%
Calabria	25.972	85,8%	15.307	155,3%	7.760	126,0%	49.038	105,9%	4.431	25,1%	8.223	-	61.693	96,5%
Sicilia	82.851	97,0%	28.684	86,8%	16.190	93,9%	127.725	94,1%	11.065	29,1%	16.954	-	155.745	89,7%
Sardegna	51.067	139,4%	50.467	275,3%	16.133	197,8%	117.668	186,4%	5.680	37,8%	12.700	-	136.048	174,1%
Estero	81.370	125,0%	49.183	170,9%	18.382	118,2%	148.935	136,1%	127.749	30,2%	158.651	-	435.336	81,8%
Totale	1.407.283	106,6%	631.954	133,8%	280.228	104,3%	2.319.465	112,5%	358.224	34,1%	461.330	-	3.139.019	100,8%

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	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	676.896	90,1%	289.710	131,9%	128.836	109,0%	1.095.441	100,6%	132.804	40,9%	153.184	-	1.381.430	97,7%
Centro Nord	67.386	90,1%	31.807	146,4%	11.216	100,2%	110.409	102,5%	34.821	76,8%	29.534	-	174.764	114,2%
Centro Sud	184.774	99,3%	89.637	120,5%	32.541	80,4%	306.953	102,0%	43.858	28,8%	67.601	-	418.412	92,3%
Sud	249.961	146,3%	83.571	101,3%	35.235	84,7%	368.767	125,0%	33.961	29,0%	52.569	-	455.297	110,5%
Calabria	53.109	124,1%	25.130	197,8%	5.395	68,8%	83.633	132,0%	4.315	22,4%	9.120	-	97.069	117,5%
Sicilia	85.743	183,4%	29.773	103,2%	19.433	116,3%	134.948	146,2%	10.846	32,3%	13.786	-	159.581	126,7%
Sardegna	51.457	348,2%	43.382	478,6%	14.534	186,7%	109.373	345,8%	6.126	48,4%	11.223	-	126.722	286,2%
Estero	37.958	114,2%	38.945	166,2%	33.038	133,6%	109.941	135,0%	91.493	26,4%	124.312	-	325.746	76,1%
Totale	1.407.284	106,6%	631.954	133,8%	280.228	104,3%	2.319.466	112,5%	358.224	34,1%	461.330	-	3.139.020	100,8%

Gráfico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

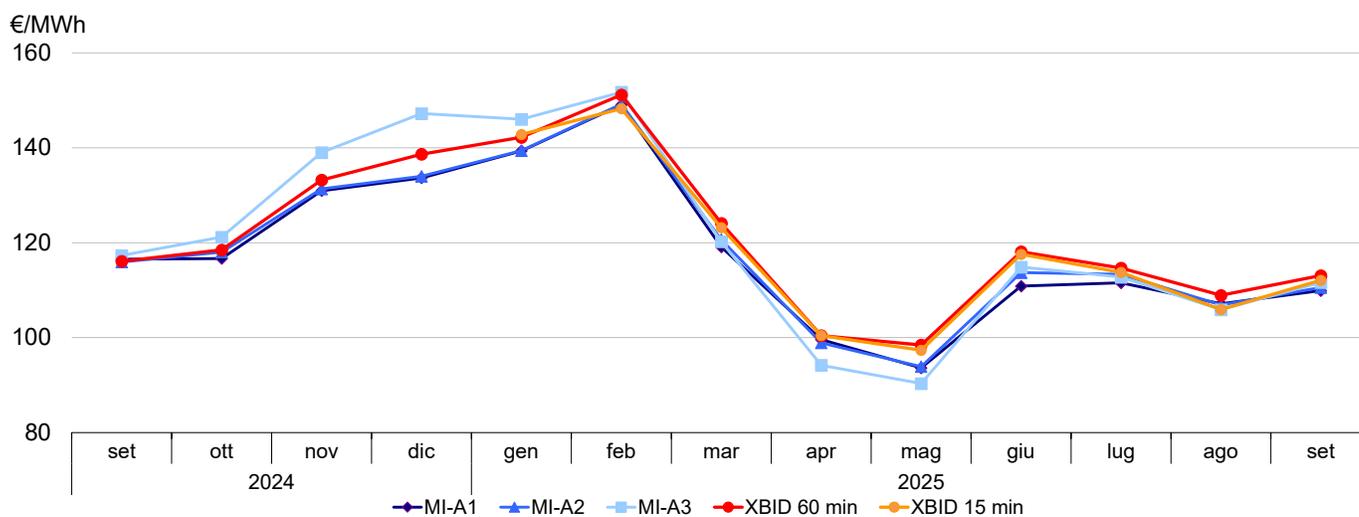


Tabella 10: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero									
	MGP (1-24 h)	MGP (13-24 h)	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA					
			MI-A1		MI-A2		MI-A3		XBID 60 min		XBID 15 min	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	107,49	107,58	108,08	-5,7%	109,12	-4,4%	109,65	-4,5%	111,01	-2,8%	109,57	-
			(+0,5%)		(+1,5%)		(+1,9%)		(+3,3%)		(+1,9%)	
Centro Nord	110,26	111,62	111,38	-5,8%	111,02	-5,0%	113,24	-5,7%	115,65	-2,3%	113,47	-
			(+1,0%)		(+0,7%)		(+1,5%)		(+4,9%)		(+2,9%)	
Centro Sud	110,26	111,62	111,54	-5,3%	111,02	-4,7%	112,69	-5,5%	113,65	-2,9%	112,52	-
			(+1,2%)		(+0,7%)		(+1,0%)		(+3,1%)		(+2,1%)	
Sud	110,21	111,52	110,78	-4,3%	110,88	-4,6%	113,16	-4,6%	112,97	-3,1%	112,64	-
			(+0,5%)		(+0,6%)		(+1,5%)		(+2,5%)		(+2,2%)	
Calabria	111,13	111,62	111,49	-4,9%	111,91	-4,4%	112,21	-7,2%	113,64	-3,8%	113,48	-
			(+0,3%)		(+0,7%)		(+0,5%)		(+2,3%)		(+2,1%)	
Sicilia	116,44	118,49	116,92	-5,7%	118,64	-3,0%	119,61	-8,4%	118,19	-3,7%	117,94	-
			(+0,4%)		(+1,9%)		(+0,9%)		(+1,5%)		(+1,3%)	
Sardegna	107,63	107,24	108,59	-3,2%	109,41	-1,2%	110,10	1,4%	110,85	-1,2%	113,42	-
			(+0,9%)		(+1,7%)		(+2,7%)		(+3,0%)		(+5,4%)	

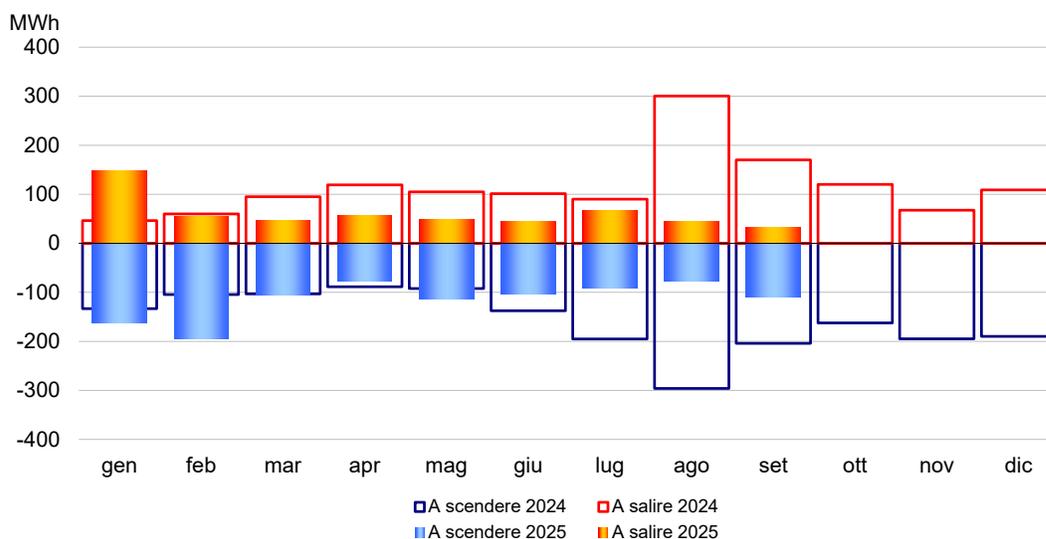
NOTE: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore). Si fornisce il dato MGP (13-24 h) per confronto con MI-A3.

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

Sul mercato a scendere le vendite di Terna crescono a 78 GWh, mentre gli acquisti sul mercato a salire risultano in flessione al minimo storico di 24 GWh (Grafico 8).

Grafico 8: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

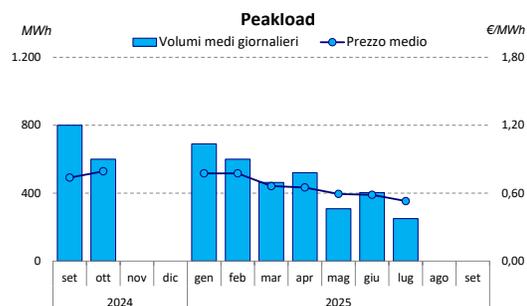
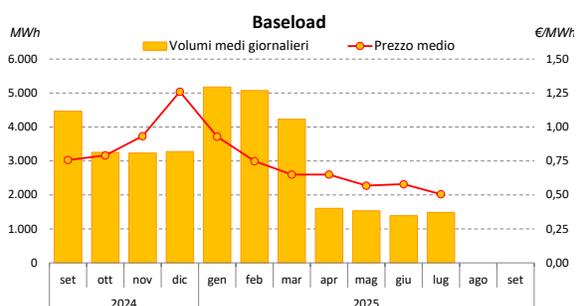
Nel mese di settembre non si registrano scambi sul MPEG (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	-	0/30	-	-	-	-	-
	(46)	17/30	(0,76)	(0,70)	(1,00)	(75.960)	(4.468)
Peakload	-	0/22	-	-	-	-	-
	(8)	6/21	(0,74)	(0,70)	(0,80)	(4.800)	(800)
Totale	-	-	-	-	-	-	-
	(54)					(80.760)	

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul MTE si osservano 10 transazioni OTC registrate a fini di clearing, tutte relative a profili baseload, per volumi pari a 84,1 GWh. In particolare, tali transazioni riguardano il prodotto Ottobre 2025 (0,7 GWh), Novembre 2025 (37,4 GWh), I Trimestre 2026 (2,2 GWh) e Anno 2026 (43,8 GWh). Il prodotto Ottobre

2025 chiude il periodo di contrattazione a 118,74 €/MWh sul baseload e 117,86 €/MWh sul peakload, con le posizioni aperte rispettivamente pari a 25,3 GWh e 13,8 GWh. Per effetto delle suddette variazioni, la posizione aperta complessiva cresce a 269,9 GWh (+45,0 GWh su agosto) (Tabella 11 e Grafico 9).

Tabella 11: MTE, prodotti negoziabili a settembre

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione				MW mese in corso	MW mese precedente	MW	MWh	
Ottobre 2025	118,74	+0,0%	-	-	1	1	2	34	25.330	
Novembre 2025	111,87	+0,0%	-	-	52	52	-	81	58.320	
Dicembre 2025	112,91	+0,0%	-	-	-	-	-	29	21.576	
Gennaio 2026	113,01	-	-	-	-	-	-	-	-	
IV Trimestre 2025	114,54	+0,0%	-	-	-	-	3	29	64.061	
I Trimestre 2026	121,10	+0,0%	-	-	1	1	-	3	6.477	
II Trimestre 2026	95,83	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-	
III Trimestre 2026	108,46	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-	
IV Trimestre 2026	111,45	-	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2026	109,18	+0,0%	-	-	5	5	2	18	157.680	
Totale			-	-	59	59	7		244.053	

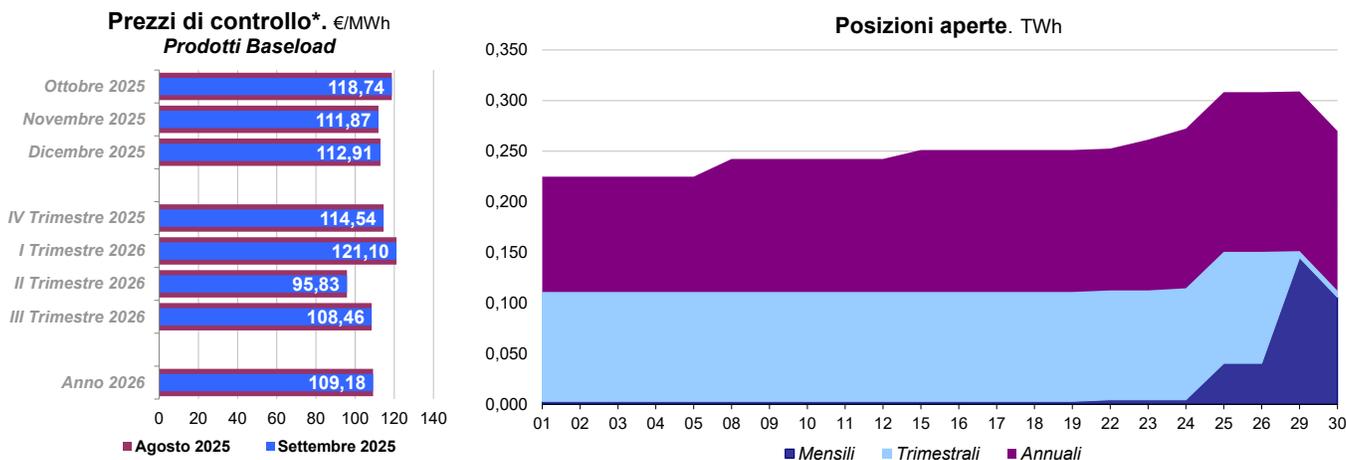
	PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione				MW mese in corso	MW mese precedente	MW	MWh	
Ottobre 2025	117,86	+0,0%	-	-	-	-	-	50	13.800	
Novembre 2025	122,82	+0,0%	-	-	-	-	-	50	12.000	
Dicembre 2025	126,13	+0,0%	-	-	-	-	-	50	13.800	
Gennaio 2026	127,87	-	-	-	-	-	-	-	-	
IV Trimestre 2025	122,24	+0,0%	-	-	-	-	-	50	39.600	
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	-	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2026	116,08	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-	
Totale			-	-	-	-	-		25.800	
TOTALE			-	-	59	59	7		269.853	

*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 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nel mese di settembre le transazioni registrate sulla PCE calano a 17,7 TWh (-7,8% su base mensile), con la posizione netta in lieve flessione a 11,5 TWh (-0,4% su base mensile). Il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta (Turnover)

scende a 1,54. I programmi registrati salgono a 4,4 TWh nei conti in immissione e a 7,7 TWh in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma scendono a 7,1 TWh e a 3,7 TWh (Tabella 12, Grafico 10).

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

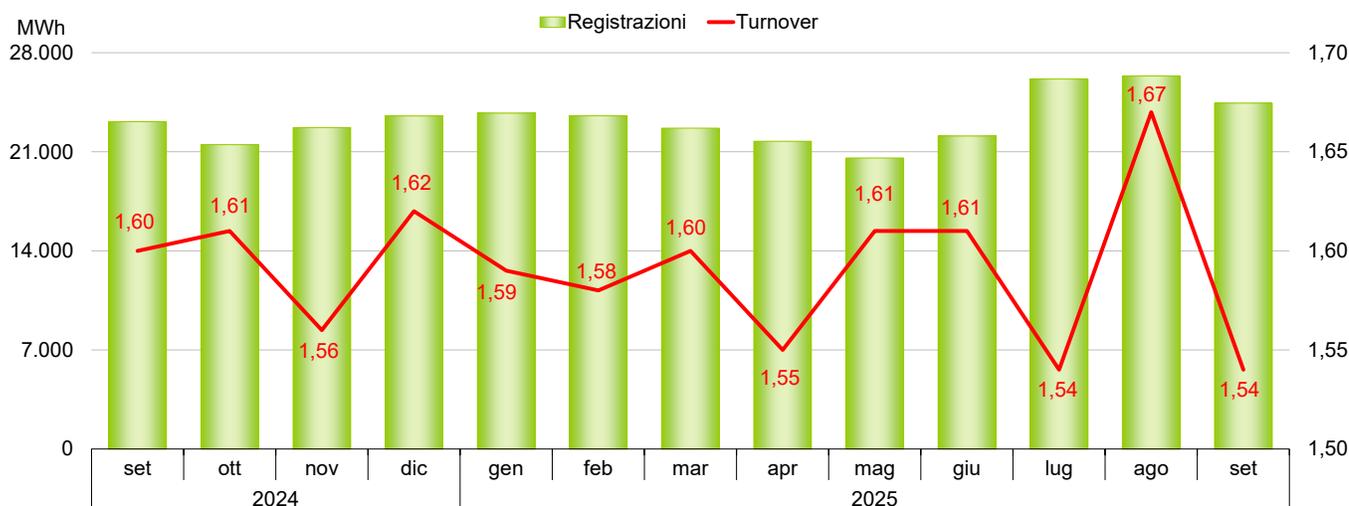
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	2.649.456	- 6,7%	14,9%	Richiesti	5.513.359	+2,1%	7.744.511	+0,5%
Off Peak	0	-	-	Rifiutati	1.132.759	+67,2%	370	-42,7%
Peak	7.140	+23,2%	0,0%	Registrati	4.380.600	-7,3%	7.744.141	+0,5%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	2.656.596	- 6,9%	15,0%	Sbilanciamenti a programma	7.101.534	+24,2%	3.737.992	+36,4%
Totale Non standard	14.932.440	+8,2%	84,2%	Saldo programmi	-	-	3.363.541	+12,9%
PCE bilaterali	17.589.036	+5,6%	99,2%					
MTE	144.960	+2514,7%	0,8%					
MPEG	-	-	-					
TOTALE PCE	17.733.996	+5,9%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	11.482.133	+9,9%						

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

Grafico 10: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A settembre nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 13,1 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 (8,4 TWh). Con riferimento ai prezzi, a settembre l'IG Index (IGI) scende a 34,83 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti del GME, tutte poco sotto i 35 €/MWh.

IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

A settembre l'IG Index (IGI) si porta in media a 34,83 €/MWh, in flessione rispetto ad agosto (-0,90 €/MWh), oscillando tra i 38 €/MWh di inizio mese e i 33 €/MWh registrati a fine periodo. La dinamica appare in linea con quanto osservato sulle principali quotazioni europee, tra cui il TTF, che scende

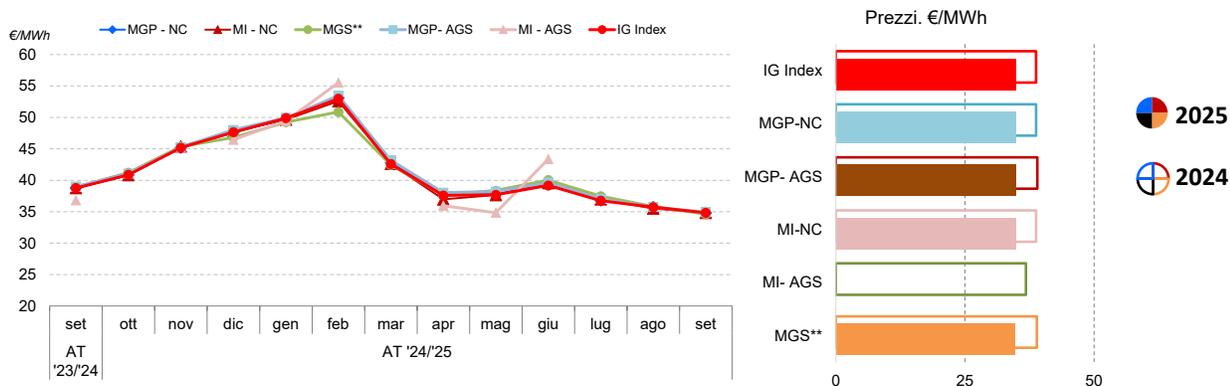
a 31,96 €/MWh (-0,34 €/MWh), per uno spread IGI-TTF che si porta a 2,9 €/MWh (era 3,4 €/MWh ad agosto). Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, anch'essi in moderato calo rispetto al mese precedente, risultano tutti poco sotto i 35 €/MWh.

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

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				
	Media	Var	Min	Max	
IG Index	34,83	(38,77)	-10,2%	33,09	38,35
MP-GAS					
<i>MGP</i>					
Negoziazione continua	34,79	(38,77)	-10,3%	32,20	38,55
Comparto AGS	34,92	(39,00)	-10,5%	33,00	37,60
<i>MI</i>					
Negoziazione continua	34,83	(38,77)	-10,2%	27,49	40,00
Comparto AGS	-	(36,81)	-100,0%	-	-
<i>MGS**</i>					
Stogit	34,62	(38,91)	-11,0%	32,55	36,56
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) risultano pari a 13,1 TWh, in aumento rispetto al mese precedente (+18%), con una quota sul totale consumato nel sistema gas che si conferma su livelli molto alti, pari a 31% (era 34% ad agosto 2025). Gli scambi sull'orizzonte day-ahead si attestano a 10,1 TWh (erano 8,7 TWh ad agosto), di questi 8,4 TWh contrattati nel comparto a negoziazione continua (+20%), il cui peso sul MP-GAS rimane stabile al 64%. In aumento rispetto al mese precedente anche i volumi scambiati nel comparto AGS, pari a 1,7 TWh (+27%) e 13% del totale MP-GAS, quasi tutti relativi a movimentazioni in acquisto di Snam. In aumento rispetto ad agosto gli scambi sull'orizzonte intraday che si portano a 2,7 TWh (+9%), riguardanti esclusivamente la negoziazione continua, il

cui peso sul MP-GAS si attesta al 20%. Su tale mercato risultano modeste le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,4 TWh), mentre si portano a 2,2 TWh le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB. Nel comparto AGS non sono stati registrati scambi. Le quantità scambiate sul MGS si portano a 0,3 TWh (erano 0,2 TWh ad agosto), in corrispondenza di una diminuzione delle movimentazioni effettuate da Snam (0,1 TWh) e di un incremento delle contrattazioni tra operatori terzi (0,2 TWh). Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad agosto non sono stati registrati scambi. Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), sono stati scambiati 181,5 GWh, riferiti al periodo di consegna Novembre 2025, ad un prezzo medio di 33,90 €/MWh.

Figura 2: MP-GAS - volumi sui mercati GME

Fonte: dati GME

	Volumi. MWh		Var
	Totale	Var	
MP-GAS			
<i>MGP</i>			
Negoziazione continua	8.426.640	(8.924.832)	-5,6%
Comparto AGS	1.715.640	(1.332.936)	+28,7%
<i>MI</i>			
Negoziazione continua	2.682.744	(2.752.368)	-2,5%
Comparto AGS	-	(33.096)	-100,0%
<i>MGS**</i>			
Stogit	295.778	(185.152)	+59,7%
Edison	-	(-)	
MPL	-	(-)	

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

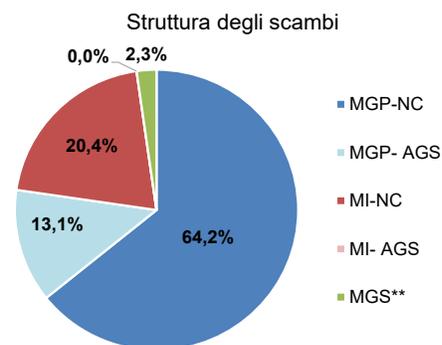
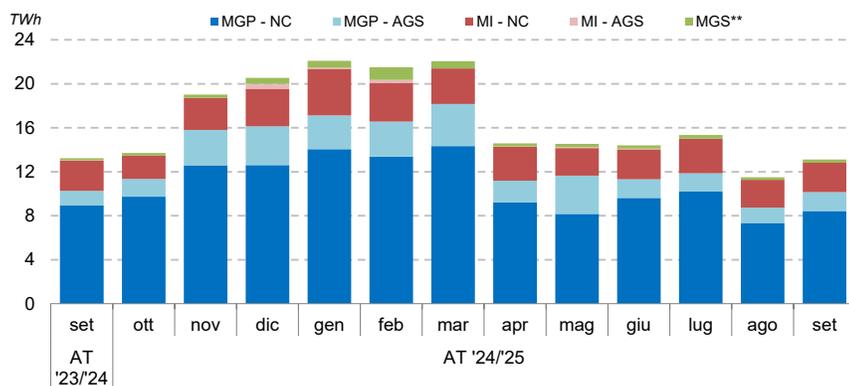


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Stogit Adriatica			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	295.778	(185.152)	295.778	(185.152)	-	(-)	-	(-)
SRG	9.771	(31.343)	72.235	(41.525)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	9.771	(31.343)	72.235	(41.525)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	286.007	(153.808)	223.543	(143.627)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

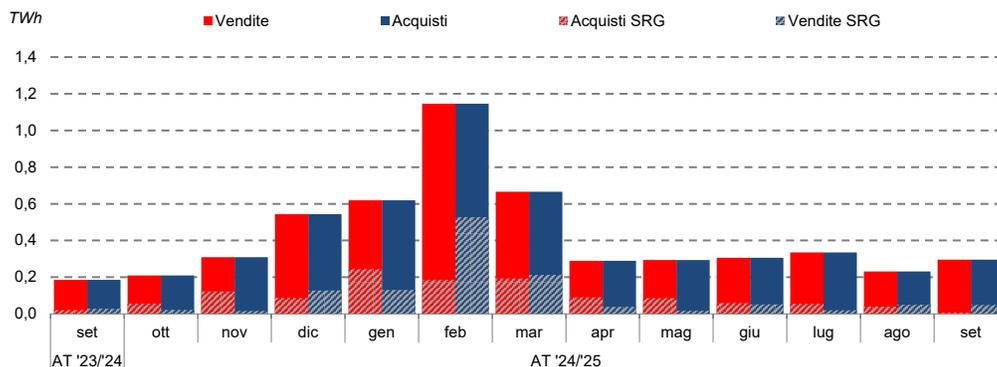
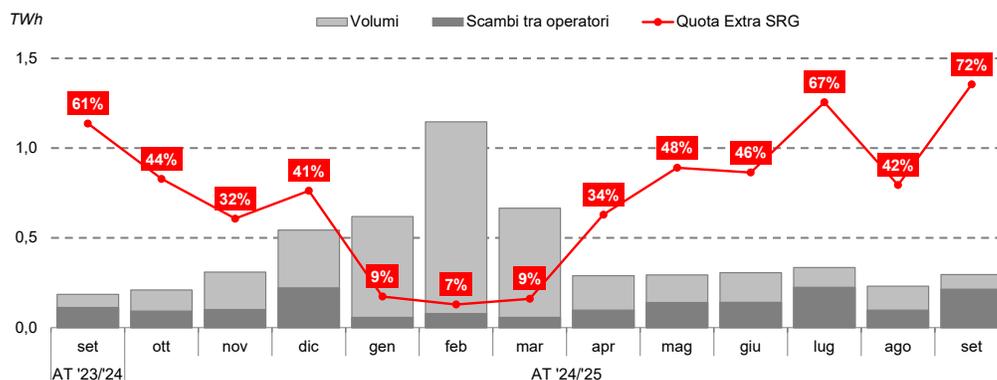


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2025-09	-	-	36,96 -5,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2025-10	-	-	34,36	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-10	-	-	34,72 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-11	-	-	35,34 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-12	-	-	35,81 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-01	-	-	35,26	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-04	-	-	35,06 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-01	-	-	35,52 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-02	-	-	36,39 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-03	-	-	36,32 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2026-04	-	-	35,50	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2025/2026	-	-	35,22 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2026/2027	-	-	35,74	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2026	-	-	34,27 -8,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2026	-	-	35,99 0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

IL SISTEMA GAS

A settembre in Italia i consumi di gas naturale (al lordo delle esportazioni) si attestano a 4.058 milioni di mc (42,9 TWh), in aumento rispetto al mese precedente. La dinamica dei consumi rispetto ad agosto riflette un significativo incremento dei prelievi in tutti i settori di distribuzione, più alto nel comparto civile (1.008 milioni di mc, 10,7 TWh) e industriale (1.011 milioni di mc, 10,7 TWh) e più basso nel settore termoelettrico (1.817 milioni di mc, 19,2 TWh). Più che raddoppiate su agosto le esportazioni e gli altri consumi, complessivamente pari a 221 milioni di mc (2,3 TWh). Sul lato delle importazioni (4.508 milioni di mc, 47,7 TWh) si riducono su base mensile i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 2.590 milioni di mc (27,4

TWh), mentre crescono i flussi tramite rigassificatori GNL, a 1.918 milioni di mc (20,3 TWh), con una quota di questi al 43%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra dinamiche ribassiste a Mazara (11,2 TWh, 24% del totale, -15 p.p.) e a Passo Gries (5,3 TWh, 11% del totale, -5 p.p.). Significativo, invece, l'aumento dei flussi al rigassificatore di Cavarzere (6,7 TWh, 14% del totale, +14 p.p.) e di Ravenna (3,3 TWh, 7% del totale, +3 p.p.). Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (7,4 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 12.912 milioni di mc (136,5 TWh), in calo rispetto al valore raggiunto nello stesso periodo dello scorso anno.

Figura 4: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.508	47,7	-0,2%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.058	11,2	-9,1%
Tarvisio	101	1,1	-87,4%
Passo Gries	506	5,3	-17,1%
Gela	40	0,4	-36,5%
Gorizia	0	0	-100,0%
Melendugno	886	9,4	+9,7%
Panigaglia (GNL)	206	2,2	+27375,6%
Cavarzere (GNL)	637	6,7	-15,1%
Livorno (GNL)	392	4,1	-
Piombino (GNL)	369	3,9	+16,8%
Ravenna	314	3	-
Produzione Nazionale	252	2,7	+19,2%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	4.760	50,3	+0,7%
Riconsegne rete Snam Rete Gas			
Industriale	1.011	10,7	+1,4%
Termoelettrico	1.817	19,2	-4,9%
Reti di distribuzione	1.008	10,7	+0,1%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*			
Esportazioni	172	1,8	+95,4%
Reti di terzi e altri consumi di sistema*	50	0,5	-17,2%
TOTALE CONSUMATO (al lordo delle esportazioni)	4.058	42,9	-0,1%
Iniezioni negli stoccaggi	702	7,4	+5,4%
TOTALE PRELEVATO	4.760	50,3	+0,7%

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

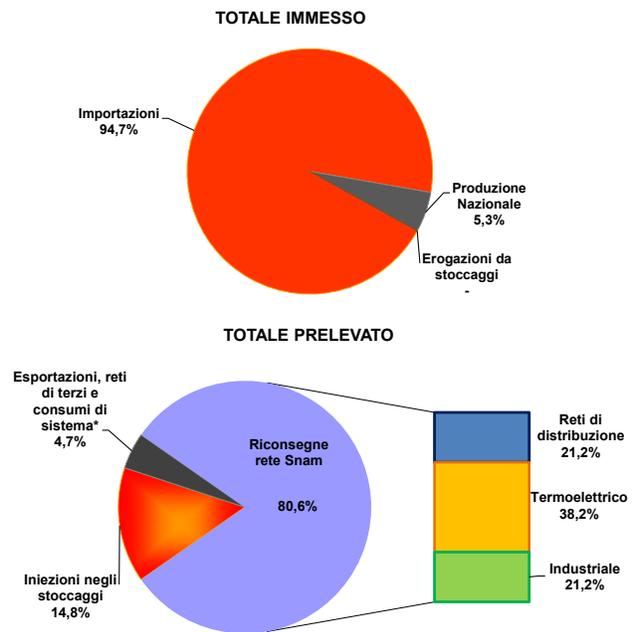
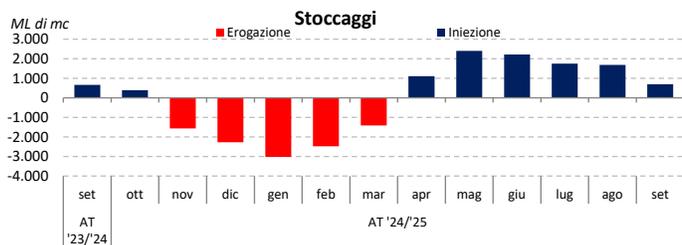
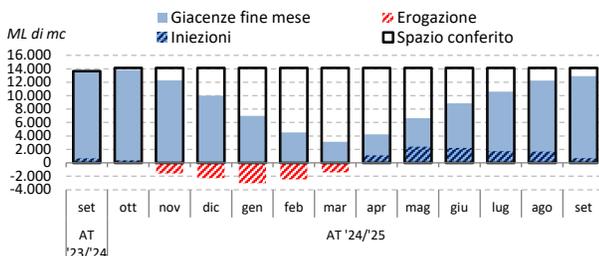


Figura 5: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit

Stoccaggio	Mi di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/09/2025)	12.912	136,5	-4,1%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	702	7,4	+5,4%
Flusso netto	702	7,4	+5,4%
Spazio conferito su base annuale	14.121	149,3	+3,3%
Giacenza/Spazio conferito	91,4%		-7,1 p.p.



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A settembre si osserva ancora un calo mensile delle quotazioni del Brent e dell'olio combustibile, mentre risale quella del gasolio. Ai minimi da oltre un anno i principali

riferimenti europei del gas, dinamiche differenziate invece per i prezzi elettrici, con il Pun Index italiano stabile sui livelli di agosto.

A settembre terza flessione consecutiva per il prezzo del Brent (68,16 \$/bbl, -2% su agosto), ancora in riduzione anche l'olio combustibile (440,93 \$/MT, -4%), mentre torna in aumento il gasolio (688,82 \$/MT, +4%). I mercati a termine indicano per i prossimi mesi prezzi ancora leggermente inferiori agli attuali valori spot per il Brent e l'olio combustibile, livelli

analoghi per il gasolio e, per novembre, quotazioni attorno ai 97 /MT per il carbone. Ancora ai massimi da fine 2021 il tasso di cambio euro/dollaro (1,17 €/€, +1%), dinamica che accentua l'intensità della riduzione del prezzo del Brent e dell'olio combustibile e attenua la crescita del gasolio nella loro conversione in euro.

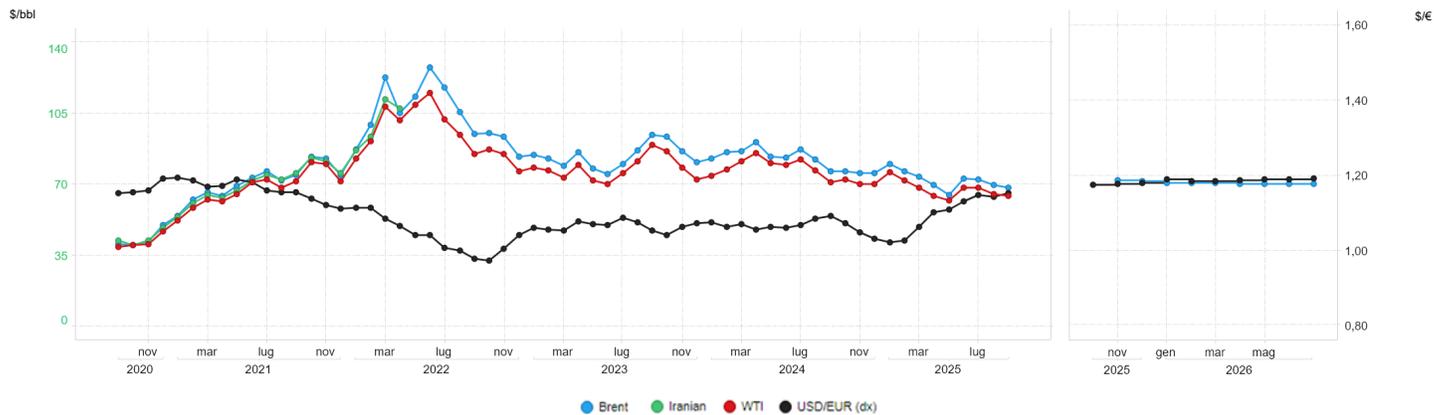
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

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	68,16	-2%	-11%				67,60	1%	67,05	1%		
Olio Combustibile	USD/MT	440,93	-4%	-12%	411,88	403,93	0%	399,30	0%	395,72	0%	388,86	2%
Gasolio	USD/MT	688,82	4%	7%	675,25	699,30	5%	687,23	5%	672,55	4%		
Carbone	USD/MT				98,90			96,70	-1%				

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	58,10	-3%	-16%				57,40	-	56,84	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	375,87	-5%	-17%		343,58	-	339,05	-	335,45	-	325,59	-
Gasolio	EUR/MT	587,14	3%	1%		594,73	-	583,45	-	570,04	-		-
Carbone	EUR/MT						-	82,07	-		-		-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,17	1%	6%	1,17	1,18	-	1,18	-	1,18	-	1,19	-

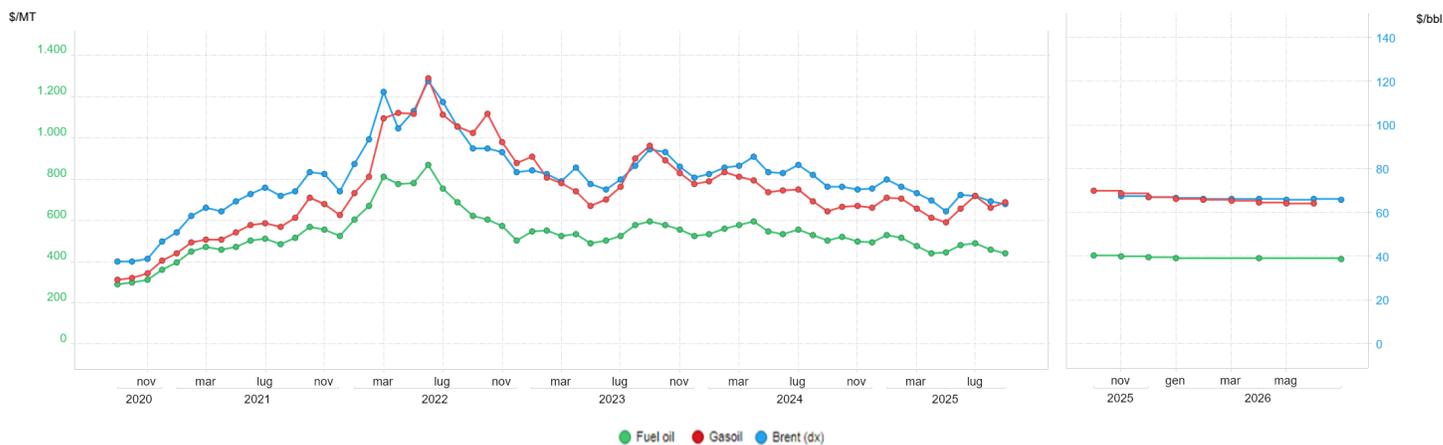
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



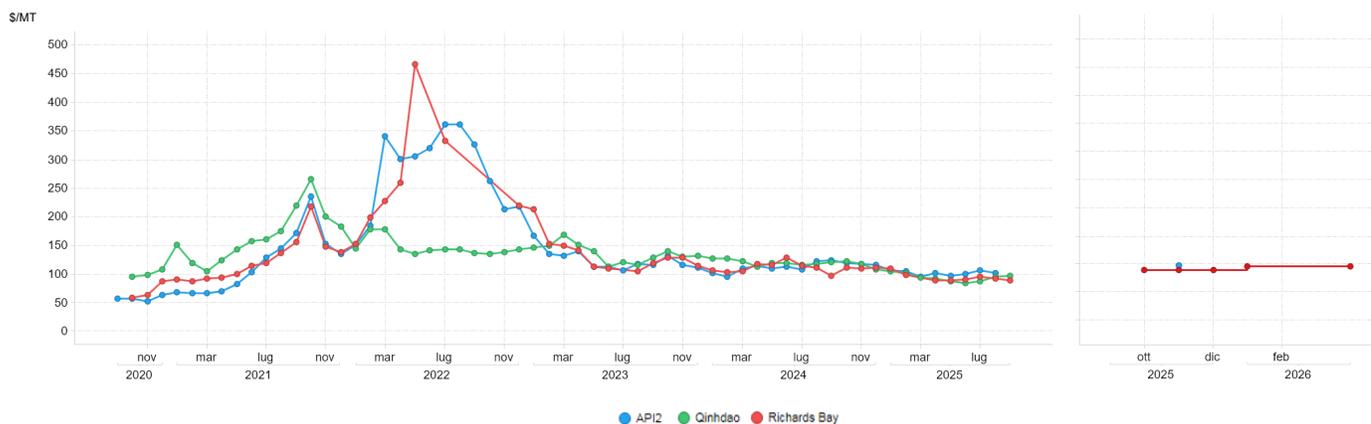
Fonte: LSEG Data & Analytics

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

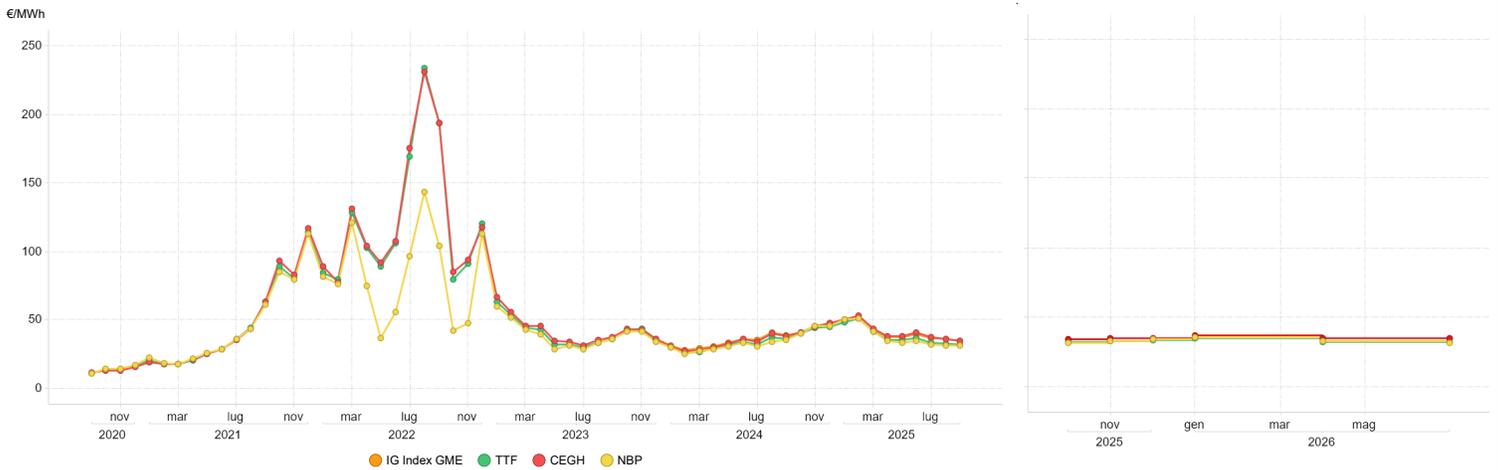
*A partire dal 1° aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alle quotazioni future M+1.

In calo mensile da luglio, le quotazioni del gas sui principali hub europei si portano ai minimi da inizio estate 2024, con l'IG Index del GME a 34,83 €/MWh (-3%), il TTF olandese a 31,96 €/MWh (-1%) e il loro differenziale che torna sotto 3 €/

MWh (2,87 €/MWh, -0,56 €/MWh). I mercati a termine quotano il gas in Europa nei prossimi mesi su livelli progressivamente un po' più elevati rispetto agli attuali spot in linea con la tipica stagionalità della domanda.

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	34,83	-3%	-10%									
TTF	NL	31,96	-1%	-12%	31,70	32,41	-2%	32,94	-3%	33,36	-3%	32,07	-2%
CEGH	AT	34,57	-4%	-9%	35,54	34,49	-3%	34,67	-3%	34,96	-3%	34,59	-2%
NBP	UK	31,17	-1%	-11%	30,84	31,39	-2%	32,98	-2%	34,23	-62%		



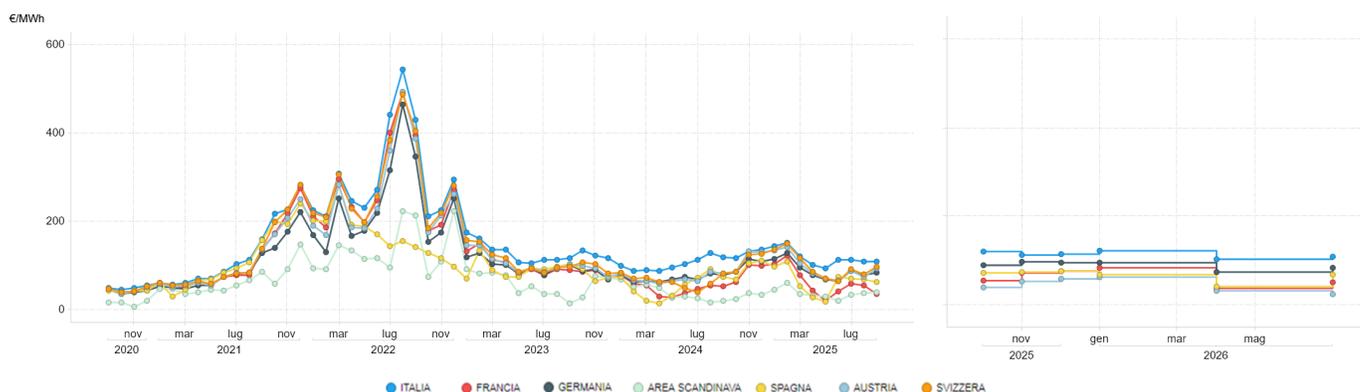
Fonte: LSEG Data & Analytics

Sulle principali borse elettriche europee si osservano dinamiche differenziate dei prezzi: invariati sui 109 €/MWh in Italia, in crescita in Germania (84 €/MWh, +8%), in Austria e in Svizzera (92/96 €/MWh, +22/+24%) e nell'Area Scandinava (39 €/MWh, +8%) e in decisa

riduzione, invece, in Francia (35 €/MWh, -36%) dove scendono largamente sotto a quelli spagnoli (61 €/MWh, -11%). I mercati a termine indicano generalmente quotazioni in progressiva crescita nei prossimi mesi, in linea con l'andamento stagionale della domanda.

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	109,08	0%	-7%	116,89	118,74	0%	111,87	0%	112,91	0%	109,18	0%
FRANCIA	34,81	-36%	-33%	48,66	54,28	-9%	70,90	-5%	75,34		58,87	-4%
GERMANIA	83,51	8%	7%	87,88	87,97	5%	96,30	3%	94,12		86,67	1%
AREA SCANDINAVA	39,35	8%	99%	45,43	39,04	4%	52,61	5%	57,54	2%	42,81	8%
SPAGNA	61,04	-11%	-16%	66,90	70,51	1%	74,24	1%	75,57	-2%	61,24	1%
AUSTRIA	92,28	24%	13%									
SVIZZERA	96,28	22%	19%									



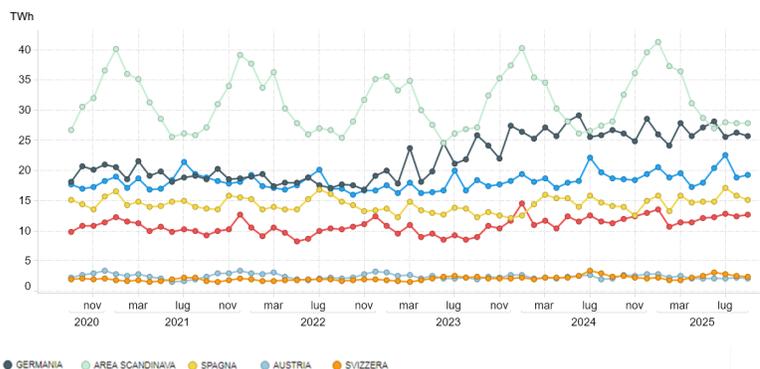
Fonte: LSEG Data & Analytics

Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici europei a pronti, si rilevano volumi in crescita mensile in Italia (19,3 TWh, +6%), in Francia (12,7 TWh, +5%),

nell'Area scandinava (27,9 TWh, +4%) e in Germania (25,7 TWh, +1%), in debole calo invece in Spagna (15,1 TWh, -1%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	19,3	6%	3%
FRANCIA	12,7	5%	12%
GERMANIA	25,7	1%	-4%
AREA SCANDINAVA	27,9	4%	-1%
SPAGNA	15,1	-1%	7%
AUSTRIA	2,2	-2%	-2%
SVIZZERA	2,5	-3%	0%



*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 settembre, il prezzo medio rimane sostanzialmente stabile a 246,69 €/tep con gli scambi in aumento a 181 mila tep (+133%). Sulla piattaforma bilaterale, invece, si rilevano dinamiche rialziste sia in termini di prezzi (+3%) che di volumi (+50%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2024 il prezzo medio si attesta a 0,09 €/MWh (-38%), mentre si porta a 0,59 €/MWh (-21%)

quello riferito al periodo di produzione 2025. Più basse le quotazioni bilaterali, anch'esse in calo a 0,20 €/MWh e 1,00 €/MWh. Complessivamente gli scambi ammontano a 350 GWh sul mercato organizzato e a 1,68 TWh sulla piattaforma bilaterale. Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano complessivamente a 1,31 TWh, ad un prezzo medio complessivo di 0,10 €/MWh.

Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a settembre non sono stati registrati scambi.

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

Nel mese di settembre, il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 246,69 €/tep, sostanzialmente stabile rispetto al mese precedente (+0,2%). In crescita, invece, la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (218,94 €/tep, +2,9%), che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a 27,75 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 4 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 90% (+3,5 p.p. su agosto). In diminuzione al 60% (-12 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (245,50 - 246,90 €/tep). Nelle due sessioni di

mercato tenutesi a settembre i titoli negoziati crescono a 181 mila tep (+133% su agosto), mentre sulla piattaforma bilaterale si portano a 88 mila tep (+50%), con la liquidità del mercato che sale conseguentemente al 67% (+10 p.p. rispetto al mese precedente). L'analisi delle due sessioni mostra quotazioni medie stabili sui 246 €/tep e volumi medi scambiati pari circa a 90 mila tep. Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine settembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 75.925.021 tep, in aumento di 93.342 tep rispetto a fine agosto. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.625.098 tep, in aumento di 93.342 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	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	246,69	+0,2%	245,50	246,90	180.986	+132,7%	44,65	+133,3%	1.470	+280,8%	0,8%	+0,3 p.p.	3	+1
Bilaterali	218,94	+2,9%	0,00	250,00	88.070	+50,0%	19,28	+54,4%						
con prezzo >1	242,54	-1,0%	114,83	250,00	79.503	+56,0%	19,28	+54,4%						
Totale	237,61	+2,5%	0,00	250,00	269.056	+97,1%	63,93	+102,1%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

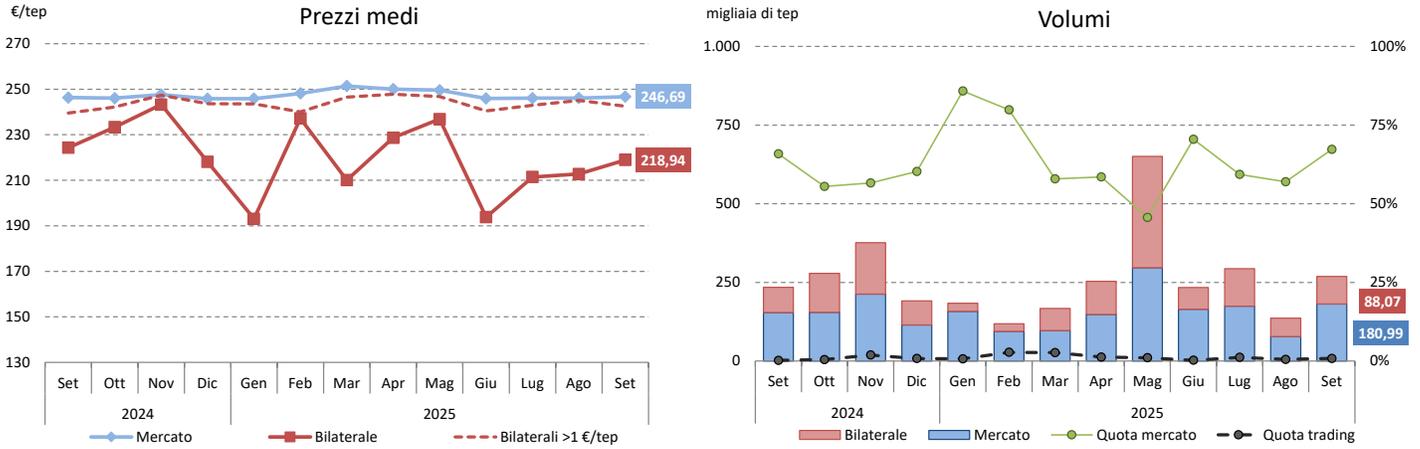


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2025

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep	Titoli sul conto GSE** tep
Sessioni N°	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 tep	€/tep						
8	246,23	597.914	335.196	243,45	287.383	245,71	4.625.098	75.925.021	3.202.659	

*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.

milioni di tep

Sintesi Anno d'obbligo Valori cumulati

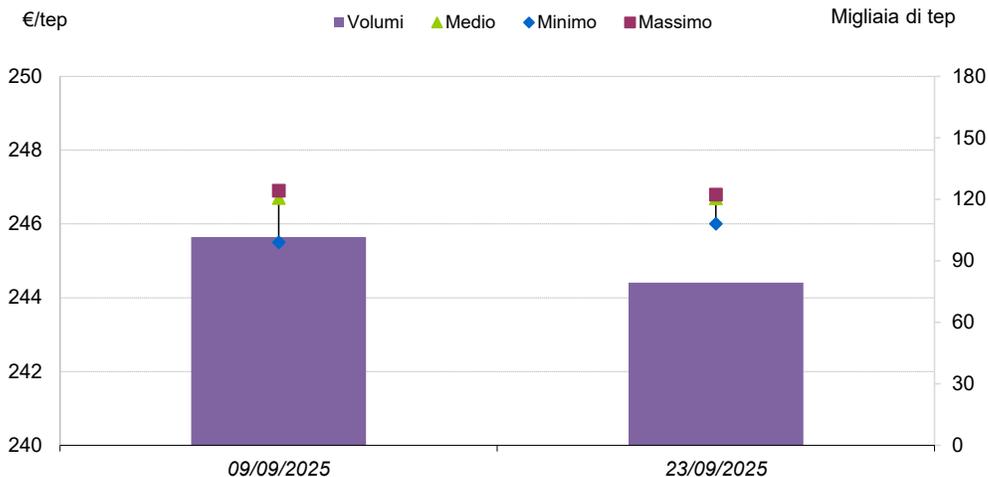
2024*

- Obblighi
- 60% Obbligo
- Titoli emessi
- Titoli disponibili (netto GSE)

*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 settembre, sul Mercato delle Garanzie di Origine, il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2024, indipendentemente dalla tipologia, cala rispetto al mese precedente a 0,09 €/MWh (-38%), così come le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale che scendono a 0,20 €/MWh (-51%). Sul MGO le quotazioni delle quattro tipologie scambiate si collocano tra i 0,07 €/MWh della tipologia Bio ai 0,10 €/MWh dell'Idroelettrico. Variano, invece, tra 0,13 €/MWh della tipologia Bio e 0,31 €/MWh della tipologia Idroelettrico i prezzi sulla PBGO. Con riferimento all'anno di produzione 2025, il prezzo medio cala sia su MGO, a 0,59/MWh (-21%), che sulla piattaforma bilaterale (1,00 €/

MWh; -27%). Sul MGO le quotazioni delle quattro tipologie scambiate oscillano tra i 0,51 €/MWh della tipologia Bio ai 0,80 €/MWh dell'Idroelettrico. Variano, invece, tra 0,20 €/MWh della tipologia Idroelettrico ed 1,87 €/MWh della tipologia Eolico i prezzi sulla PBGO. A settembre i volumi complessivamente negoziati sul MGO crescono a 350 GWh (+328% rispetto al mese precedente), di questi 210 GWh riferiti all'anno di produzione 2024, mentre risultano pari a 1.679 GWh gli scambi bilaterali (+99%). Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano complessivamente a 1,31 TWh, ad un prezzo medio di 0,10 €/MWh per l'anno 2024 e 0,11 €/MWh per l'anno 2025.

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

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,09	-37,9%	0,03	0,20	210.038	+334,6%	18.205	+169,7%
Settore Elettrico	0,09	-37,9%	0,03	0,20	210.038	+334,6%	18.205	+169,7%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilaterali	0,20	-51,0%	0,00	4,03	701.744	+189,8%	138.390	+41,8%
Settore Elettrico	0,20	-50,9%	0,00	4,03	701.744	+193,4%	138.390	+44,1%
Settore Gas	-	-100,0%	-	-	-	-100,0%	-	-100,0%
con prezzo >0	0,20	-51,0%	0,01	4,03	700.386	+189,5%	138.390	+41,8%
Asta GSE	0,10	-	0,10	0,13	1.134.000	-	115.700	-
Settore Elettrico	0,10	-	0,10	0,13	1.134.000	-	115.700	-
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-

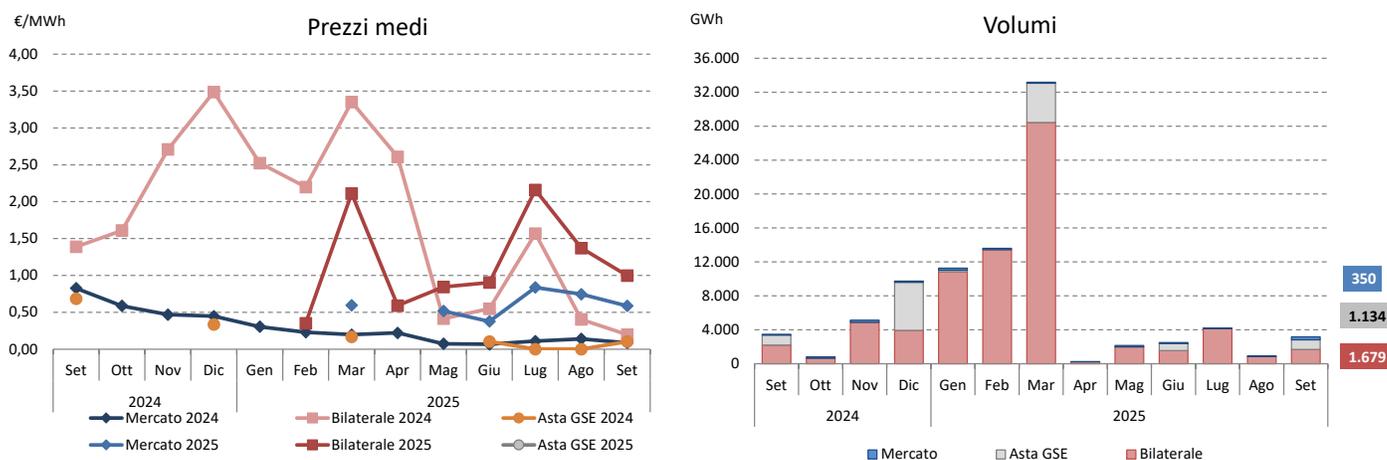
Tabella 4: GO Anno di produzione 2025, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,59	-21,3%	0,40	0,90	139.667	+318,7%	81.883	+229,7%
Settore Elettrico	0,59	-21,3%	0,40	0,90	139.667	+318,7%	81.883	+229,7%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilaterali	1,00	-27,2%	0,00	5,20	976.878	+62,4%	974.358	+18,2%
Settore Elettrico	1,00	-27,2%	0,00	5,20	976.878	+62,4%	974.358	+18,2%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
con prezzo >0	1,04	-26,3%	0,04	5,20	940.671	+60,5%	974.358	+18,2%
Asta GSE	0,11	-	0,10	0,12	180.100	-	20.240	-
Settore Elettrico	-	-	-	-	-	-	-	-
Settore Gas	0,11	-	0,10	0,12	180.100	-	20.240	-

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 (33,6%), Solare (25,4%) e Bio (29,0%) sul MGO, una predominanza della tipologia Idroelettrico nella

contrattazione bilaterale (57%) e della tipologia Solare nelle aste di assegnazione del GSE (52%). Per quanto riguarda l'anno di produzione 2025, sul MGO risulta predominante la tipologia Bio (48%), sulla PBGO la tipologia Eolico (59%) e sulle Aste GSE quella Gas Trasporti non Esportabile (100%).

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

Fonte: dati GME

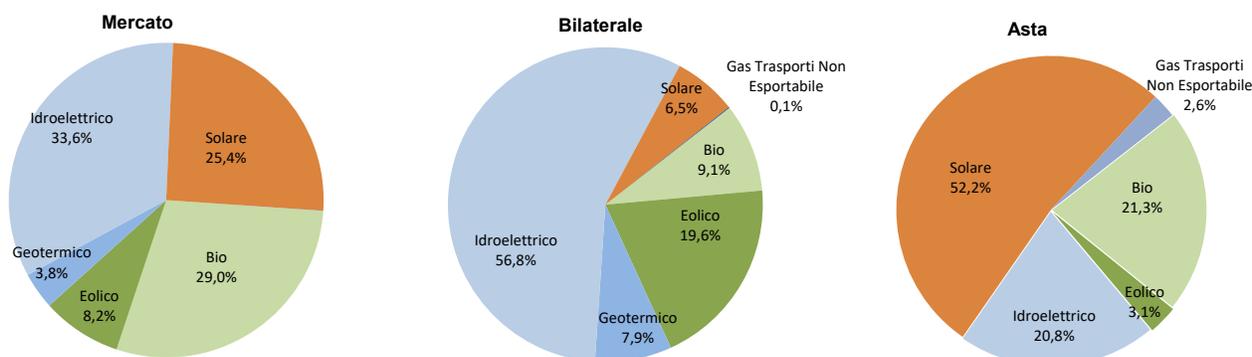
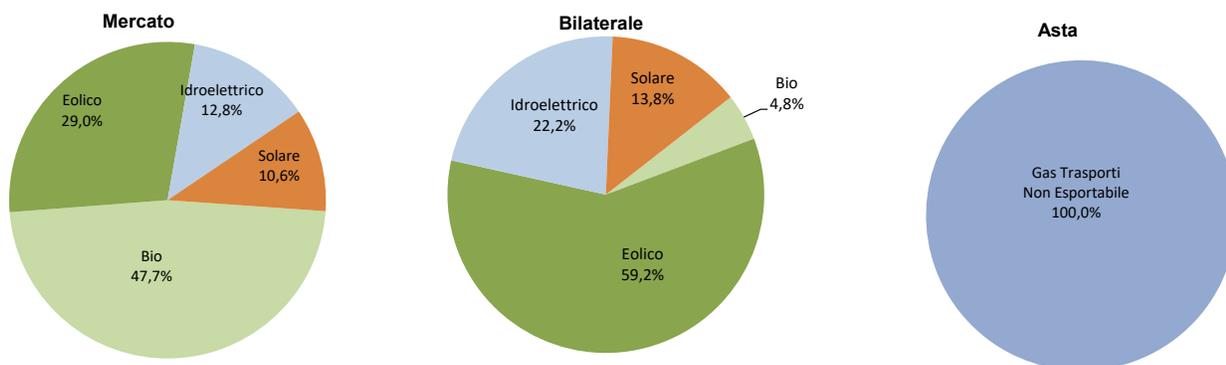


Figura 5: GO Anno di produzione 2025, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME



IA ED ENERGIA: SFIDE E OPPORTUNITÀ

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

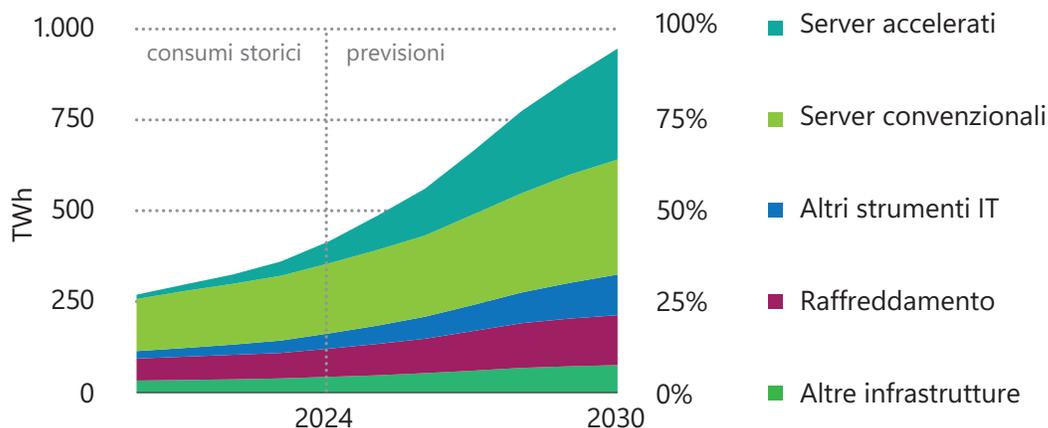
(continua dalla prima)

L'IA e la spinta alla domanda elettrica

Secondo l'International Energy Agency (IEA), i data center – infrastrutture chiave per lo sviluppo e il funzionamento delle applicazioni di IA e degli altri servizi digitali – hanno consumato, nel 2024, l'1,5% del fabbisogno elettrico mondiale, pari a 415 TWh. Un consumo destinato a raddoppiare nei prossimi cinque anni, raggiungendo i 945 TWh nel 2030, poco meno dell'attuale domanda di energia elettrica dell'intero Giappone¹. Il principale motore di questo incremento sarà proprio lo sviluppo dell'intelligenza artificiale che si sta rivelando un consumatore intensivo di energia. Le ragioni di questo fenomeno sono molteplici: in primis, i modelli di ultima generazione, in particolare quelli basati sul deep learning, richiedono enormi quantità di dati e una potenza di calcolo straordinaria per il loro addestramento. Questo processo implica l'utilizzo di supercomputer e di intere batterie di GPU (Graphics Processing Unit)², capaci di elaborare in parallelo milioni di operazioni, comportando consumi energetici elevatissimi. Inoltre, a questa fase di addestramento, già di per sé onerosa, si aggiunge l'infrastruttura che sostiene l'intelligenza artificiale ovvero i data center che devono

funzionare senza interruzioni e richiedono complessi sistemi di raffreddamento per evitarne il surriscaldamento. Ne deriva un fabbisogno energetico che non si limita al calcolo, ma comprende anche il mantenimento dell'intero sistema tecnologico. Bisogna anche considerare che le dimensioni dei data center stanno crescendo rispetto al passato in vista dei maggiori investimenti nelle applicazioni IA da parte delle big tech. Un data center tradizionale consuma circa 10-25 MW, mentre un data center hyperscale dedicato all'IA può arrivare a 100 MW o più, utilizzando ogni anno l'elettricità che servirebbe a 100.000 famiglie³. Infine, va considerato l'uso quotidiano delle applicazioni di IA. Una volta sviluppati, i modelli non restano confinati ai laboratori di ricerca, ma vengono impiegati in milioni di interazioni al giorno, dalla traduzione automatica ai chatbot, dalle diagnosi assistite in ambito medico fino all'ottimizzazione dei processi industriali. Questa diffusione capillare moltiplica ulteriormente il consumo di energia in quanto ogni richiesta di calcolo contribuisce a far crescere il carico di lavoro complessivo.

Figura 1. Consumo di elettricità dei data center nello scenario base, 2020-2030



Fonte: IEA 2025

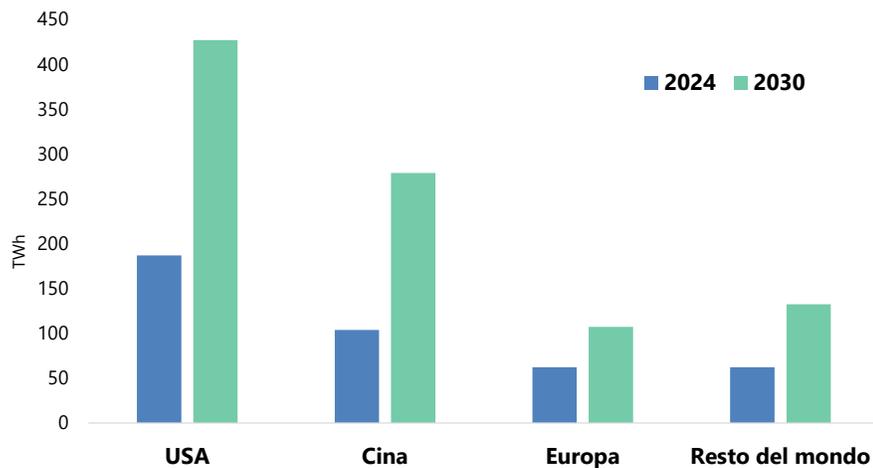
Non stupisce quindi che, secondo le stime dell'IEA, da qui al 2030 il consumo di elettricità dei data center crescerà di circa il 15% all'anno, oltre quattro volte più velocemente della crescita del consumo totale di elettricità di tutti gli altri settori. Si prevede che il consumo di elettricità nei server accelerati, trainato principalmente dall'adozione dell'IA, crescerà del 30% annuo nello scenario base, mentre la crescita del consumo di

elettricità nei server convenzionali sarà più lenta, attestandosi al 9% annuo⁴. Tale crescita, seppur esponenziale, resta confinata all'interno di una quota sul totale del fabbisogno elettrico mondiale residuale e pari a circa il 3% al 2030. Ciò significa che la quota dei data center nella domanda globale di elettricità sarà ancora limitata nei prossimi anni. A livello geografico, sussiste una forte concentrazione in alcune regioni

dell'aumento dei consumi energetici legati allo sviluppo della IA. In particolare, gli Stati Uniti rappresentano quasi la metà del consumo elettrico dei data center, seguiti dalla Cina con il 25% e dall'Europa con circa il 15%. Queste aree sono anche quelle dove, a livello previsionale, si concentrerà la domanda

futura, rappresentando complessivamente l'87% della crescita globale al 2030. Nello scenario base, il consumo da data center in USA aumenterà di circa 240 TWh (+130%) rispetto ai livelli del 2024, mentre in Cina l'incremento stimato è di circa 175 TWh (+170%) e in Europa di oltre 45 TWh (+70%).

Figura 2. Consumo elettrico dei data center per regione, 2024 vs 2030 (scenario base)



Fonte: elaborazioni su dati IEA 2025

Una comparazione in termini di consumo pro-capite mette in luce ulteriori divari: nel 2024, gli Stati Uniti hanno registrato un consumo elettrico pro-capite attribuibile ai data center di 540 kWh, valore che potrebbe superare i 1.200 kWh entro il 2030, cifre di gran lunga superiori a qualsiasi altra regione. L'Europa e la Cina seguono con distacco, registrando rispettivamente 100 e 70 kWh per abitante. Al 2030, queste regioni non raggiungeranno neanche la metà del livello attuale degli Stati Uniti, fermandosi l'Europa a 165 e la Cina a 200 kWh per abitante. Al contrario, l'Africa parte da livelli quasi trascurabili – meno di 1 kWh per abitante nel 2024 – sebbene con paesi come il Sud Africa che mostrano tassi di crescita elevati, avvicinandosi a intensità anche 15 volte superiori alla media del Continente. Inoltre, occorre considerare che, all'interno di una stessa regione, il consumo elettrico legato ai data center è concentrato in aree limitate, creando sfide importanti per le reti elettriche locali⁵. Negli USA, ad esempio, i governatori di oltre un quarto degli Stati hanno recentemente fatto pressioni per un maggiore ruolo nella governance del PJM Interconnection – la più grande rete elettrica del paese – poiché i prezzi dell'elettricità sono aumentati bruscamente per via di uno squilibrio tra domanda e offerta cui ha contribuito la rapida espansione dei data center⁶. Anche l'impatto climatico dei data center dipende direttamente dal mix di generazione dell'area in cui sono localizzati. Quasi la metà dell'aumento incrementale della domanda elettrica nei prossimi anni sarà coperta da rinnovabili (oggi coprono una quota del 27%), ma una parte consistente continuerà a essere soddisfatta da carbone – che oggi è prima fonte con una quota del 30% – e

gas naturale, soprattutto nelle aree dove la decarbonizzazione della rete procede più lentamente⁷.

La sostenibilità nella e con l'IA

L'intelligenza artificiale e i relativi sistemi di elaborazione dati rappresentano una sfida significativa per la sostenibilità energetica, ma offrono al contempo strumenti promettenti per migliorare l'efficienza e ridurre le emissioni. Da un lato, infatti, l'incremento previsto della domanda elettrica per alimentare i data center pone il rischio che una quota rilevante di energia extra venga prodotta da fonti fossili – in particolare nelle regioni dove la capacità rinnovabile è ancora minoritaria – aumentando le emissioni di CO₂ e rallentando gli obiettivi climatici. Dall'altro lato, l'IA può agire come tecnologia abilitante per la transizione energetica, in grado di migliorare la flessibilità delle reti e ridurre inefficienze sistemiche. Per quanto riguarda il primo aspetto – la sostenibilità nella IA – le preoccupazioni relative all'impronta di carbonio dei data center hanno portato all'instaurarsi di un nuovo paradigma, denominato Green AI, che incorpora pratiche e tecniche sostenibili nella progettazione, formazione e implementazione dei modelli, con l'obiettivo di ridurre i costi ambientali associati⁸. Anche la IEA prende in considerazione questo aspetto nel suo scenario di "alta efficienza" in cui, grazie a miglioramenti software, hardware e gestione infrastrutturale, il fabbisogno elettrico relativo ai servizi digitali si riduce del 15% al 2030. Relativamente al secondo aspetto, la sostenibilità con la IA, applicazioni di

machine learning vengono già impiegate per l'ottimizzazione in tempo reale delle reti elettriche, la previsione della produzione da rinnovabili, la gestione intelligente della domanda e il controllo di microgrid e sistemi di accumulo. Alcuni esempi concreti sono: l'ottimizzazione dell'energia eolica di DeepMind che, utilizzando una rete neurale addestrata su previsioni meteorologiche e dati storici sulle turbine, ha configurato un sistema in grado di prevedere la produzione di energia eolica con 36 ore di anticipo rispetto alla produzione effettiva, aumentando il valore economico del parco eolico del 20%⁹; oppure il monitoraggio real-time e la previsione di eventi climatici avversi come le inondazioni fluviali con la piattaforma FloodHub di Google o cambiamenti della banchisa polare con il modello predittivo IceNet che punta a salvaguardare le migrazioni della fauna locale¹⁰; o ancora la generazione di un gemello digitale urbano per la pianificazione sostenibile, come nel caso di

Sydney dove sono stati utilizzati questo tipo di modelli per simulare traffico, emissioni, uso delle risorse (acqua, energia), prevedere hot-spot ambientali e proporre politiche urbane più efficaci¹¹. Il World Economic Forum (WEF)¹² ha selezionato cinque ambiti chiave (fig. 3) in cui l'IA può svolgere un ruolo essenziale per contrastare il cambiamento climatico: (i) migliorare l'efficienza di sistemi interconnessi come reti elettriche, trasporti, città, uso del suolo per ottimizzare le risorse e integrare le energie rinnovabili; (ii) apportare avanzamenti nella scoperta tecnologica e nell'innovazione; (iii) promuovere cambiamenti nelle abitudini di consumo energetico per orientare scelte più sostenibili; (iv) creare strumenti più precisi di previsione degli impatti climatici con elaborazione di politiche più efficaci; (v) supportare la pianificazione e la gestione dei rischi climatici per permettere alle comunità di agire in anticipo e mitigare i danni.

Fig. 3 Le cinque aree chiave di impatto dell'intelligenza artificiale sulla transizione climatica

1. TRASFORMARE SISTEMI COMPLESSI	2. ACCELERARE L'INNOVAZIONE TECNOLOGICA E L'EFFICIENZA DELLE RISORSE	3. GUIDARE IL CAMBIAMENTO COMPORTAMENTALE	4. MIGLIORARE LA MODELIZZAZIONE CLIMATICA E DELLE POLICY	5. GESTIRE ADATTAMENTO E RESILIENZA
Efficientare le città e i settori energia, trasporti, agricoltura, acqua	Migliorare la competitività di soluzioni low-carbon	Modellizzazione, analisi e previsione dei comportamenti sociali	Prevedere eventi meteorologici estremi e scenari di cambiamento climatico	Gestire gli impatti climatici tramite sistemi di previsione e di allerta precoce
Realizzare gemelli digitali e simulazioni basati sull'IA per ottimizzare i flussi intra e intersistemici	Accelerare le scoperte scientifiche e l'innovazione tecnologica su larga scala	Promuovere e facilitare azioni per il clima (comunicazione e capacity building)	Creare modelli per valutare gli effetti del cambiamento climatico e l'efficacia di diversi scenari di policy	Gestire il rischio climatico sia dal punto di vista finanziario che umano per sistemi più resilienti
Migliorare la previsione dei rischi per sbloccare gli investimenti	Elaborare soluzioni progettuali sostenibili	Migliorare l'efficienza dei mercati e la qualità dei segnali informativi		Favorire la pianificazione strategica a fini di adattamento climatico
	Massimizzare l'uso e l'efficienza degli asset durante il loro ciclo di vita			

Fonte: Elaborazioni su dati WEF 2025

L'adozione diffusa dell'IA, specie se integrata in modo sistemico nei settori più carbon intensive, potrebbe contribuire a ridurre le emissioni complessive, compensando i costi emissivi con maggiori benefici. Attualmente, i data center sono responsabili di circa 180 milioni di tonnellate (Mt) di emissioni indirette di CO₂ derivanti dal consumo di elettricità, rappresentando quindi una esigua quota dello 0,5% sul totale delle emissioni da combustione¹³. Tuttavia, nel corso del prossimo decennio, se non si interverrà sugli aspetti di efficienza e sulla decarbonizzazione del mix energetico globale, è prevista un'impennata (+80%) che porterà la quota delle emissioni indirette dei data center all'1% nel caso base, spingendosi fino a l'1,4% nello scenario di maggior

espansione dell'IA denominato Lift-off. Secondo l'IEA, un'adozione estesa di applicazioni IA nei settori finali – edilizia, trasporti, industria – potrebbe portare a risparmi di emissioni molto maggiori di quelli causati dai data center stessi, stimando una riduzione pari a 1400 Mt CO₂ al 2035. Siamo ancora lontani da questo scenario che richiede il superamento di una serie di barriere relative ai vincoli all'accesso ai dati, l'assenza di infrastrutture e competenze digitali, restrizioni normative e di sicurezza nonché ostacoli sociali e culturali. L'impatto netto dell'intelligenza artificiale sulle emissioni è quindi ancora incerto e dipenderà da come saranno affrontate le sfide ancora aperte nell'implementazione delle applicazioni IA nei vari settori di utilizzo.

La sicurezza energetica ai tempi dell'IA

Negli ultimi anni, il tema della sicurezza nel campo dell'intelligenza artificiale è emerso come una delle sfide più delicate del nuovo panorama energetico-digitale. La IEA dedica un'intera sezione alla questione nel suo rapporto Energy and AI, evidenziando come la corsa globale allo sviluppo dell'IA, alimentata da infrastrutture sempre più energivore, stia introducendo vulnerabilità nuove e complesse. Se da un lato l'IA può essere un importante alleato nella protezione delle infrastrutture critiche – grazie, ad esempio, a sistemi di manutenzione predittiva, monitoraggio continuo da remoto, analisi in tempo reale dei rischi di rete, risposta automatizzata alle interruzioni – dall'altro, la digitalizzazione stessa espande la superficie di attacco, esponendo reti e data center a rischi cibernetici, tecnici e fisici che richiedono una nuova cultura della sicurezza. Uno dei nodi più critici riguarda la cybersecurity delle reti energetiche, spesso basate su infrastrutture legacy, quindi datate rispetto alle attuali tecnologie, sistemi cloud e dipendenza da fornitori che non possiedono efficaci sistemi di sicurezza. Questo tipo di rischi non è solo teorico: negli ultimi quattro anni sono triplicati gli episodi di cyber-attacchi agli operatori energetici, evidenziando quanto il settore sia già nel mirino di nuove forme di hacking. L'IA può agire in due direzioni opposte, sia come fattore di risoluzione, migliorando il rilevamento delle minacce e consentendo una protezione più reattiva, sia come moltiplicatore di vulnerabilità: gli stessi algoritmi che ottimizzano la gestione energetica possono essere sfruttati per individuare falle, manipolare flussi o compromettere sensori e comandi di rete. A questa dimensione digitale si aggiunge quella fisica e geopolitica.

I data center, concentrati in aree limitate, richiedono un'enorme quantità di energia elettrica distribuita localmente, con una forte esposizione a rischi di colli di bottiglia, congestione della rete, ostacoli infrastrutturali. Emerge, con sempre più forza, la sfida di garantire forniture energetiche affidabili e a prezzi accessibili per lo sviluppo della IA. Oltre a ciò, un fattore importante legato alla rapida crescita dell'IA è la domanda di minerali critici usati nei semiconduttori e altri componenti¹⁴. L'elevata concentrazione geografica di questo mercato espone il settore a significative vulnerabilità lato offerta in caso di interruzione dell'approvvigionamento, che sia a causa di eventi meteorologici estremi, incidenti industriali, interruzioni degli scambi commerciali o fattori geopolitici.

È sempre più evidente come la sicurezza dell'IA non possa essere separata dalla sicurezza energetica. Un modello di sviluppo sostenibile e sicuro richiede che i data center diventino parte attiva del sistema energetico, contribuendo alla stabilità della rete invece di favorirne la vulnerabilità. Servono politiche di localizzazione dei data center in aree a bassa intensità carbonica, strumenti di demand response che gestiscano i picchi di carico e standard di rendicontazione energetica obbligatori per i grandi operatori digitali.

In definitiva, la sicurezza dell'IA non è solo una questione tecnica o informatica: è una nuova dimensione della sicurezza energetica e strategica globale. Affrontarla in modo sistemico significa garantire che l'intelligenza artificiale, anziché amplificare fragilità esistenti, diventi un moltiplicatore di resilienza, una rete intelligente e sicura a servizio della transizione energetica.

¹ Scenario "Base Case" dell'IEA, contenuto nel report Energy and AI, 2025;

² I GPU sono processori grafici progettati per eseguire in parallelo un elevato numero di calcoli; inizialmente usato per l'elaborazione di immagini, è oggi fondamentale per applicazioni ad alta intensità di dati, come l'intelligenza artificiale e il machine learning, perché consentono di accelerare in modo significativo i complessi calcoli richiesti dall'addestramento dei modelli;

³ IEA, Energy and AI, 2025;

⁴ I server accelerati rappresentano quasi la metà dell'aumento netto del consumo di elettricità dei data center globali contro il 20% dei server convenzionali;

⁵ Ad esempio, in sei Stati USA i data center consumano già oltre il 10% dell'energia elettrica, con la Virginia in testa con il 25%. Reuters, US public power sector weighs risks and rewards of data center customers, 2 ottobre 2025; IEA, Energy and AI, 2025;

⁶ Axios Pittsburgh, Data centers strain grid as electricity costs climb, 30 settembre 2025; Reuters, Governors push for more sway over biggest US grid as power bills surge, 22 settembre 2025; Reuters, America's largest power grid is struggling to meet demand from AI, 9 luglio 2025;

⁷ IEA, Energy and AI, 2025;

⁸ Verónica Bolón-Canedo, Laura Morán-Fernández, Brais Cancela, Amparo Alonso-Betanzos, A review of green artificial intelligence: Towards a more sustainable future, Neurocomputing 599 (2024), Elsevier;

⁹ Google DeepMind, Machine learning can boost the value of wind energy, 26 febbraio 2019;

¹⁰ Il Sole 24 Ore, Come funziona Flood Hub la piattaforma di previsione delle inondazioni fluviali, 25 luglio 2023; Innovando News, Un'inedita AI predittiva per salvare i caribù dell'Artico canadese, 22 agosto 2025;

¹¹ Sohail A., Shen B., Cheema M.A., Ali M.E., Ulhaq A., Babar M.A., Qureshi A., Beyond Data, Towards Sustainability: a Sydney Case Study on Urban Digital Twins, PFG – Journal of Photogrammetry, Remote Sensing and Geoinformation Science, Vol. 93, pp. 365-377; pubblicato in data 25 aprile 2025;

¹² World Economic Forum, AI's role in the climate transition and how it can drive growth, 16 gennaio 2025;

¹³ Questo include tutti i carichi di lavoro dei data center, di cui l'intelligenza artificiale è un sottoinsieme. Il rapporto della IEA analizza le emissioni indirette e non quelle dirette della produzione che sono più esigue e relative all'uso diretto di combustibili e gas di processo;

¹⁴ Tra i minerali critici più utilizzati nell'implementazione dei data center, ci sono rame, alluminio, silicio, gallio, terre rare e minerali per batterie. A titolo di esempio, le previsioni dell'IEA indicano che, nel 2030, la domanda di gallio per i data center potrebbe raggiungere fino all'11% dell'offerta attuale, con la Cina che rappresenta il 98% della raffinazione del gallio. I data center copriranno anche una quota sul totale della domanda 2024 del 2% per rame e silicio e oltre il 3% per le terre rare. Fonte: IEA 2025.

Novità normative di settore

a cura del GME

MERCATO ELETTRICO

Comunicato stampa del progetto Single Day-Ahead Coupling (SDAC) | “Market Coupling Steering Committee confirms go-live of 15-Minute MTU in SDAC on trading day 30 September 2025 for delivery day 1 October 2025” | pubblicato il 12 settembre 2025
 Download <https://www.nemo-committee.eu/>

Comunicato del GME | “MERCATO ELETTRICO – avvio operativo dei prodotti MTU di 15 minuti su MGP” | pubblicato il 29 settembre 2025 | <https://www.mercatoelettrico.org/>

Con riferimento al progetto di coupling europeo Single Day-Ahead Coupling (SDAC), con il primo dei comunicati sopra indicati, i NEMOs e TSOs europei hanno confermato l'avvio operativo dei prodotti con Market Time Unit (MTU) a 15 minuti sui mercati Day-Ahead europei - e conseguentemente anche sul Mercato del Giorno Prima (MGP) italiano - avvenuto il giorno di trading 30 settembre u.s., con consegna 1° ottobre 2025.

Durante l'ampia fase di collaudo, i gestori del mercato elettrico designati (NEMO) e i gestori dei sistemi di trasmissione (TSO) hanno testato i loro sistemi con riferimento ad un'ampia gamma di condizioni di mercato, verificando le funzionalità locali, regionali e transfrontaliere e confermando la “readiness” complessiva del sistema.

Con il secondo dei comunicati in oggetto, il GME ha reso noto che, a partire dalla data indicata, sarebbero stati disponibili sul Mercato del Giorno Prima i prodotti con MTU pari a 15 minuti e i prodotti con MTU pari a 30 minuti, oltre ai prodotti orari (60 minuti) già precedentemente disponibili.

Al fine, con il medesimo comunicato, il GME ha inoltre reso noto che, in data 29 settembre u.s., con la pubblicazione sul proprio sito internet, sarebbero entrate in vigore le versioni aggiornate delle seguenti Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF):

- DTF 03 rev 13 MPE, recante “Tempistiche dei mercati”;
- DTF 05 rev 04 MPE, recante “Prodotti negoziabili sui mercati”;
- DTF 10 rev 05 MPE, recante “Verifiche di congruità tecnica delle offerte”;
- DTF 14 rev 02 MPE, recante “Esiti MGP e MI”.

A completamento, sempre a decorrere dalla medesima data sopra indicata, al fine di garantire coerenza tra le procedure di nomina dei flussi di energia sulla frontiera Italia-Svizzera e l'introduzione dei prodotti a 15 minuti nel Single Day Ahead Coupling (SDAC), Terna e il gestore di rete elvetico (i.e. Swissgrid) hanno altresì introdotto la possibilità di nominare le capacità di trasmissione transfrontaliera secondo valori differenziati per ciascun intervallo di 15 minuti all'interno dell'ora di riferimento¹.

Deliberazione 23 settembre 2025 417/2025/R/eel | “Approvazione del corrispettivo per l'accesso alla garanzia di ultima istanza ai sensi del decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica in concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze 152/2025” | pubblicata in data 24 settembre 2025 |
 Download <https://www.arera.it/>

Con riferimento alla piattaforma di mercato organizzato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili (di seguito: MPPA) - prevista dall'Art. 28, comma 2, del D.Lgs 199/2021 - con la delibera in oggetto l'ARERA ha approvato, ai sensi dell'art. 4 del Decreto Ministeriale n.152 del 20 giugno 2025 (di seguito: D.M. 152/2025²), la proposta del GSE relativa alle modalità di applicazione e quantificazione del corrispettivo a carico dei contraenti per l'accesso al meccanismo di garanzia di ultima istanza.

Al riguardo, si ricorda che il D.M. 152/2025 ha definito inter alia i criteri e le condizioni in base ai quali il GSE svolgerà, sul costituendo MPPA, il ruolo di garante di ultima istanza subentrando nelle posizioni degli operatori eventualmente inadempienti.

Nello specifico, è previsto che per l'accesso a tale meccanismo i soggetti interessati devono preliminarmente ottenere una prequalifica dal GSE, nonché corrispondere al medesimo un corrispettivo, soggetto ad approvazione dell'Autorità.

Con comunicazione del 19 settembre u.s., il GSE ha inviato all'ARERA la proposta per la quantificazione e le modalità di applicazione del corrispettivo. Lo stesso dovrà essere versato dai contraenti entro un mese dalla sottoscrizione sul mercato del contratto PPA e, successivamente, su base annuale. Tale corrispettivo sarà inoltre aggiornato ogni anno, in funzione del rischio effettivo di inadempimento e del livello di attivazione della misura.

Nell'ambito della proposta, in assenza di mercati internazionali analoghi da utilizzare quale benchmark di riferimento, è stato ritenuto opportuno che il valore del corrispettivo sia determinato in via cautelativa e prudenziale, tenendo conto delle probabilità di inadempimento medie stimate in funzione del rating creditizio delle controparti. L'ARERA ha ritenuto la proposta del GSE compatibile con quanto previsto in materia di aiuti di stato dalla Commissione Europea nella comunicazione 2008/C 155/02, approvando la stessa senza necessità di modifica.

Con riguardo alle future revisioni del corrispettivo e alla proposta di sviluppare modelli stocastici che consentano di valutare il rischio di inadempimento legato alle attività di negoziazione sul MPPA, anche tenendo conto dell'andamento dei prezzi di

mercato, l'Autorità ha previsto che qualsiasi ulteriore modifica ai parametri per la determinazione del corrispettivo, ivi incluso l'utilizzo dei suddetti modelli stocastici e le relative ipotesi di base, siano sottoposte all'approvazione della stessa.

Deliberazione 09 settembre 2025 406/2025/R/eel | “Coupling unico del giorno prima e infragiornaliero: verifica della proposta di emendamento allo schema contrattuale IBWT Operational Agreement” | pubblicata in data 10 settembre 2025 |

Download <https://www.arera.it/>

In relazione al progetto di coupling regionale Italian Borders Working Table (IBWT), con la delibera in oggetto, l'ARERA ha verificato positivamente lo schema di accordo “Third Amendment to the Operational Agreement for the Price Coupling of day-ahead markets of the Italian Borders” (IBWT OA) trasmesso dal Gestore dei Mercati Energetici (di seguito: GME), d'intesa con Terna, all'Autorità con la comunicazione 18 luglio 2025.

Le principali modifiche introdotte al suddetto accordo hanno ad oggetto l'adeguamento di talune disposizioni rispetto al quadro contrattuale pan-europeo che disciplina il coupling unico del giorno prima e infragiornaliero, nonché specifiche disposizioni volte ad adeguare la struttura di governance del progetto in vista dell'adesione delle nuove parti balcaniche dell'Energy Community (nel seguito: parti EnC).

Nello specifico, con riferimento all'adesione delle parti dell'Energy Community, le principali modifiche riguardano:

- la distinzione tra parti europee afferenti all'Area Economica Europea (EEA) e parti EnC, atteso che queste ultime non sono ancora soggette al quadro contrattuale europeo che regola il coupling unico del giorno prima e infragiornaliero;
- l'introduzione di un corrispettivo di adesione per le parti EnC;
- l'introduzione di condizioni di approvazione ulteriori ai fini dell'entrata in operatività delle suddette parti.

Con il provvedimento in oggetto, l'Autorità ha ritenuto necessarie le modifiche previste all'accordo IBWT OA al fine di assicurare la coerenza del quadro contrattuale regionale con il quadro contrattuale che disciplina il coupling pan-europeo, ovvero per consentire l'adesione all'accordo delle parti EnC richiedenti.

GAS

Comunicato del GME | “Mercato del Gas: avvio delle prove in bianco relative alla nuova DTF 07 MGAS” | pubblicato in data 15 settembre 2025 |

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

Con il comunicato in oggetto, il GME, facendo seguito al precedente comunicato del 15 luglio u.s.³, ha reso noto che, in vista dell'entrata in vigore della nuova Disposizione Tecnica di Funzionamento (DTF) n. 07 MGAS - Tipologie dei contratti, durata del periodo di negoziazione e meccanismo della cascata, prevista per il prossimo 1° ottobre, ha organizzato alcune sessioni di prove in bianco al fine di testare l'operatività rispetto ai nuovi contratti previsti dalla DTF modificata.

Nel dettaglio, in una prima fase di test effettuata nei soli giorni feriali dal 23 settembre al 3 ottobre, è stata simulata la contrattazione del nuovo prodotto Working Days Next Week (WK/DY NW).

Successivamente, nei soli giorni feriali della settimana dal 1° al 7 dicembre, si terrà la seconda fase di test avente ad oggetto la contrattazione degli ulteriori prodotti previsti dalla DTF 07, segnatamente i prodotti weekend composti da più di due giorni, nonché i conseguenti prodotti giornalieri e i prodotti WK/DY NW quotati al verificarsi di tale occasione. Tali ulteriori sessioni di prova sono volte a garantire la preparazione degli operatori in vista del primo scenario concreto in cui verrà quotato sul MGAS un prodotto weekend composto da quattro giorni (nello specifico il WE-2025-52), che si verificherà nel periodo natalizio 2025.

A completamento, si segnala che ulteriori informazioni di dettaglio verranno comunicate agli operatori nel mese di novembre.

AMBIENTALI

Decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica del 21 luglio 2025 | “Aggiornamento della disciplina dei certificati bianchi di cui all'articolo 7 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 e successive modificazioni ed integrazioni.” | pubblicato in data 11 settembre 2025 |

Download <https://www.gazzettaufficiale.it/>

Con il Decreto Ministeriale del 21 luglio 2025 - pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n.211 dell'11 settembre u.s. - il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha aggiornato la disciplina dei certificati bianchi (noti altresì come Titoli di efficienza energetica o TEE) di cui all'articolo 7 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 e successive modificazioni ed integrazioni.

Nello specifico, con tale Decreto, il MASE ha determinato gli obiettivi e gli obblighi quantitativi nazionali di risparmio energetico negli usi finali di energia per il periodo 2025-2030, da conseguirsi attraverso il meccanismo dei certificati bianchi. Il Decreto dispone altresì taluni aggiornamenti con riferimento

alla disciplina generale del meccanismo per il rilascio dei TEE e introduce modalità alternative o aggiuntive per l'attribuzione dei benefici funzionali al raggiungimento degli obiettivi.

Al riguardo, si ricorda che i soggetti tenuti al rispetto degli obblighi

di cui al provvedimento in oggetto sono i distributori di energia elettrica o di gas naturale che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti l'anno d'obbligo di riferimento, risultano avere più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione.

¹ Cfr. Comunicato di Terna del 17 settembre 2025: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/gl-danom15mtu-itch-ita>;

² Cfr. NL n.194 luglio 2025;

³ Cfr. NL n.195 agosto 2025.

Gli appuntamenti

15-17 ottobre

MED – Dialoghi mediterranei

Napoli, Italia

Organizzato da Ispi

<https://med.ispionline.it/>

16 ottobre

Il ruolo di cattura e sequestro della anidride carbonica sulla via della neutralità climatica

Milano, Italia

Organizzato da Istituto lombardo, accademia di scienze e lettere

<https://istitutolombardo.it/>

16-18 ottobre

European Conference on Electrical Engineering

Evento online e in presenza

Venezia, Italia

Organizzato da Università di Bologna

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

17-19 ottobre

International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies

Evento online e in presenza

Chengdu, Cina

Organizzato da ICSGCE

<http://www.icsgce.org>

20-21 ottobre

EMC - East Mediterranean Energy Conference & Exhibition

Limassol, Cipro

Organizzato da IES Group

<https://emc-cyprus.com/>

21 ottobre

Rapporto Unirima 2025

Roma, Italia

Organizzato da Unirima

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

21-22 ottobre

Annual Energy and Utilities Cyber Security Forum

Evento online e in presenza

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Leadvent Group

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

21-22 ottobre

AgriVoltaics Industry Forum Europe

Milano, Italia

Organizzato da Solar Power Europe

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

22 ottobre

Forum Sostenibilità 2025 – Focus Giovani

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi

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

22 ottobre

Forum Sostenibilità 2025 – Focus Imprese

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi

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

22 ottobre

Rapporto ASviS 2025

Roma, Italia

Organizzato da AsviS

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

22-24 ottobre

Oil&NonOil

Verona, Italia

Organizzato da Verona Fiere

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

23-25 ottobre

Saie - La Fiera delle Costruzioni progettazione, edilizia, impianti

Bari, Italia

Organizzato da Senaf

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

23 ottobre

SolarBuilding

Salerno, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

24-25 ottobre

Open Innovation Summit

Torino, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi e Zest

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

28-31 ottobre

International Conference on Artificial Intelligence and Power Engineering

Evento online e in presenza

Nara, Giappone

Organizzato da AIPE

<http://www.aipe.org>

28-31 ottobre

International Conference on Power and Renewable Energy Engineering

Evento online e in presenza

Nara, Giappone

Organizzato da PREE

<http://www.pree.net>

29 ottobre

UN SDG Action Awards Ceremony

Roma, Italia

Organizzato da Nazioni Unite

<https://sdgactionawards.org/>

29-30 ottobre

MTT2025 – Tecniche di Misura per la Qualità dell’Aria

Palermo, Italia

Organizzato da SNPA

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

29-30 ottobre

Aquawatt

Piacenza, Italia

Organizzato da Aquawatt

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

3-4 novembre

Solar and Energy Storage Summit 2025

Barcellona, Spagna

Organizzato da NetZeroEurope

<https://netzerosolareu.metal.com/>

4 novembre

European Power Investment Summit

Londra, Regno Unito

Organizzato da Wood Mackenzie

<https://www.woodmac.com>

4-5 novembre

RE-Source 2025: Connecting renewable energy buyers and sellers

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da RE-Source

<https://resource-platform.eu/>

4-7 novembre

ECOMONDO – The Green Technology Epo

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

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

5-6 novembre

European Bioenergy Future 2025

Bruxelles, Belgio

Organizzato da Bioenergy Europe

<https://bioenergyeurope.org/>

10-16 novembre

World Conference on Sustainable Life Sciences

Evento online e in presenza

Mardin, Turchia

Organizzato da Erciyes University

<http://wocols.com>

10-21 novembre

COP30

Belém, Brasile

Organizzato da UNCC

<https://unfccc.int/>

12-13 novembre

Wood Mackenzie Hydrogen Conference

Londra, Regno Unito

Organizzato da Wood Mackenzie

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

13 novembre

Stati Generali del Rinnovamento Energetico

Milano, Italia

Organizzato da Irene

<https://sgre.reteirene.it/>

18 novembre

Conferenza Energmanagement

Milano, Italia

Organizzato da FIRE

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

18-20 novembre

GENERA - International Week of Electrification and Decarbonisation

Madrid, Spagna

Organizzato da Ifema

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

21-23 novembre

World Conference on Climate Change and Global Warming

Evento online e in presenza

Copenhagen, Danimarca

Organizzato da CCGconf

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

25-26 novembre

Integrating PV technologies in the built environment and landscape

Firenze, Italia

Organizzato da Seamless-PV

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

26-28 novembre

Renovation Days

Milano, Italia

Organizzato da Edera, EFN, Eurac Research

<https://edera.city/>

1-2 dicembre

10° Forum Italia Solare

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da Italia Solare

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

1-2 dicembre

Future of Utilities Smart Energy

Londra, Regno Unito

Organizzato da Future of Utilities

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

2-3 dicembre

AI Transition 2025

Torino, Italia

Organizzato da 24Ore Eventi

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

4-6 dicembre

Global Research Conference on Renewable and Sustainable Energies

Milano, Italia

Organizzato da GRCrenewable

<https://fosterresearch.org/>

10 dicembre

Nucleare in Italia dal dire al fare

Roma, Italia

Organizzato da AIN

<https://associazioneitaliananucleare.it/>

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.