IL NOTIZIARIO DELLA BORSA ITALIANA DELL'ENERGIA | *un progetto del GME in collaborazione con il Gruppo Adnkronos*

NEWSLETTER del GME Gestore Mercati Energetici

n.208 NOVEMBRE 2026

APPROFONDIMENTO

FABBISOGNO DI ENERGIA E TRANSIZIONE NEL MONDO: LA RESILIENZA DEL FOSSILE E IL RUOLO ANCORA ADDIZIONALE DELLE RINNOVABILI

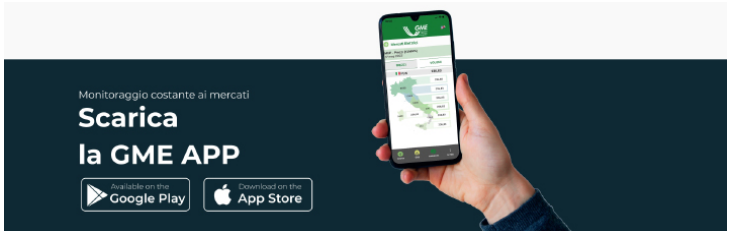
Gian Paolo Repetto RIE Srl

La pubblicazione annuale dei dati "Statistical Review of World Energy" dell'Energy Institute offre l'occasione per alcune considerazioni sui consumi energetici a livello mondiale, la loro composizione, le dinamiche per area geografica e sulle relative emissioni di gas climalteranti. Le cifre mettono innanzitutto in evidenza come, in un quadro di fabbisogno energetico sempre crescente, nonostante gli impegni e gli ambiziosi obiettivi di alcuni Paesi, soprattutto dell'UE, la strada per la decarbonizzazione dell'economia e dei processi produttivi resti ancora lunga, per ostacoli di natura tecnica, economica e politica.

Il fabbisogno mondiale di energia continua a crescere

La domanda di energia a livello mondiale continua ad aumentare spinta soprattutto dal fabbisogno energetico dei maggiori Paesi asiatici. Nel 2025, i consumi di energia primaria hanno raggiunto 600 Exajoule[1] (+1,7% sul 2024) e per il 2026 altre fonti stimano un aumento dell'1,4% circa[2]. Da inizio secolo i consumi sono cresciuti del 57%, ad un tasso medio annuo dell'1,8% (fig. 1).

continua a pag. 25





Nuovo indice del prezzo del gas

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ OTTOBRE 2026
Mercato elettrico Italia
pag 2
Mercato gas Italia
pag 13
Mercati energetici Europa
pag 17
Mercati per l'ambiente
pag 21

APPROFONDIMENTO
Fabbisogno di energia e transizione nel mondo: la resilienza del fossile e il ruolo ancora addizionale delle rinnovabili
Gian Paolo Repetto RIE Srl

NOVITA' NORMATIVE
Pagina 30

FORMAZIONE
Pagina 32

APPUNTAMENTI
Pagina 33

MERCATO ELETTRICO ITALIA

A cura del GME

Il Pun Index GME sul Mercato del Giorno Prima sale a 230,82 €/MWh (+23,27 €/MWh), in presenza di una crescita dei prezzi del gas, volumi FER e importazioni nette in flessione. Calano gli acquisti (24,2 TWh, -8,0%, con la liquidità del mercato all'85,4%). I volumi negoziati sul MI si portano su uno dei livelli più alti mai osservati, a 3,9 TWh, di cui 1,7 TWh su XBID, quest'ultimo al nuovo massimo storico. Sul MTE si rilevano registrazioni di transazioni OTC a fini di clearing per 27,6 GWh e prezzi di controllo in generale aumento. Calano a 16,5 TWh le transazioni registrate sulla PCE.

PUN INDEX GME

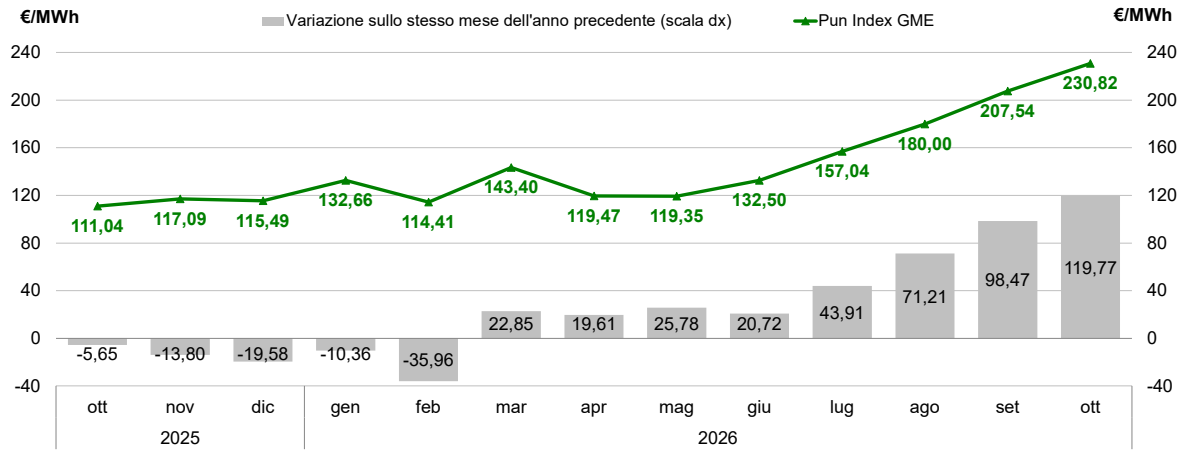
Il Pun Index GME si conferma sui massimi da inizio 2023, salendo a quota 230,82 €/MWh (+23,27 €/MWh su settembre), crescita meno intensa rispetto agli aumenti delle quotazioni, anche di significativa entità, osservati sulle altre principali borse elettriche europee (166/222 €/MWh, +23/+53 €/MWh). Il rialzo del prezzo italiano è guidato da una decisa crescita dei prezzi del gas (IGI: 88,38 €/MWh, +9,77 €/MWh), alla quale concorrono vendite rinnovabili e importazioni nette in calo. La crescita del Pun Index è diffusa in tutti i gruppi di ore, con il rapporto picco/baseload a 1,03 (Grafico 1 e Tabella 1).

Tabella 1: MGP, dati di sintesi — Fonte: GME

	Prezzo medio				Volumi				Liquidità	
	2026	2025	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2026	2025
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	GWh	Var.	GWh	Var.		
Baseload	**230,82**	111,04	+119,77	*+107,9%*	**20.653**	*+5,6%*	**24.190**	*+2,3%*	**85,4%**	*82,7%*
Picco	238,68	120,41	+118,26	*+98,2%*	8.629	*+0,1%*	10.038	*-3,1%*	86,0%	*83,2%*
Fuori picco	226,50	105,53	+120,98	*+114,6%*	12.024	*+10,0%*	14.152	*+6,4%*	85,0%	*82,2%*
Minimo	56,79	9,65			4,7		5,5		79,9%	*74,9%*
Massimo	408,29	206,12			8,9		10,5		93,3%	*90,7%*

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

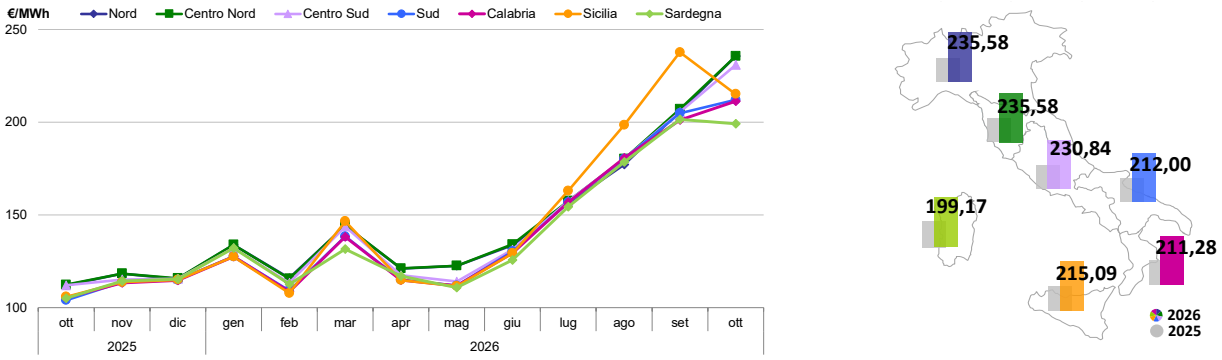
Grafico 1: MGP, Pun Index GME — Fonte: GME



I PREZZI ZONALI

A livello zonale si rileva un ampliamento degli spread zonali, per effetto di una crescita più intensa dei prezzi medi nelle zone centrali e al Nord (231/236 €/MWh, +25/+30 €/MWh), di incrementi meno rilevanti al Sud e in Calabria (211/212 €/MWh, +7/+10 €/MWh) in presenza, in particolare, di restringimenti sul transito SUD-CSUD e del ripristino su livelli ordinari del transito SUD-CALA, e, infine, di una flessione sulle isole, con la Sicilia che, anche in concomitanza della graduale riapertura del transito con la Calabria, cala a 215 €/MWh (-23 €/MWh) e la Sardegna che scende a 199 €/MWh (-2 €/MWh), in virtù di un'elevata offerta eolica e di limitazioni e inibizioni del transito con il Centro Sud verso la fine del mese. Infine, con riferimento ai valori estremi osservati sul mercato, si osserva in tutte le zone un'elevata volatilità, con massimi al quarto d'ora di 400/410 €/MWh e, per la prima volta sul MGP, prezzi negativi, diffusi in diversi giorni del mese. In particolare, in presenza di picchi di offerta rinnovabile, si rilevano minimi di -0,01 €/MWh il 14 ottobre al Sud, Calabria e Sicilia, mentre in Sardegna si osservano minimi negativi in diversi giorni, in particolare verso la fine del mese, con prezzi fino a -5,00 €/MWh il 27 ottobre, in corrispondenza anche della suddetta inibizione del transito con il Centro Sud (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi zonali — Fonte: GME



LA STRUTTURA DELL'OFFERTA

Le offerte in vendita semplici calano a 21,7 TWh (-3,0% su settembre), di cui 15,3 TWh accettati, prevalentemente sul prodotto a 15 minuti (il 78% del totale). In flessione anche l'offerta in vendita tramite blocchi, a 11,4 TWh (-7,4%), accettata per 4,5 TWh, con scambi quasi esclusivamente concentrati sul prodotto a 15 minuti (il 94% del totale). Le offerte di acquisto semplici calano a 24,5 TWh (-7,3%), accettate per 23,3 TWh, con la percentuale di accettazione del prodotto a 15 minuti che copre in misura quasi esclusiva l'accettato totale (96%). In debole crescita, al contrario, le offerte di acquisto a blocchi, pari a 20 GWh (+9,9%), accettate per 16 GWh (Tabella 2, Grafico 3a e Grafico 3b).

Tabella 2: MGP, utilizzo dei prodotti — Fonte: GME

OFFERTE DI VENDITA (GWh)

MTU	SEMPLICI			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	15.992	11.965	4.027	10.562	4.204	6.358
	(-27,2%)	(+2,5%)	(-60,9%)	(+134,1%)	(+128,4%)	(+138,1%)
30 min	4	2	1	-	-	-
	(-87,3%)	(+251,4%)	(-95,6%)	-	-	-
60 min	5.725	3.353	2.372	881	271	610
	(-30,8%)	(-36,2%)	(-21,2%)	(+35,5%)	(-3,3%)	(+64,8%)
TOTALE NAZIONALE	**21.721**	**15.321**	**6.400**	**11.443**	**4.475**	**6.968**
	(-28,3%)	(-9,5%)	(-52,1%)	(+121,7%)	(+111,0%)	(+129,1%)

OFFERTE DI ACQUISTO (GWh)

MTU	SEMPLICI			BLOCCHI		
	Totali	Accettate	Rifiutate	Totali	Accettate	Rifiutate
15 min	23.617	22.475	1.141	4	0	4
	(+3,3%)	(+5,5%)	(-26,6%)	(+32,5%)	(-96,1%)	(+7951,5%)
30 min	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-
60 min	881	864	17	16	16	0
	(-50,1%)	(-48,6%)	(-79,9%)	(+53,2%)	(+51,8%)	-
TOTALE NAZIONALE	**24.497**	**23.339**	**1.158**	**20**	**16**	**4**
	(-0,5%)	(+1,5%)	(-29,3%)	(+48,5%)	(+18,8%)	(+8263,9%)

**in tabella sono riportate le variazioni rispetto all'anno precedente*

Grafico 3: MGP, struttura dell'offerta Fonte: GME

Grafico 3a: quantità vendute e rifiutate

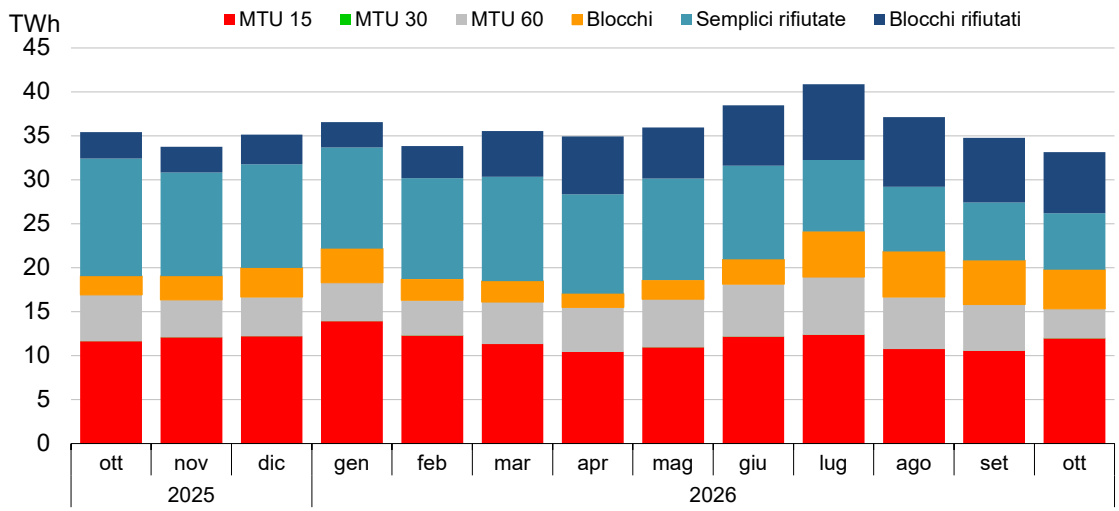
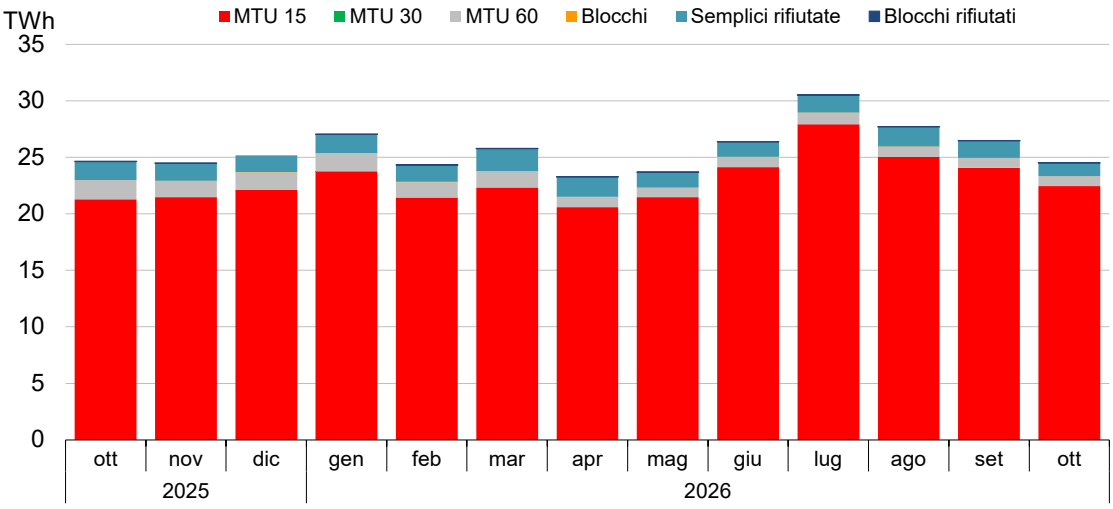


Grafico 3b: quantità acquistate e rifiutate



I VOLUMI

Gli acquisti nel Sistema Italia scendono a 24,2 TWh, portandosi sui minimi da giugno. I volumi calano sia sulla componente di borsa, a 20,7 TWh (-8,5%), sia su quella fuori borsa, a 3,5 TWh (-5,1%), con la liquidità del mercato al'85,4% (-0,4 p.p.). Gli acquisti nazionali calano a 23,4 TWh (-9,6%), mentre le esportazioni registrano una decisa crescita, a 0,8 TWh (+84,4%), portandosi sui massimi da febbraio. Sul lato dell'offerta, registrano una flessione sia le vendite nazionali, a 19,8 TWh (-8,3%), calo diffuso in tutte le zone con l'eccezione di Sardegna e Centro Nord (+4,7%/+6,1%), sia le importazioni, a 4,4 TWh (-6,8%) (Tabelle 3, 4 e 5, Grafico 4).

Tabella 3: MGP, offerta di energia elettrica — Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	**20.653**	***+5,6%***	***85,4%***
Operatori	14.428	*+10,7%*	*59,6%*
GSE	1.849	*-5,6%*	*7,6%*
Zone estere	4.376	*-4,1%*	*18,1%*
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	**3.538**	***-13,7%***	***14,6%***
Zone estere	19	*-57,0%*	*0,1%*
Zone nazionali	3.519	*-13,3%*	*14,5%*
Saldo programmi PCE	-		
VOLUMI VENDUTI	**24.190**	***+2,3%***	***100,0%***
VOLUMI NON VENDUTI	**13.460**	***-18,9%***	
OFFERTA TOTALE	**37.650**	***-6,5%***	

Tabella 4: MGP, domanda di energia elettrica — Fonte: GME

	GWh	Variazione	Struttura
Borsa	**20.653**	***+5,6%***	***85,4%***
Acquirente Unico	355	*-8,9%*	*1,5%*
Altri operatori	15.005	*-4,7%*	*62,0%*
Pompaggi	215	*+13,8%*	*0,9%*
Zone estere	835	*+27,5%*	*3,5%*
Saldo programmi PCE	4.242	*+64,6%*	*17,5%*
PCE (incluso MTE)	**3.538**	***-13,7%***	***14,6%***
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	*-100,0%*	*0,0%*
Zone nazionali altri operatori	7.779	*+16,7%*	*32,2%*
Saldo programmi PCE	*-4.242*		
VOLUMI ACQUISTATI	**24.190**	***+2,3%***	***100,0%***
VOLUMI NON ACQUISTATI	**1.614**	***-23,8%***	
DOMANDA TOTALE	**25.804**	***+0,1%***	

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

Grafico 4: MGP, liquidità — Fonte: GME

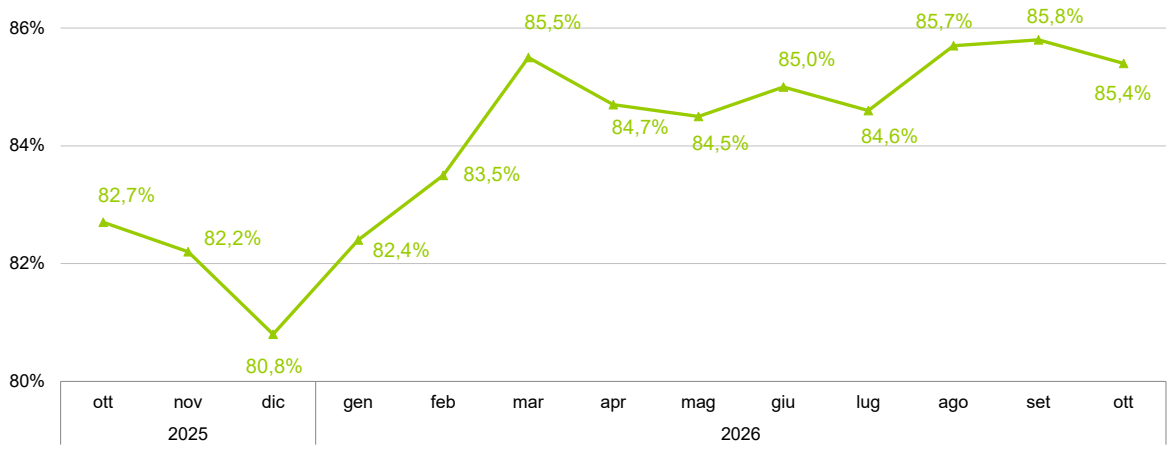


Tabella 5: MGP, volumi zonali — Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	GWh								
	Totale	*Media a 15 min*	*Var*	*Totale*	*Media a 15 min*	*Var*	*Totale*	*Media a 15 min*	*Var*
Nord	16.126	5,4	*-11,0%*	9.912	3,3	*+0,1%*	13.310	4,5	*+0,2%*
Centro Nord	1.576	0,5	*+18,6%*	1.288	0,4	*+12,4%*	2.097	0,7	*+5,5%*
Centro Sud	4.998	1,7	*-7,1%*	2.711	0,9	*+11,2%*	4.074	1,4	*+1,8%*
Sud	3.978	1,3	*-22,1%*	2.584	0,9	*-2,7%*	1.399	0,5	*+0,1%*
Calabria	2.060	0,7	*+30,9%*	1.013	0,3	*+52,6%*	430	0,1	*+2,4%*
Sicilia	3.030	1,0	*+20,9%*	1.137	0,4	*-0,8%*	1.332	0,4	*+5,0%*
Sardegna	1.395	0,5	*-2,2%*	1.150	0,4	*+5,1%*	714	0,2	*+10,8%*
Totale nazionale	**33.163**	**11,1**	*-6,4%*	**19.795**	**6,6**	*+3,9%*	**23.355**	**7,8**	*+1,5%*
Estero	4.487	1,5	*-6,9%*	4.395	1,5	*-4,6%*	835	0,3	*+27,5%*
Sistema Italia	**37.650**	**12,6**	*-6,5%*	**24.190**	**8,1**	*+2,3%*	**24.190**	**8,1**	*+2,3%*

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

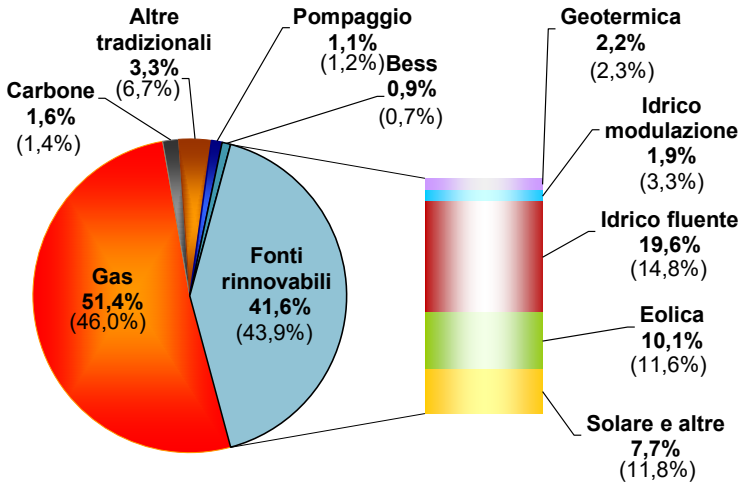
LE FONTI

Il calo delle vendite nazionali nel mese di ottobre è osservabile sia nella componente rinnovabile che termica. Con riferimento a quest'ultima, i volumi dei cicli combinati scendono sui minimi da luglio, con la quota delle fonti termiche sul totale venduto in aumento al 56,4% (+1,1 p.p.). Sul lato delle fonti rinnovabili, le vendite degli idrici calano al livello più basso da febbraio, mentre il solare cala al minimo da aprile. Risultano in diffuso aumento a livello zonale, invece, i volumi eolici, attestatisi sui massimi da giugno. In virtù di tali dinamiche, la quota di mercato delle vendite rinnovabili scende sul livello più basso dal mese di febbraio, al 41,6% (-1,2 p.p.) (Tabella 6, Grafico 5).

Tabella 6: MGP, vendite per fonte — Fonte: GME

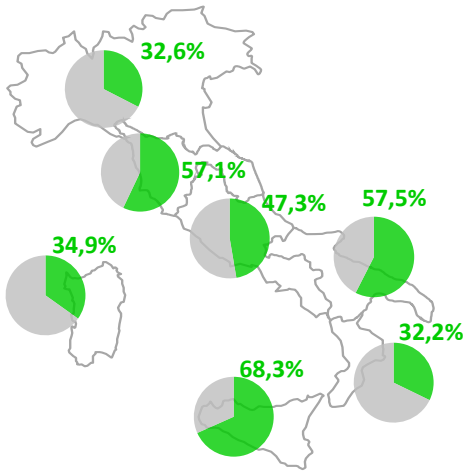
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	GWh	*Var*	GWh	*Var*	GWh	*Var*	GWh	*Var*	GWh	*Var*	GWh	*Var*	GWh	*Var*	GWh	*Var*
Fonti tradizionali	**6.398**	***+6,2%***	**551**	***+32,7%***	**1.397**	***+20,8%***	**1.096**	***-1,1%***	**687**	***+80,4%***	**355**	***-32,1%***	**684**	***-1,6%***	**11.168**	***+8,4%***
Gas	6.079	*+13,0%*	539	*+52,3%*	1.288	*+31,1%*	1.018	*+9,9%*	627	*+107,6%*	319	*-25,4%*	311	*-20,3%*	10.182	*+16,2%*
Carbone	0	-	-	-	0	-	0	-	0	-	-	-	324	*+25,9%*	324	*+25,9%*
Altre	319	*-50,6%*	12	*-80,4%*	110	*-37,0%*	78	*-57,2%*	60	*-24,0%*	36	*-62,1%*	48	*+3,3%*	663	*- 48,4%*
Fonti rinnovabili	**3.226**	***-10,6%***	**735**	***+0,9%***	**1.283**	***+3,7%***	**1.486**	***-3,9%***	**326**	***+15,3%***	**777**	***+24,9%***	**401**	***+16,9%***	**8.235**	***- 1,6%***
Idraulica	2.509	*+4,8%*	242	*+84,0%*	579	*+47,4%*	478	*+58,2%*	131	*+144,8%*	210	*+76,9%*	116	*+90,4%*	4.266	*+23,5%*
- Fluente	2.174	*+19,0%*	239	*+103,5%*	557	*+54,3%*	467	*+59,5%*	131	*+151,9%*	210	*+79,6%*	106	*+91,6%*	3.884	*+37,6%*
- Modulazione	335	*-41,1%*	4	*-74,1%*	22	*-30,6%*	11	*+17,8%*	0	*-85,3%*	0	*-100,0%*	10	*+78,5%*	382	*- 39,7%*
Geotermica	-	-	439	*-0,5%*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	439	*- 0,5%*
Eolica	15	*-10,0%*	15	*-29,6%*	356	*-18,2%*	910	*-12,5%*	179	*-3,5%*	350	*-4,4%*	173	*+14,2%*	1.998	*- 9,9%*
Solare e altre	702	*-41,3%*	39	*-70,8%*	348	*-15,0%*	98	*-52,3%*	16	*-63,1%*	216	*+58,3%*	112	*-14,3%*	1.532	*-32,1%*
Sistemi di accumulo	**288**	***+5,9%***	**2**	***-11,6%***	**31**	***-30,6%***	**2**	**-**	**0**	**-**	**5**	***+374,9%***	**65**	***+15,8%***	**392**	***+4,5%***
Pompaggio	202	*+0,2%*	0	-	10	*-64,0%*	0	-	0	-	3	-	0	*-76,7%*	216	*- 6,9%*
Bess e altri accumuli	86	*+22,5%*	2	*-11,6%*	20	*+32,7%*	2	-	0	-	2	*+51,9%*	65	*+18,5%*	176	*+23,1%*
Totale	**9.912**	***+0,1%***	**1.288**	***+12,4%***	**2.711**	***+11,2%***	**2.584**	***-2,7%***	**1.013**	***+52,6%***	**1.137**	***-0,8%***	**1.150**	***+5,1%***	**19.795**	***+3,9%***

Grafico 5: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia — Fonte: GME



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

Grafico 6: MGP, quota rinnovabili — Fonte: GME



LE FRONTIERE ESTERE

Il saldo con l'estero cala a 3,6 TWh (-0,6 TWh su settembre), portandosi sui minimi da febbraio. Sulla frontiera settentrionale cala l'import netto sia dalla Francia che dalla Svizzera, sulla quale si osserva anche un aumento dei flussi in export, mentre risultano più contenute le variazioni sulle frontiere austriaca e slovena, dove si rilevano importazioni nette in aumento dalla prima e in calo dalla seconda. Appare in flessione anche il saldo da Montenegro e Grecia, in presenza sia di minori flussi in uscita, sia di una crescita del livello delle esportazioni (Tabella 7 e Figura 1).

Tabella 7: MGP: Import e export — Fonte: GME

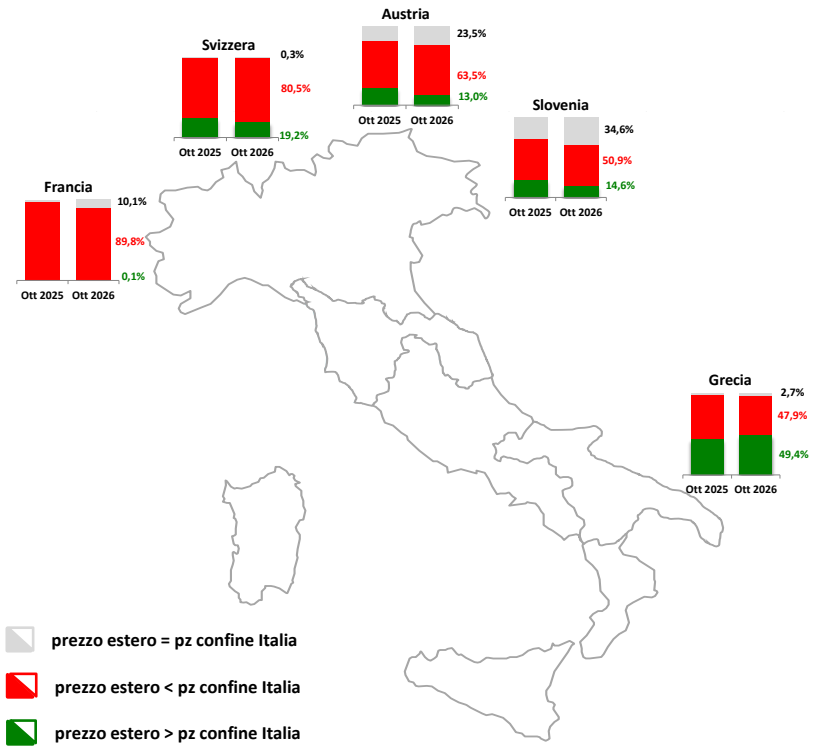
Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale GWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale GWh	Coupling GWh	Limite MW medi	Totale GWh	Coupling GWh
Italia - Francia*	1.931 *(2.465)*	99,4% *(100,0%)*	0,6% *(-)*	- *(-)*	89,8% *(96,5%)*	0,1% *(-)*	2.676 *(3.329)*	1.934 *(2.465)*	1.926 *(2.465)*	1.966 *(1.984)*	3 *(-)*	3 *(-)*
Italia - Svizzera	1.351 *(1.446)*	95,5% *(96,3%)*	4,5% *(3,7%)*	- *(-)*	- *(-)*	- *(-)*	4.464 *(3.247)*	1.600 *(1.576)*	n/a *n/a*	3.949 *(2.417)*	249 *(130)*	n/a *n/a*
Italia - Austria*	250 *(152)*	80,9% *(70,7%)*	17,7% *(27,6%)*	1,4% *(1,7%)*	66,2% *(56,6%)*	13,4% *(23,5%)*	465 *(366)*	266 *(178)*	266 *(178)*	184 *(145)*	16 *(26)*	16 *(26)*
Italia - Slovenia*	199 *(97)*	72,3% *(62,2%)*	24,1% *(36,1%)*	3,6% *(1,7%)*	50,9% *(47,3%)*	13,7% *(24,0%)*	605 *(570)*	286 *(238)*	286 *(238)*	633 *(647)*	87 *(141)*	87 *(141)*
Italia - Montenegro	-68 *(-83)*	37,5% *(39,5%)*	62,0% *(60,4%)*	0,5% *(0,1%)*	- *(-)*	- *(3,1%)*	1.414 *(686)*	170 *(152)*	n/a *n/a*	1.423 *(641)*	237 *(234)*	n/a *n/a*
Italia - Grecia*	-1 *(-)*	42,8% *(-)*	43,5% *(-)*	13,7% *(100,0%)*	36,8% *(-)*	36,8% *(-)*	500 *(-)*	139 *(-)*	139 *(-)*	500 *(-)*	140 *(-)*	140 *(-)*
Italia - Malta	-43 *(-69)*	- *(-)*	55,8% *(92,3%)*	44,2% *(7,7%)*	- *(-)*	0,4% *(1,1%)*	225 *(225)*	0 *(-)*	n/a *n/a*	225 *(225)*	43 *(69)*	n/a *n/a*
TOTALE**	**3.620** *(4.008)*							**4.395** *(4.608)*	**2.618** *(2.881)*		**775** *(600)*	**246** *(167)*

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

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

*** al netto dei volumi scambiati con la Corsica*

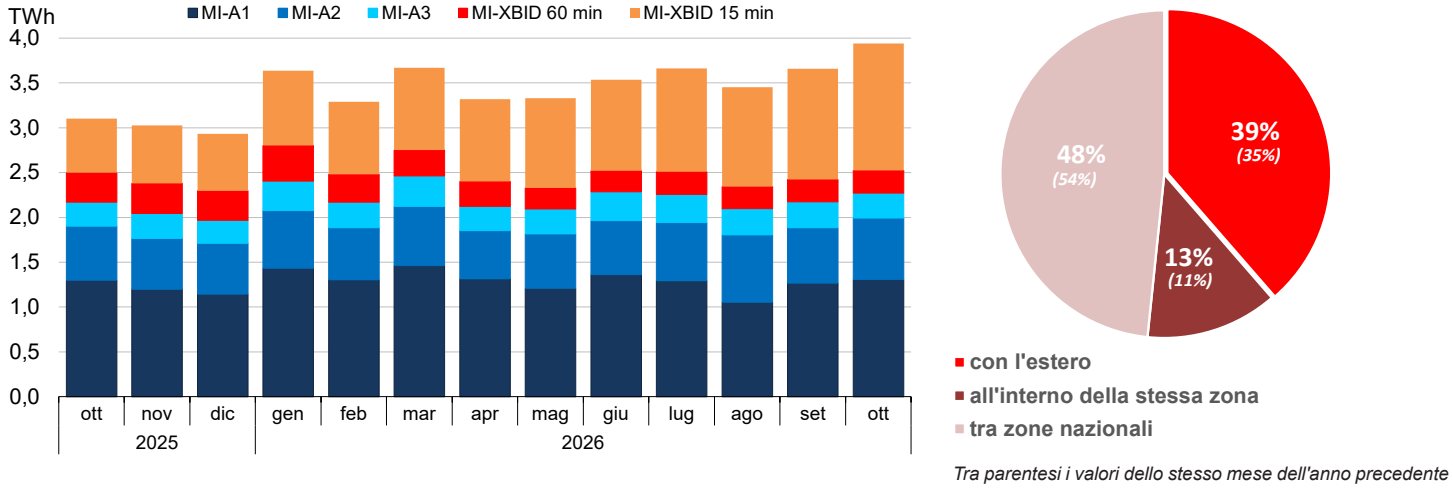
Figura 1: MGP: Differenziali di prezzo con le frontiere limitrofe — Fonte: GME, LSEG Data & Analytics



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Sul MI i volumi salgono su uno dei livelli più alti mai osservati, pari a 3,9 TWh (+0,3 TWh su settembre), per effetto di una crescita degli scambi sia sui mercati in asta (2,3 TWh, +0,1 TWh, di cui 1,3 TWh sul MI-A1), sia su XBID, al nuovo massimo storico di 1,7 TWh (+0,2 TWh). Sul mercato a negoziazione continua la quota del prodotto a 15 minuti sul totale negoziato si porta all'85%, per volumi pari a 1,4 TWh, mantenendosi a ridosso del MI-A1. Gli abbinamenti registrati, pari a 3,6 milioni (di cui 3,5 milioni sul prodotto con MTU 15), risultano concentrati nelle Fasi 2 e 3, con le quote sul totale pari al 91% per il prodotto al quarto d'ora e all'81% per quello orario. Infine, si osservano lievi variazioni nella struttura degli scambi, con la quota tra zone nazionali e all'interno della stessa zona nazionale in calo al 48% e al 13% (-1 p.p.) e la quota con controparte estera in crescita al 39% (+3 p.p.). I prezzi medi aumentano su tutti i mercati, attestandosi su XBID a 232/233 €/MWh (+24/+26 €/MWh) e sui mercati in asta a 225/230 €/MWh (+18/+26 €/MWh), con quotazioni inferiori ai corrispondenti valori del MGP su questi ultimi e leggermente superiori sul mercato a negoziazione continua (Grafico 7, Grafico 8, Tabella 8, Tabella 9, Tabella 10). In ultimo, si osservano su XBID abbinamenti a prezzi negativi su entrambi i prodotti, con prezzi fino a -250 €/MWh al Sud e in Sicilia sul prodotto a 15 minuti.

Grafico 7: MI, volumi per sessione di mercato — Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Tabella 8: MI, volumi acquistati per mercato e zona — Fonte: GME

	ASTA								NEGOZIAZIONE CONTINUA				Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID 60 min		XBID 15 min		Totale	
	GWh	var.%	GWh	var.%	GWh	var.%	GWh	var.%	GWh	var.%	GWh	var.%	GWh	var.%
Nord	526	-16,5%	265	10,3%	86	-20,0%	**878**	-10,3%	**48**	-42,6%	**396**	130,4%	**1.321**	6,6%
Centro Nord	79	-4,8%	44	39,5%	19	31,9%	**142**	10,1%	**20**	-29,6%	**143**	228,5%	**305**	50,8%
Centro Sud	175	2,4%	78	-12,8%	37	-2,7%	**289**	-2,8%	**16**	-59,6%	**158**	139,6%	**463**	14,3%
Sud	162	30,9%	94	15,2%	36	-16,1%	**292**	17,6%	**31**	2,9%	**137**	139,8%	**460**	36,2%
Calabria	42	81,7%	21	16,6%	9	15,0%	**72**	47,3%	**6**	28,6%	**23**	138,1%	**102**	59,1%
Sicilia	99	4,8%	47	32,7%	24	49,2%	**170**	16,5%	**7**	-30,0%	**72**	299,0%	**249**	42,7%
Sardegna	95	20,4%	48	7,9%	24	46,8%	**167**	19,5%	**4**	-37,7%	**52**	236,7%	**223**	37,7%
Estero	128	36,2%	92	39,4%	40	79,9%	**259**	42,7%	**125**	-3,7%	**433**	117,2%	**817**	57,8%
Totale	**1.306**	0,6%	**688**	13,6%	**275**	3,6%	**2.269**	4,6%	**256**	-22,7%	**1.414**	143,4%	**3.939**	27,0%

Tabella 9: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA								NEGOZIAZIONE CONTINUA				Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID 60 min		XBID 15 min		Totale	
	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %	GWh	var %
Nord	573	-14,3%	238	-11,0%	82	-14,2%	**893**	-13,4%	**51**	-41,1%	**359**	107,4%	**1.303**	0,4%
Centro Nord	58	20,9%	38	56,9%	18	37,2%	**114**	33,5%	**18**	-42,5%	**147**	289,1%	**280**	78,6%
Centro Sud	151	34,3%	84	13,7%	37	5,7%	**271**	22,9%	**21**	-45,5%	**186**	144,8%	**478**	41,7%
Sud	225	-4,8%	107	40,1%	37	11,2%	**369**	6,6%	**37**	-11,8%	**137**	119,2%	**542**	20,0%
Calabria	48	113,6%	31	80,2%	13	26,5%	**92**	84,1%	**2**	-61,6%	**30**	191,7%	**124**	88,6%
Sicilia	94	-6,4%	55	47,5%	29	56,4%	**177**	13,9%	**6**	-54,3%	**80**	277,4%	**263**	38,3%
Sardegna	90	54,2%	47	8,7%	15	-8,5%	**152**	28,8%	**4**	-39,5%	**50**	280,9%	**206**	49,2%
Estero	68	30,9%	89	32,4%	44	1,8%	**201**	23,7%	**117**	8,2%	**424**	127,0%	**742**	59,8%
Totale	**1.306**	0,6%	**688**	13,6%	**275**	3,6%	**2.269**	4,6%	**256**	-22,7%	**1.414**	143,4%	**3.939**	27,0%

Grafico 8: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

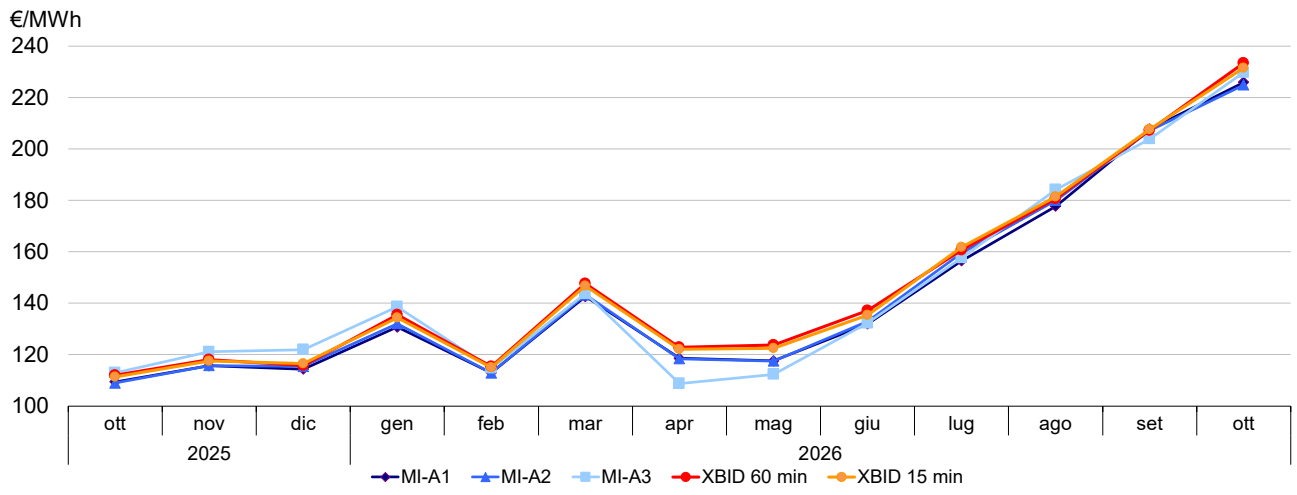


Tabella 10: MI, prezzi zonali medi

Fonte: GME

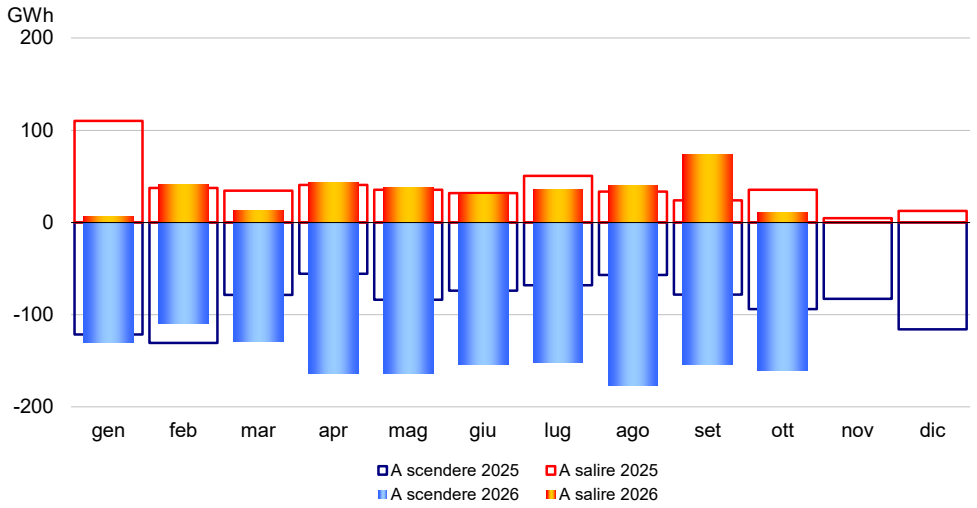
	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero									
			ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA			
	MGP *(1-24 h)*	MGP *(13-24 h)*	MI-A1		MI-A2		MI-A3		XBID 60 min		XBID 15 min	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	**235,58**	**239,37**	**235,71** *(+0,1%)*	112,4%	**237,00** *(+0,6%)*	112,5%	**243,34** *(+1,7%)*	110,5%	**240,44** *(+2,1%)*	113,0%	**240,31** *(+2,0%)*	113,4%
Centro Nord	**235,58**	**239,37**	**235,71** *(+0,1%)*	111,9%	**237,00** *(+0,6%)*	112,2%	**243,34** *(+1,7%)*	109,9%	**240,28** *(+2,0%)*	110,1%	**240,71** *(+2,2%)*	112,9%
Centro Sud	**230,84**	**234,03**	**230,50** *(-0,1%)*	107,6%	**230,81** *(-0,0%)*	107,0%	**237,80** *(+1,6%)*	105,5%	**237,12** *(+2,7%)*	111,3%	**235,04** *(+1,8%)*	110,0%
Sud	**212,00**	**213,13**	**212,20** *(+0,1%)*	107,9%	**213,09** *(+0,5%)*	108,1%	**216,30** *(+1,5%)*	103,0%	**217,26** *(+2,5%)*	103,8%	**217,46** *(+2,6%)*	104,9%
Calabria	**211,28**	**212,04**	**211,43** *(+0,1%)*	102,8%	**212,42** *(+0,5%)*	104,3%	**214,95** *(+1,4%)*	98,6%	**216,01** *(+2,2%)*	100,6%	**216,50** *(+2,5%)*	101,8%
Sicilia	**215,09**	**214,87**	**214,95** *(-0,1%)*	104,9%	**214,68** *(-0,2%)*	106,6%	**216,38** *(+0,7%)*	98,9%	**218,68** *(+1,7%)*	101,4%	**218,21** *(+1,5%)*	102,9%
Sardegna	**199,17**	**195,25**	**198,27** *(-0,4%)*	90,6%	**197,80** *(-0,7%)*	88,3%	**200,91** *(+2,9%)*	86,4%	**205,97** *(+3,4%)*	91,7%	**205,48** *(+3,2%)*	88,5%

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

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

Sul mercato a scendere le vendite del TSO si attestano a 161 GWh, mentre i suoi acquisti sul mercato a salire risultano pari a 11 GWh (Grafico 9).

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



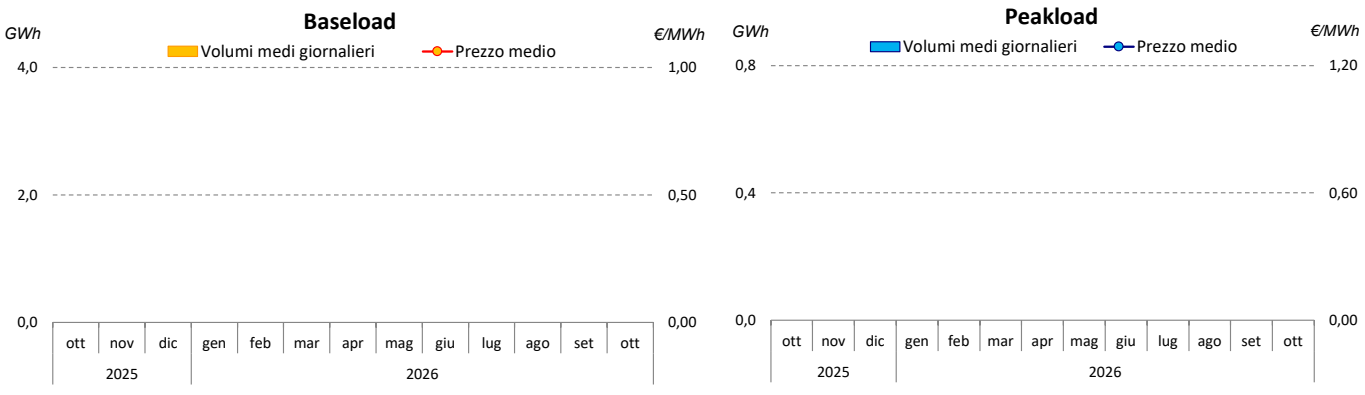
MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

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

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

	Negoziazioni	Prodotti negoziati	Prezzo			Volumi	
			Medio	Minimo	Massimo		
Tipologia	N°	N°	€/MWh	€/MWh	€/MWh	GWh	GWh/g
Baseload	-	0/31	-	-	-	-	-
	(-)	*0/31*	*(-)*	*(-)*	*(-)*	*(-)*	*(-)*
Peakload	-	0/22	-	-	-	(-)	(-)
	(-)	*0/23*	*(-)*	*(-)*	*(-)*	*(-)*	*(-)*
Totale	**-**					**-**	
	(-)					*(-)*	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

A ottobre si osservano sul MTE 5 transazioni registrate a fini di clearing, per 27,6 GWh, relative ai prodotti baseload Novembre 2026 (5,8 GWh), I Trimestre 2027 (4,3 GWh) e Anno 2027 (17,5 GWh). Il prodotto baseload Novembre 2026 chiude il periodo di contrattazione con una posizione aperta di 25,2 GWh, con la posizione aperta complessiva che cala a fine mese a 115,2 GWh (-9,1 GWh). I prezzi di controllo risultano in diffusa crescita (baseload: +10%/+27%; peakload: +10%/+26%), fatta eccezione per i prodotti relativi a Novembre 2026 che si mantengono stabili (Tabella 11 e Grafico 10).

Tabella 11: MTE, prodotti negoziabili a ottobre — Fonte: GME

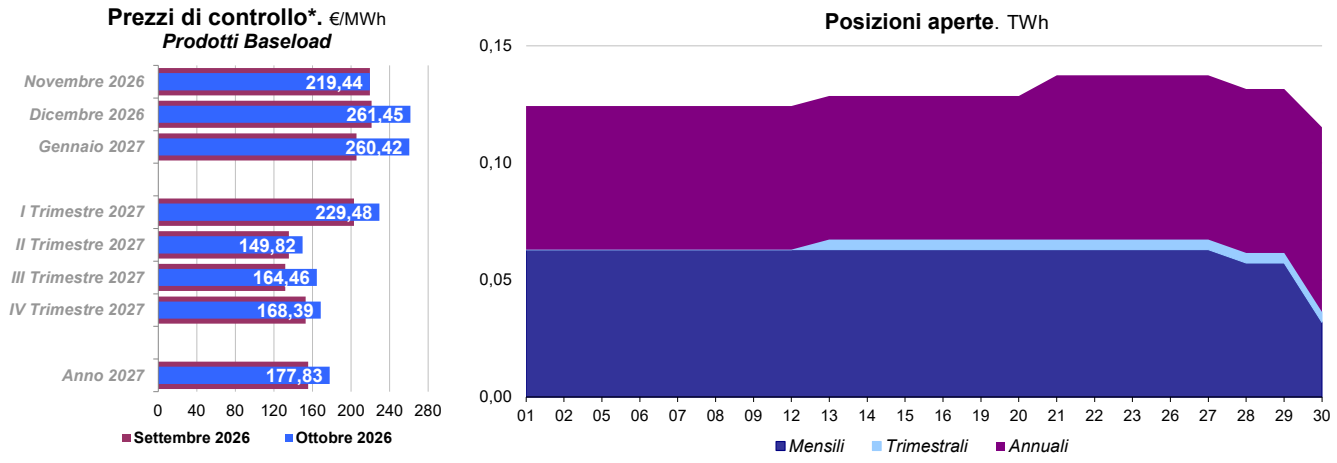
PRODOTTI BASELOAD	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW mese in corso	MW mese precedente	MW	GWh
Novembre 2026	219,44	*+0,0%*	-	-	8	8	-	*35*	*25*
Dicembre 2026	261,45	*+18,1%*	-	-	-	-	-	43	32
Gennaio 2027	260,42	*+26,6%*	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2027	245,58	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2027	229,48	*+13,1%*	-	-	2	2	-	2	4
II Trimestre 2027	149,82	*+10,6%*	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2027	164,46	*+24,8%*	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2027	168,39	*+10,1%*	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2027	177,83	*+14,3%*	-	-	2	2	2	9	79
Totale			**-**	**-**	**12**	**12**	**2**		**115**

PRODOTTI PEAK LOAD	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI		Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW mese in corso	MW mese precedente	MW	GWh
Novembre 2026	233,51	*+0,0%*	-	-	-	-	-	-	-
Dicembre 2026	279,82	*+17,4%*	-	-	-	-	-	-	-
Gennaio 2027	279,97	*+26,4%*	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2027	260,25	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2027	242,96	*+13,2%*	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2027	145,24	*+12,3%*	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2027	162,73	*+24,2%*	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2027	189,17	*+10,2%*	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2027	184,73	*+14,5%*	-	-	-	-	-	-	-
Totale			**-**	**-**	**-**	**-**	**-**		**-**
TOTALE			**-**	**-**	**12**	**12**	**2**		**115**

** Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente*

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

Grafico 10: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte — Fonte: GME



**Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese*

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla PCE calano a 16,5 TWh, il minimo da giugno, al pari della posizione netta, in flessione a 11,0 TWh (-7,7%). Il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta cala a 1,51. I programmi registrati si attestano nei conti in immissione a 3,5 TWh e in prelievo a 7,8 TWh, mentre i relativi sbilanciamenti a programma si portano a 7,4 TWh e a 3,2 TWh (Tabella 12, Grafico 11).

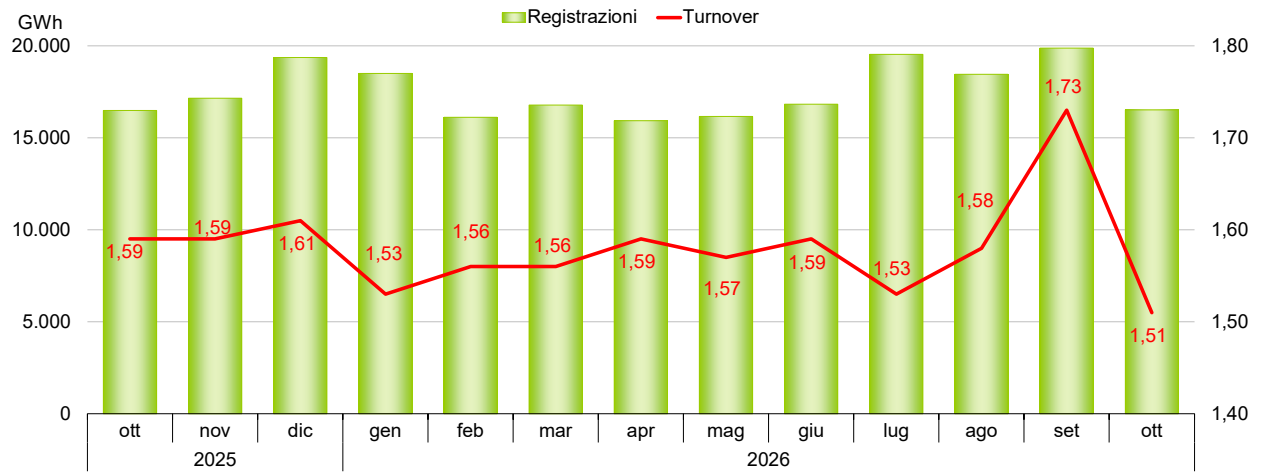
Tabella 12: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a ottobre e programmi — Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE	GWh	*Variazione*	*Struttura*
Baseload	2.209	*- 28,7%*	*13,4%*
Off Peak	15	-	*0,1%*
Peak	17	*+171,9%*	*0,1%*
Week-end	-	-	-
Totale Standard	2.241	*- 27,8%*	*13,6%*
Totale Non standard	14.250	*+6,7%*	*86,2%*
PCE bilaterali	**16.491**	***+0,2%***	***99,8%***
MTE	**32**	***- 18,1%***	***0,2%***
MPEG	**-**	**-**	**-**
TOTALE PCE	**16.523**	***+0,2%***	***100,0%***
POSIZIONE NETTA	**10.960**	***+5,5%***	

PROGRAMMI	Immissione GWh	Immissione *Variazione*	Prelievo GWh	Prelievo *Variazione*
Richiesti	4.576	*-5,9%*	7.782	*+16,5%*
Rifiutati	1.038	*+36,7%*	3	*-34,6%*
Registrati	**3.538**	***-13,7%***	**7.779**	***+16,5%***
Sbilanciamenti a programma	7.423	*+18,0%*	3.181	*-14,3%*
Saldo programmi	**-**	-	**4.242**	*+64,6%*

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

Grafico 11: PCE, contratti registrati e Turnover — Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

Nel primo mese del nuovo anno termico nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 17,0 TWh, rappresentando una quota sul totale consumato nel sistema pari al 36%. Gli scambi risultano concentrati sull'orizzonte day-ahead, in particolare nel mercato a negoziazione continua (11,8 TWh). Con riferimento ai prezzi, ad ottobre l'IG Index (IGI) sale a 88,38 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti del GME, comprese tra 88-91 €/MWh, e sugli altri hub europei.

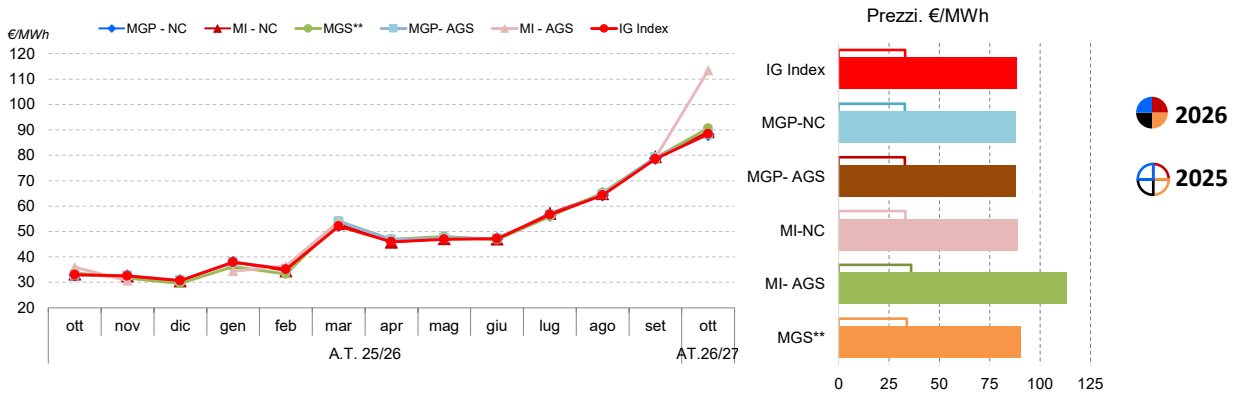
IG INDEX E PREZZI SUI MERCATI DEL GME

Ad ottobre l'IG Index (IGI) si porta in media a 88,38 €/MWh, in aumento rispetto a settembre (+9,77 €/MWh), mostrando un andamento crescente già da inizio mese che lo ha portato a superare i 100 €/MWh nell'ultima settimana. La dinamica appare in linea con quanto osservato sulle principali quotazioni europee, tra cui il TTF, che sale a 85,93 €/MWh (+10,58 €/MWh), per uno spread IGI-TTF che si riduce a 2,45 €/MWh. Nei singoli mercati a pronti gestiti dal GME, i prezzi, anch'essi in aumento rispetto al mese precedente, risultano tutti compresi nell'intorno di 88-91 €/MWh, con un massimo di 113,43 €/MWh sul comparto in asta MI-Gas registrato nelle ultime due sessioni del mese.

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

	Prezzi. €/MWh				
	Media		*Var*	Min	Max
IG Index	88,38	*(32,98)*	*+168,0%*	74,38	108,55
MP-GAS					
MGP					
Negoziazione continua	88,12	*(32,93)*	*+167,6%*	72,30	113,00
Comparto AGS	88,17	*(32,92)*	*+167,9%*	73,32	106,84
MI					
Negoziazione continua	89,27	*(33,25)*	*+168,5%*	73,00	114,00
Comparto AGS	113,43	*(35,94)*	*+215,6%*	111,97	114,89
*MGS***	90,68	*(33,76)*	*+168,6%*	74,13	111,80
Stogit	*90,68*	*(33,76)*	*+168,6%*	*74,13*	*111,80*
Edison	-	*(-)*		-	-
MPL	-	*(-)*		-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

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

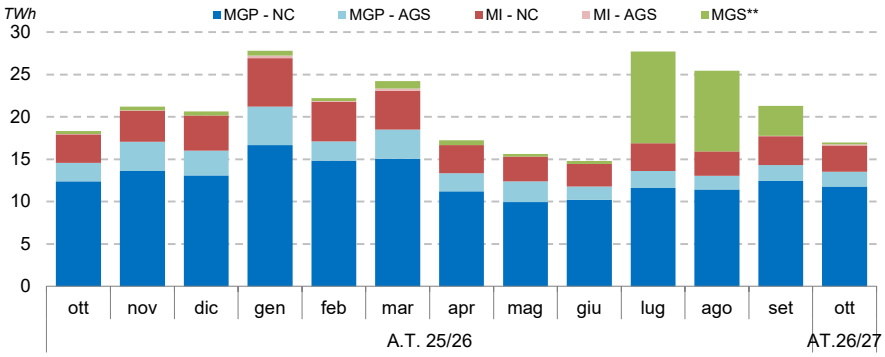
I VOLUMI SUI MERCATI DEL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) risultano pari a 17,0 TWh, con una quota sul totale consumato nel sistema gas che si conferma su livelli elevati, pari a 36%. Gli scambi sull'orizzonte day-ahead si attestano a 13,5 TWh, di questi 11,8 TWh contrattati nel comparto a negoziazione continua (-8,2%), il cui peso sul MP-GAS si porta al 69%. In calo rispetto al mese precedente i volumi scambiati nel comparto AGS, pari a 1,8 TWh (-9,7%) e 10% del totale MP-GAS, di cui 1,3 TWh relativi a movimentazioni in acquisto di Snam. Gli scambi sull'orizzonte intraday si portano a 3,2 TWh, riguardanti principalmente la negoziazione continua, il cui peso sul MP-GAS si attesta al 18%. Su tale mercato le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento risultano pari a 0,16 TWh, mentre le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB ammontano a 2,9 TWh. Nel comparto AGS sono stati scambiati 117 GWh, concentrati nelle due sessioni di fine mese e relativi ad acquisti del TSO. Le quantità scambiate sul MGS risultano in flessione rispetto a settembre (0,2 TWh, -93,9%), in corrispondenza di fisiologiche riduzioni delle movimentazioni effettuate da Snam (0,13 TWh), a seguito del previsto termine delle aste indette per la vendita del gas stoccato di ultima istanza. In calo anche i volumi contrattati tra operatori terzi (0,09 TWh). Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad ottobre non sono stati registrati scambi, mentre sul comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS) sono stati scambiati 246,6 GWh, riferiti al periodo di consegna Dicembre 2026, ad un prezzo medio di 73,76 €/MWh.

Figura 2: MP-GAS - volumi sui mercati GME — Fonte: dati GME

	Volumi. MWh		
	Totale		*Var*
MP-GAS			
MGP			
Negoziazione continua	11.789.736	*(12.406.368)*	*-5,0%*
Comparto AGS	1.754.784	*(2.179.488)*	*-19,5%*
MI			
Negoziazione continua	3.099.672	*(3.357.864)*	*-7,7%*
Comparto AGS	116.808	*(32.880)*	*+255,3%*
*MGS***	223.318	*(347.159)*	*-35,7%*
Stogit	*223.318*	*(347.159)*	*-35,7%*
Edison	-	*(-)*	
MPL	-	*(-)*	

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



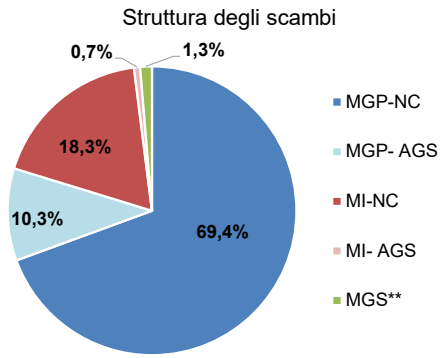
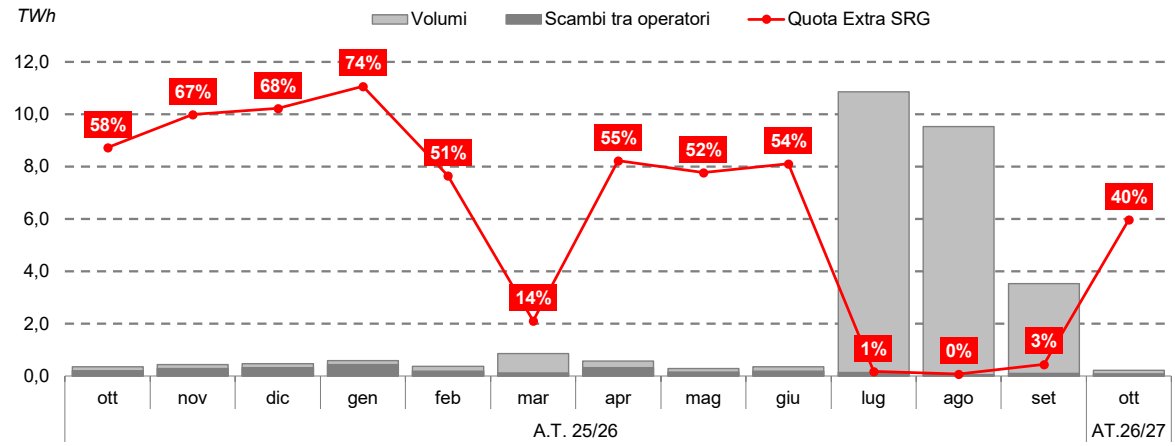


Figura 3: MGS - volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Stogit Adriatica			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	**223.318**	*(347.159)*	**223.318**	*(347.159)*	-	*(-)*	-	*(-)*
SRG	*41.406*	*(86.748)*	*93.070*	*(58.583)*	-	*(-)*	-	*(-)*
Bilanciamento	*41.406*	*(86.748)*	*93.070*	*(58.583)*	-	*(-)*	-	*(-)*
Altre finalità	-	*(-)*	-	*(-)*	-	*(-)*	-	*(-)*
Operatori	*181.913*	*(260.411)*	*130.249*	*(288.576)*	-	*(-)*	-	*(-)*

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



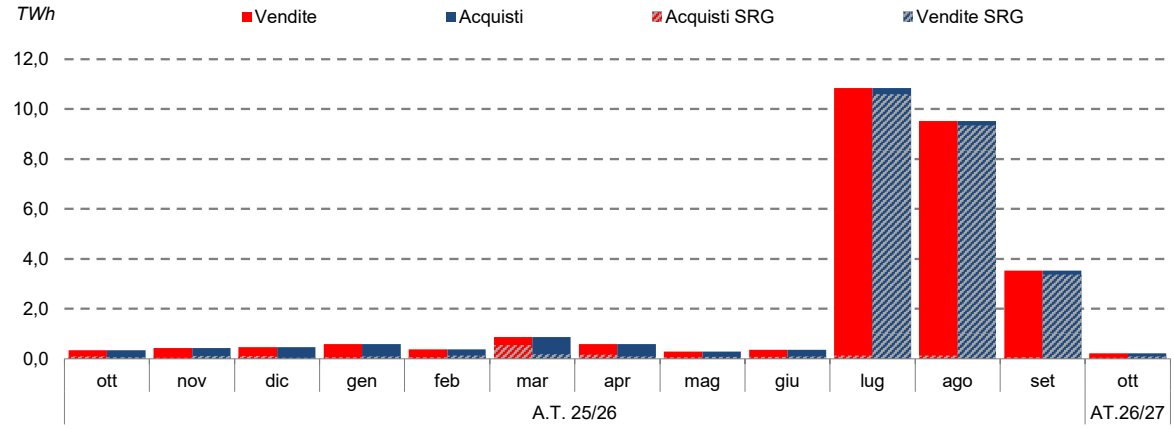


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Mercato						OTC		Totale		Posizioni aperte**	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
Prodotti	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2026-10	-	-	81,28	1,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2026-11	-	-	96,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-11	-	-	85,76	8,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2026-12	-	-	96,78	15,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2027-01	-	-	98,66	25,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2027-02	-	-	99,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-01	-	-	97,93	29,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-02	-	-	70,49	13,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-03	-	-	74,42	30,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2027-04	-	-	72,69	26,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2027/2028	-	-	71,34	27,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2027	-	-	75,39	25,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2027	-	-	72,84	13,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					-	-			-		-	-

**Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese*

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

IL SISTEMA GAS

Ad ottobre la Domanda Italia si attesta a 4.435 milioni di mc (46,9 TWh), in aumento rispetto al mese precedente per effetto di un significativo incremento dei prelievi nel comparto civile (1.360 milioni di mc, 14,4 TWh). In calo, invece, i consumi del settore industriale (925 milioni di mc, 9,8 TWh) e termoelettrico (2.090 milioni di mc, 22,1 TWh). In crescita su settembre le esportazioni, pari a 39 milioni di mc (0,4 TWh). Sul lato delle importazioni (4.973 milioni di mc, 52,6 TWh), aumentano su base mensile i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.798 milioni di mc (40,2 TWh), mentre si riducono i flussi tramite rigassificatori GNL, a 1.044 milioni di mc (11,0 TWh), con una quota sul totale di questi ultimi al 21%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra un significativo aumento a Mazara (20,2 TWh, 38% del totale e +16 p.p. rispetto a settembre), mentre risultano in calo i flussi soprattutto al rigassificatore di Livorno (0,8 TWh) e Piombino (2,1 TWh). Proseguono anche ad ottobre le iniezioni nei siti di stoccaggio (7,9 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 12.677 milioni di mc (134,0 TWh), in calo rispetto al valore raggiunto nello stesso periodo dello scorso anno.

Figura 4: Bilancio gas trasportato — Fonte: dati SRG

	Ml di mc	TWh	var. tend.
IMPORTAZIONI	4.973	52,6	*-3,3%*
Mazara	1.911	20,2	*+13,7%*
Tarvisio	161	1,7	*+1058,0%*
Passo Gries	743	7,9	*+41,8%*
Gela	48	0,5	*-69,2%*
Gorizia	11	0	*+6638810,0%*
Melendugno	924	9,8	*+1,4%*
Panigaglia (GNL)	76	0,8	*-73,9%*
Cavarzere (GNL)	691	7,3	*-13,7%*
Livorno (GNL)	76	0,8	*-1,4%*
Piombino (GNL)	201	2,1	*-45,7%*
Ravenna	130	1	*-59,0%*
PRODUZIONE	250	2,6	*-3,5%*
STOCCAGGI	-749	-7,9	*+54,5%*
TOTALE IMMESSO	**4.474**	**47,3**	***-9,0%***
RICONSEGNE SNAM RETE GAS	**4.375**	**46,3**	***-2,2%***
Industriale	*925*	*9,8*	*-12,5%*
Termoelettrico	*2.090*	*22,1*	*+15,3%*
Reti di distribuzione	*1.360*	*14,4*	*-15,2%*
RETI TERZI, ALTRI CONSUMI*	***60***	***0,6***	***-65,6%***
DOMANDA ITALIA	**4.435**	***46,9***	***-4,6%***
ESPORTAZIONI	***39***	***0,4***	***-85,4%***
TOTALE PRELEVATO	**4.474**	**47**	***-9,0%***

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

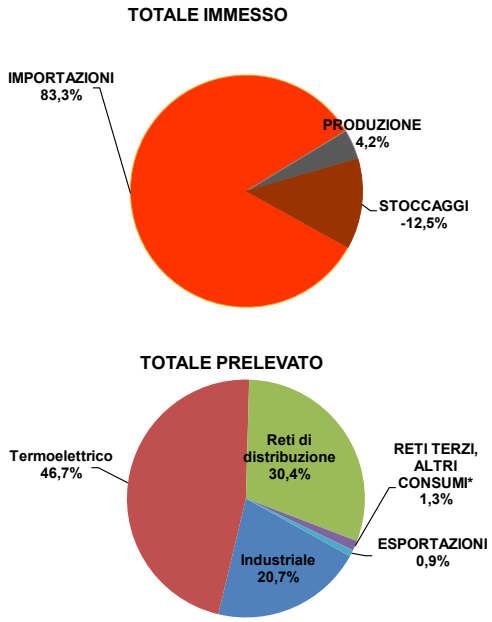
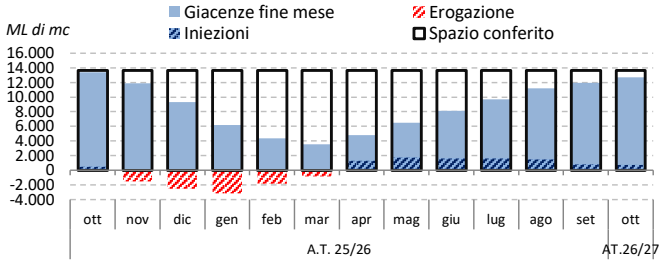
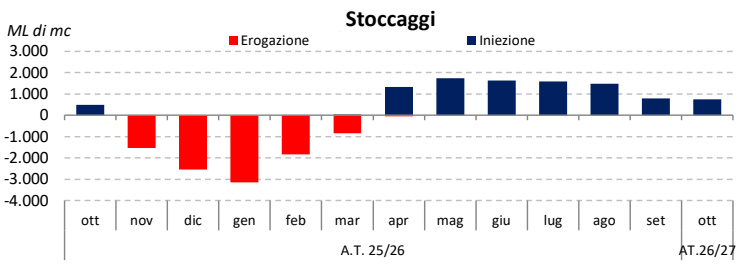


Figura 5: Stoccaggio — Fonte: dati SRG

Stoccaggio	Ml di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/10/2026)	**12.677**	**134,0**	**-5,3%**
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	749	7,9	+54,5%
Flusso netto	749	7,9	+54,5%
Spazio conferito su base annuale	13.633	144,1	+0,2%
Giacenza/Spazio conferito	93,0%		-5,4 p.p.





Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

In corrispondenza di un ulteriore inasprimento delle tensioni internazionali, ad ottobre, il prezzo del greggio si porta su livelli record e i prezzi sui maggiori hub europei del gas e sulle principali borse elettriche continentali aggiornano ancora una volta i massimi da inizio 2023.

Ad ottobre la quotazione del Brent tocca il record di 143,69 $/bbl (+18% su settembre), con valori giornalieri fino a 153 $/bbl, e si attestano su livelli molto elevati anche il gasolio (1.416,02 $/MT, -1%), l'olio combustibile (674,13 $/MT, +6%) e il carbone, che torna a sfiorare 150 $/MT (147,97 $/MT, +7%). I mercati a termine attendono per i prossimi mesi prezzi più bassi rispetto agli attuali livelli spot per Brent e in linea per il carbone. La dinamica del tasso di cambio euro/dollaro (1,12 €/$, -3%), ai minimi da maggio 2025, accentua l'intensità dei rialzi mensili di Brent, olio combustibile e carbone nella loro conversione in euro e inverte il segno della variazione del gasolio.

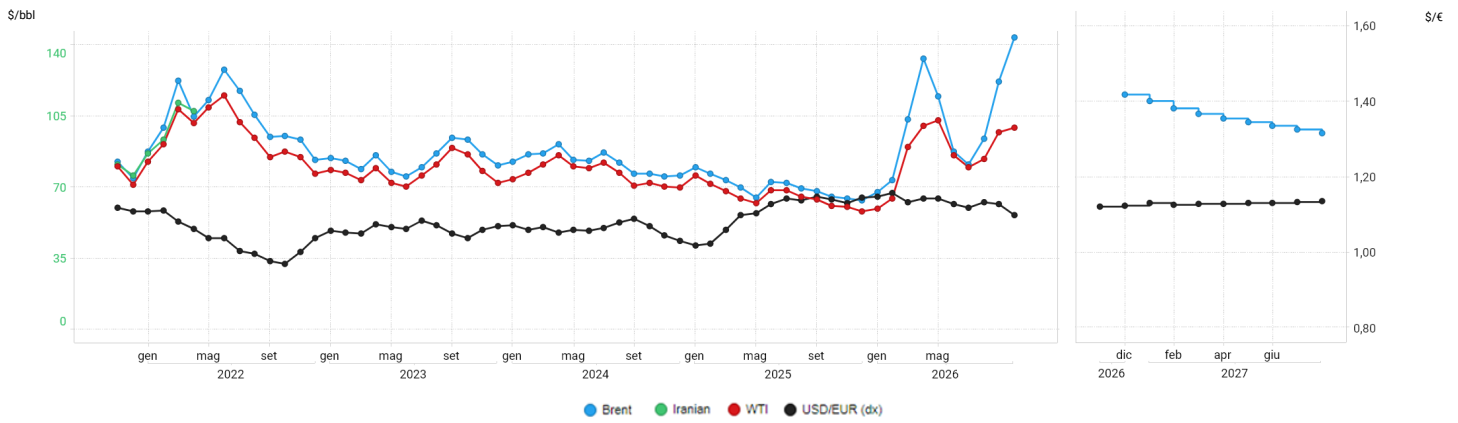
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine[1]. Media aritmetica

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	143,69	18%	120%				107,89	11%	104,92	12%		
Olio Combustibile	USD/MT	674,13	6%	64%	559,74	611,45	12%	596,84	12%	579,55	11%	531,80	8%
Gasolio	USD/MT	1.416,02	-1%	112%	1.465,00	1.429,02	4%	1.377,55	6%	1.337,23	7%		
Carbone	USD/MT	147,97	7%	56%	137,30	147,97	7%	147,81	7%	147,05	5%	135,46	6%

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/BBL	128,21	21%	129%			-	96,08	-	93,31	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	601,53	9%	70%		545,22	-	531,51	-	515,41	-	467,43	-
Gasolio	EUR/MT	1.263,44	2%	120%		1.274,35	-	1.226,87	-	1.189,34	-		-
Carbone	EUR/MT	132,01	10%	63%		131,94	-	131,64	-	130,78	-	119,06	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,12	-3%	-4%	1,13	1,12	-	1,12	-	1,12	-	1,14	-

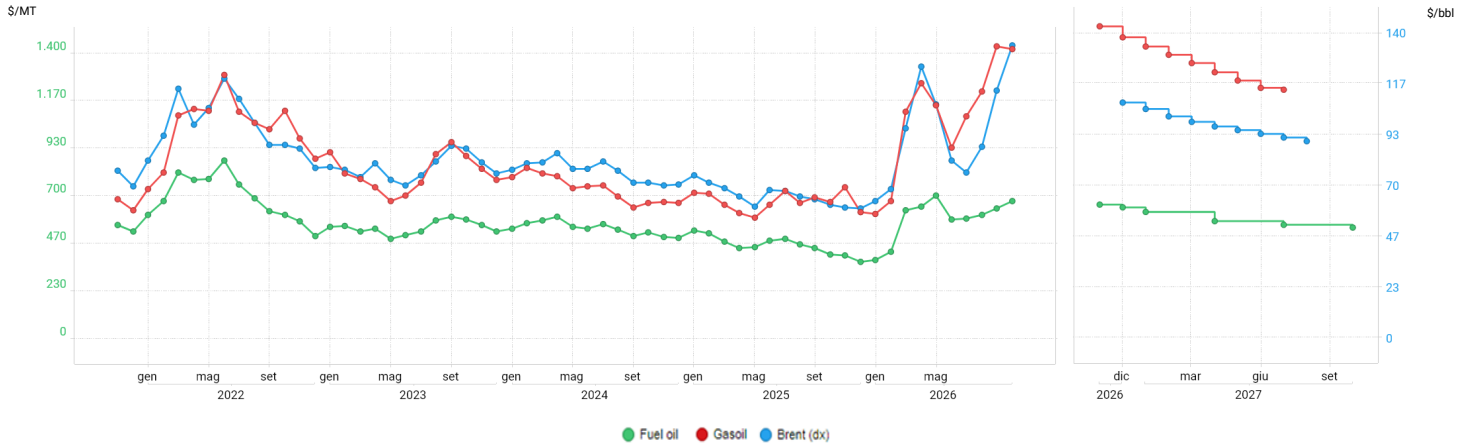
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



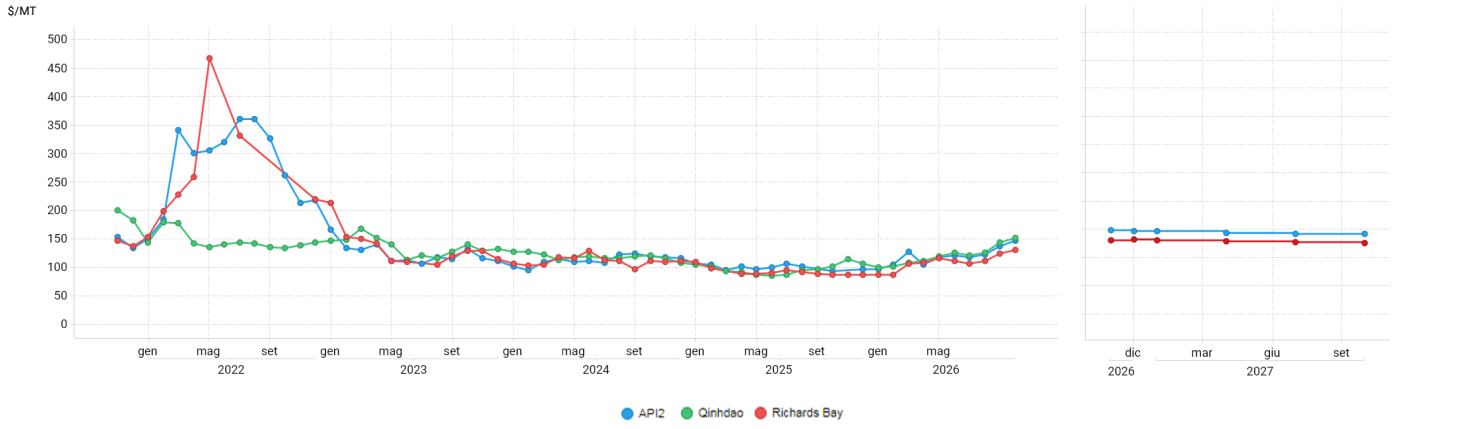
Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine[1]. Media aritmetica



Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 3: Carbone*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine[1]. Media aritmetica



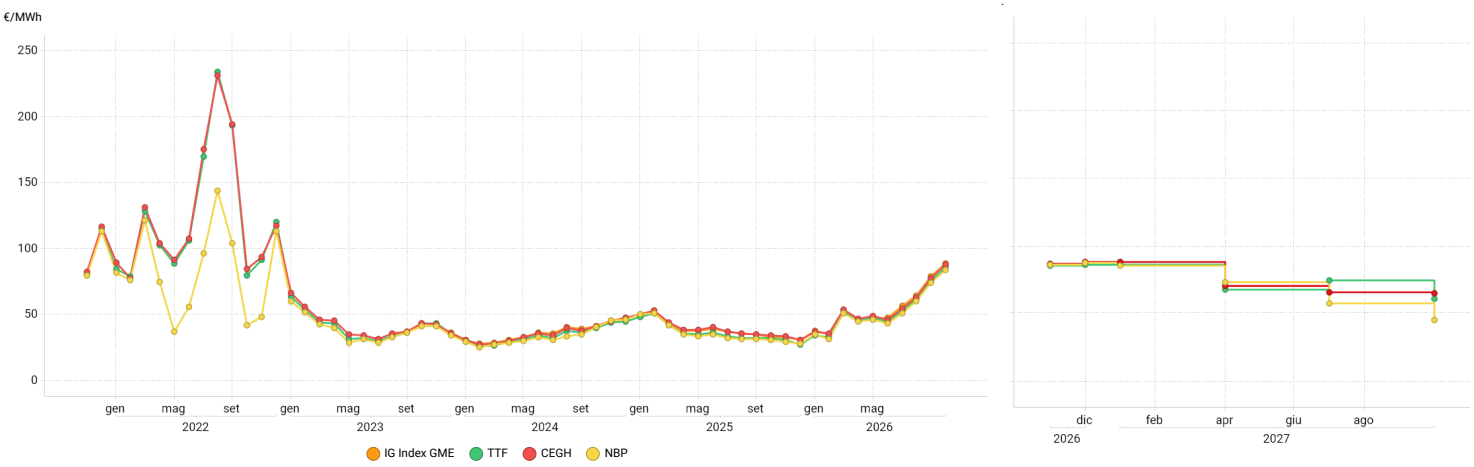
Fonte: LSEG Data & Analytics

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

Sempre in crescita da luglio, i principali riferimenti del gas (+12/+14% su settembre) aggiornano ancora i massimi da gennaio 2023. L'IG Index del GME sale a 88,38 €/MWh, con massimi fino a quasi 109 €/MWh nell'ultimo giorno del mese, il TTF olandese a 85,93 €/MWh e il loro spread che scende a 2,45 €/MWh (-0,81 €/MWh). I mercati a termine esprimono aspettative rialziste, con livelli attesi del TTF nei prossimi mesi ancora attorno a 86 €/MWh.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine[1]. 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	88,38	12%	168%									
TTF	NL	85,93	14%	168%	68,50	85,70	14%	86,41	15%	85,96	14%	67,06	19%
CEGH	AT	88,12	14%	155%	74,52	86,83	13%	88,27	15%	88,31	15%	72,04	21%
NBP	UK	83,86	13%	173%	68,55	86,09	13%	87,86	14%	85,78	-55%		

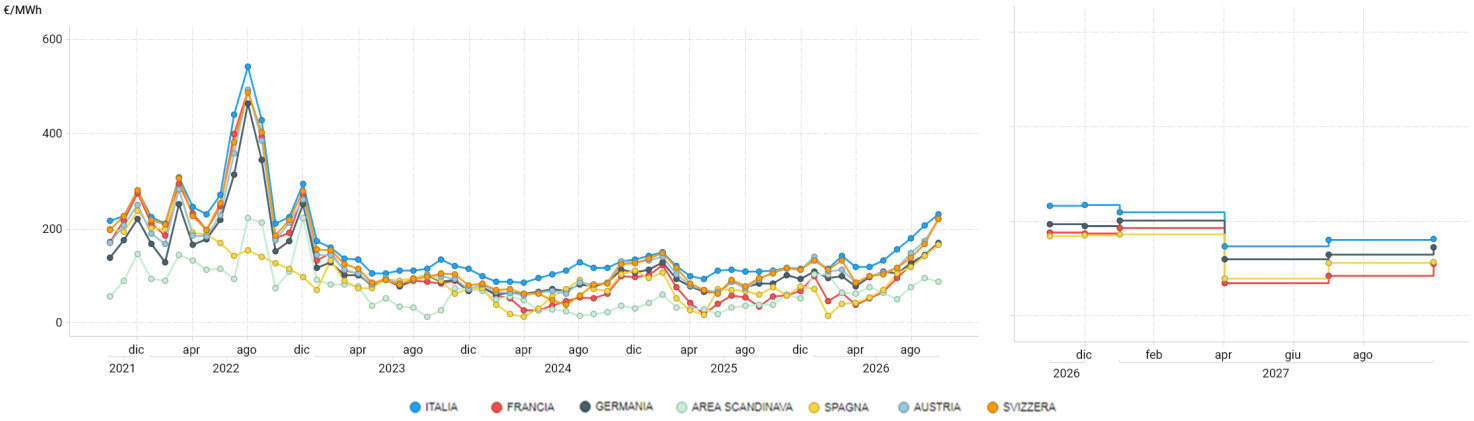


Fonte: LSEG Data & Analytics

Sostenuti dall'elevato livello raggiunto dal costo dei combustibili, salgono ai massimi da inizio 2023 anche i rifermenti elettrici in Europa continentale, sempre in aumento dalla scorsa primavera e almeno raddoppiati rispetto a ottobre 2025. Il Pun Index italiano si porta a 231 €/MWh (+11%), abbondantemente superiori a 200 €/MWh anche i prezzi in Austria e Svizzera (220/222 €/MWh, +27/+32%), mentre si attestano a 166/169 i prezzi in Francia, Germania e Spagna (+16/+17%). Resta decisamente più basso, e in calo, il prezzo nell'Area scandinava (88 €/MWh, -8%). I mercati a termine indicano per gli ultimi due mesi del 2026 prezzi elettrici analoghi agli attuali spot in Italia e più elevati in Francia e soprattutto in Germania.

Figura 2: Borse europee, quotazioni annuali e mensili spot* e a termine[1]. 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	230,82	11%	108%	199,29	232,23	13%	235,05	15%	218,80	13%	169,20	14%
FRANCIA	165,83	16%	188%	151,80	177,11	13%	175,00	16%	187,10	20%	108,62	27%
GERMANIA	169,27	17%	100%	161,27	193,28	12%	189,47	13%	201,81	20%	145,62	14%
AREA SCANDINAVA	88,12	-8%	126%									
SPAGNA	166,59	16%	120%	128,00	168,16	16%	170,55	19%	173,57	17%	112,21	29%
AUSTRIA	220,18	27%	102%									
SVIZZERA	221,65	32%	109%									

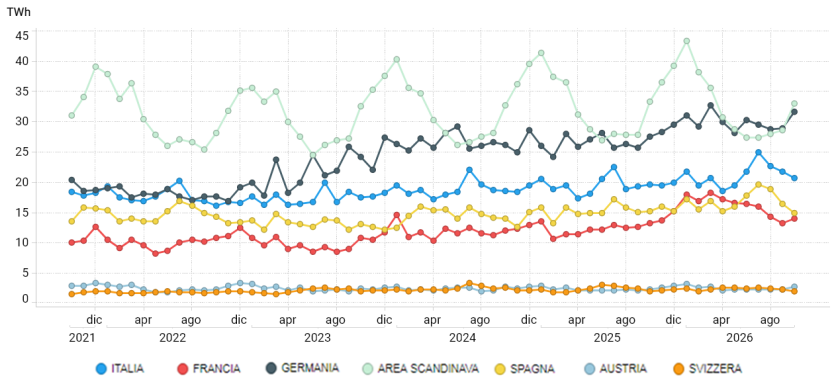


Fonte: LSEG Data & Analytics

Infine, volumi sui mercati spot molto elevati in Germania (31,5 TWh, +9%) e in aumento anche in Francia (14,0 TWh, +5%) e nell'Area scandinava (32,9 TWh, +15%), ancora in calo invece gli scambi in Italia (20,7 TWh, -5%) e soprattutto in Spagna (14,9 TWh, -10%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	20,7	-5%	6%
FRANCIA	14,0	5%	6%
GERMANIA	31,5	9%	15%
AREA SCANDINAVA	32,9	15%	-1%
SPAGNA	14,9	-10%	-2%
AUSTRIA	2,7	18%	13%
SVIZZERA	2,0	-14%	-2%



Fonte: LSEG Data & Analytics

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

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

Mercati ambientali

A cura del GME

Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), ad ottobre, il prezzo medio cresce a 253,39 €/tep con gli scambi in calo a 157 mila tep (-18%). Più intense le dinamiche registrate, sia in termini di prezzi (+31,5%) che di volumi (-35%), sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2025 il prezzo medio sale a 1,74 €/MWh (+37,5%), superiore alle quotazioni bilaterali, in calo a 1,34 €/MWh (-10,2%). In lieve calo, invece, le quotazioni delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2026 sul mercato, dove si attestano a 1,70 €/MWh (-0,7%), mentre sulla piattaforma bilaterale mostrano un lieve rialzo (1,79 €/MWh, +2,9%). Complessivamente gli scambi ammontano a 195 mila MWh sul mercato organizzato e a 2,7 TWh sulla piattaforma bilaterale. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) ad ottobre non sono stati registrati scambi.

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

Nel mese di ottobre il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 253,39 €/tep, in lieve aumento rispetto al mese precedente (+0,8%). In netta crescita, invece, la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale, pari a 246,71 €/tep (+31,5%), che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a scendere a meno di 7 €/tep. La differenza tra i due riferimenti, considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, risulta sostanzialmente invariata, essendo queste ultime pari a circa il 100% del totale (+22 p.p. su settembre). In aumento al 21% (+15 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (251,32-254,15 €/tep). Nelle due sessioni di mercato tenutesi ad ottobre, i titoli negoziati calano a 157 mila tep sul MTEE (-18% su settembre), con la liquidità del mercato al 79,5% (+4,0 p.p.), in corrispondenza della maggiore diminuzione registrata sulla piattaforma bilaterale, a 40,6 mila tep (-35%). L'analisi intra-sessione su MTEE mostra quotazioni medie in lieve crescita, con un differenziale tra minimo e massimo mediamente di circa 1,9 €/tep nella prima seduta e volumi medi scambiati pari circa a 78,5 mila tep. Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine ottobre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 78.518.211 tep, in aumento di 64.055 tep rispetto a fine settembre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 5.139.414 tep, in aumento di 64.055 tep rispetto al mese precedente.

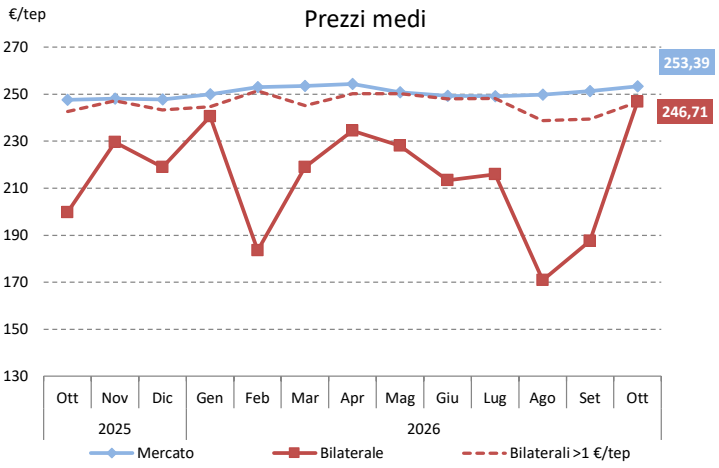
Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo					Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	253,39	+0,8%	251,32	254,15	157.132	-18,1%	39,82	-17,4%	2.368	+156,0%	1,5%	+1,0 p.p.	3	+0
Bilaterali	246,71	+31,5%	0,00	253,48	40.592	-34,9%	10,01	-14,3%						
con prezzo >1	246,73	+3,1%	114,83	253,48	40.589	-16,9%	10,01	-14,3%						
Totale	252,02	+6,9%	0,00	254,15	197.724	-22,2%	49,83	-16,8%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



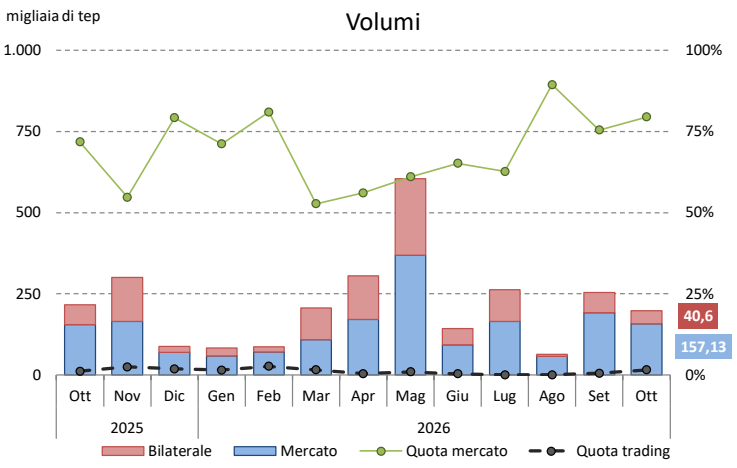
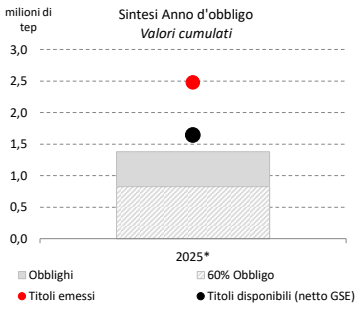


Tabella 2: TEE, sintesi per anno d'obbligo 2026

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE							
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260 €/tep	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	tep
10	250,86	663.237	257.111	247,04	218.639	249,81	5.139.414	78.518.211	3.773.170



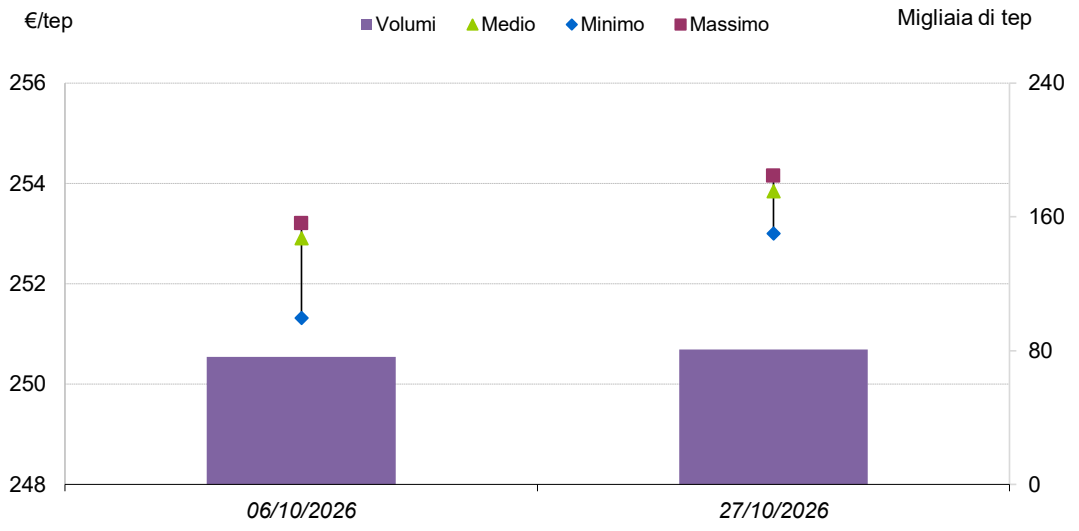
valori cumulati al 31/05/2025

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

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

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Ad ottobre, sul Mercato delle Garanzie di Origine, il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2025, indipendentemente dalla tipologia, sale rispetto al mese precedente a 1,74 €/MWh (+37,5%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 1,34 €/MWh (-10,2%). Sul MGO le quotazioni si collocano tra 0,10 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile CNG e 1,79 €/MWh delle categorie Bio e Eolico. Variano, invece, tra 0,01 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile CNG e LNG e 1,70 €/MWh delle tipologie Solare e Gas Trasporti Non Esportabile CNG i prezzi sulla PBGO. In lieve calo, invece, sul mercato, le quotazioni delle Garanzie d'Origine riferite al periodo di produzione 2026, attestatesi a 1,70 €/MWh (-0,7%), mentre sulla piattaforma bilaterale risultano in crescita a 1,79 €/MWh (+2,9%). Sul MGO le quotazioni si collocano tra 0,12 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile CNG e 11,90 €/MWh della categoria Gas Altri Usi Non Esportabile CNG e LNG. Ad ottobre i volumi complessivamente negoziati sul MGO crescono a 195 GWh (+117% rispetto al mese precedente), di questi 78 GWh riferiti al periodo di produzione 2025, mentre risultano pari a 2,7 TWh gli scambi bilaterali (+49%).

Tabella 3: GO Anno di produzione 2025, dati di sintesi — Fonte: dati GME

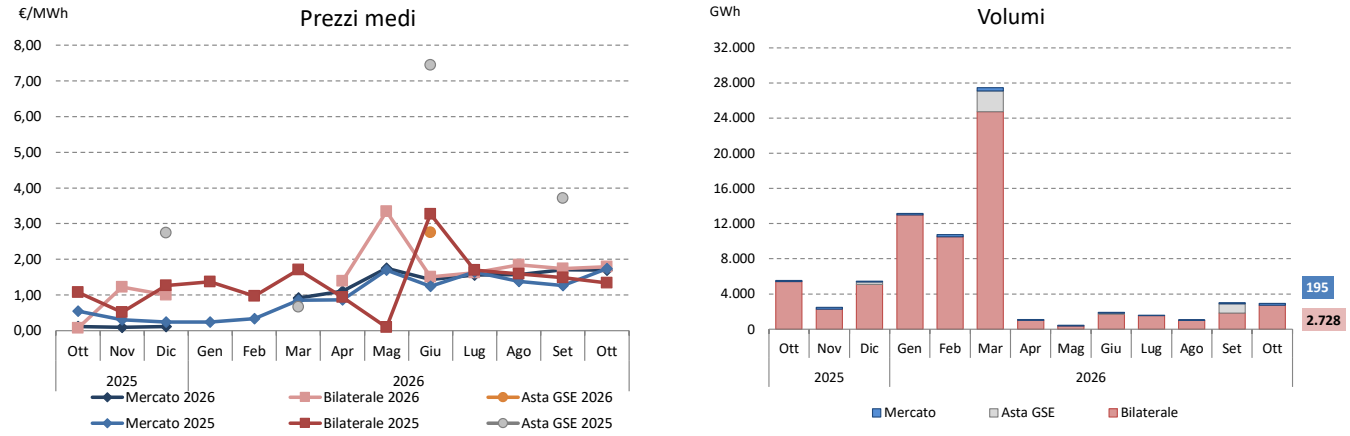
	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	**1,74**	***+37,5%***	**0,10**	**1,79**	**77.955**	***+626,9%***	**135.547**	***+899,4%***
Settore Elettrico	1,79	*+9,8%*	1,42	1,79	75.643	*+826,1%*	135.316	*+916,8%*
Settore Gas	0,10	*+0,0%*	0,10	0,10	2.312	*-9,6%*	231	*-9,6%*
Bilaterali	**1,34**	***-10,2%***	**0,01**	**2,00**	**1.218.835**	***+970,9%***	**1.630.134**	***+861,8%***
Settore Elettrico	1,66	*+11,2%*	0,37	2,00	974.073	*+890,1%*	1.617.885	*+1001,2%*
Settore Gas	0,05	*-96,6%*	0,01	1,70	244.762	*+1486,1%*	12.250	*-45,7%*
con prezzo >0	1,34	*-10,2%*	0,01	2,00	1.218.835	*+970,9%*	1.630.134	*+861,8%*

Tabella 4: GO Anno di produzione 2026, dati di sintesi — Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	**1,70**	***-0,7%***	**0,11**	**11,90**	**117.155**	***+48,1%***	**198.590**	***+47,0%***
Settore Elettrico	1,79	*+4,7%*	1,51	2,00	106.311	*+34,4%*	190.072	*+40,7%*
Settore Gas	0,79		0,11	11,90	10.844		8.518	
Bilaterali	**1,79**	***+2,9%***	**0,00**	**17,75**	**1.509.015**	***-12,4%***	**2.700.511**	***-9,9%***
Settore Elettrico	1,33	*-15,4%*	0,00	7,00	1.388.636	*-13,6%*	1.841.913	*-26,9%*
Settore Gas	7,13	*+72,4%*	-	17,75	120.379	*+4,5%*	858.598	*+80,2%*
con prezzo >0	1,94	*+7,4%*	0,01	17,75	1.392.583	*-16,1%*	2.700.511	*-9,9%*

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2025 evidenzia una ripartizione piuttosto equa per ciascuna delle tipologie Idroelettrico (21,9%), Solare (22,1%), Bio (34,1%) e Eolico (21,2%) sul MGO, una predominanza della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (52%) e della tipologia Solare (39%) nelle aste di assegnazione del GSE. Per i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2026, invece, si rileva una predominanza della tipologia Bio (33%) e Solare (36%) sul mercato, dell'Eolico sul bilaterale (61%) e del Gas Trasporti in asta (65%).

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

Fonte: dati GME

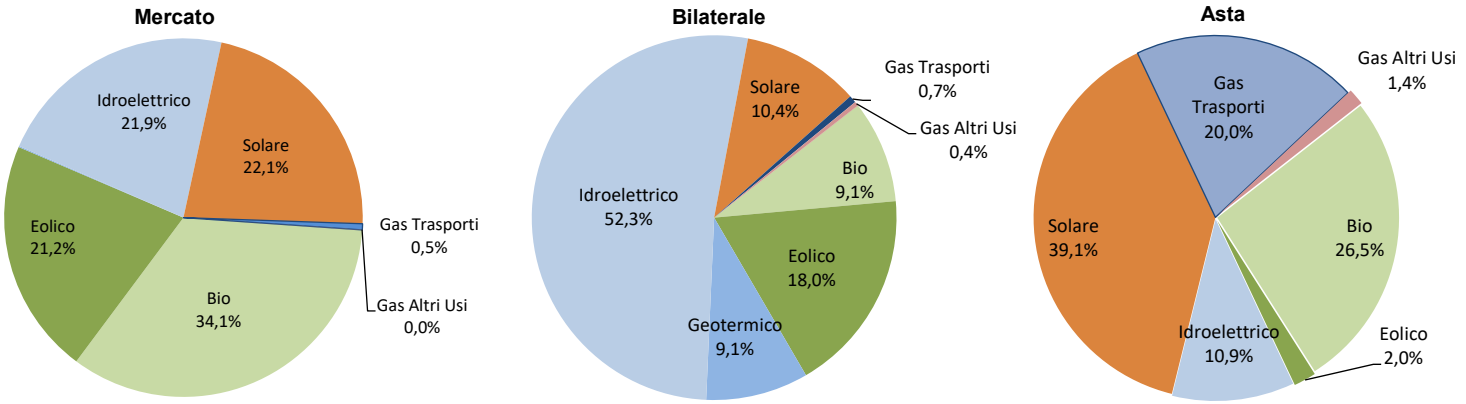
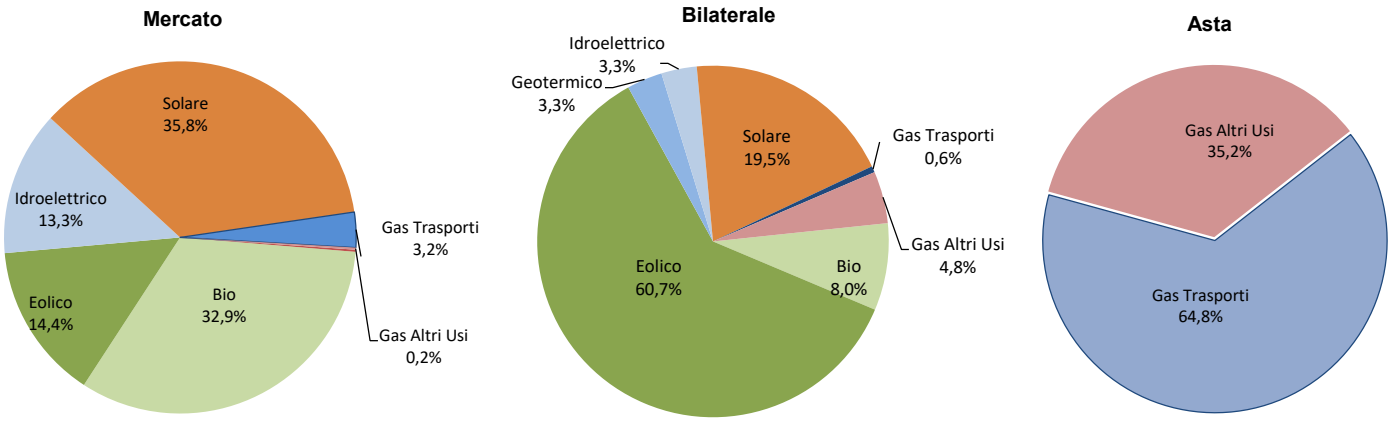


Figura 5: GO Anno di produzione 2026, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

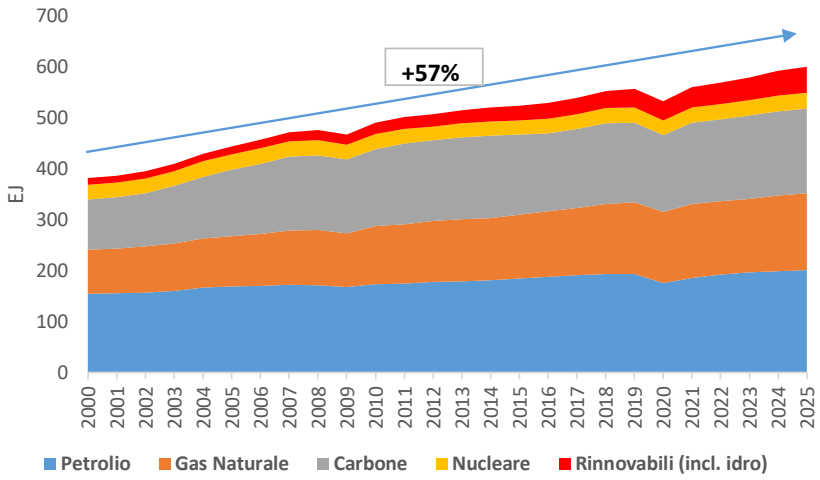


FABBISOGNO DI ENERGIA E TRANSIZIONE NEL MONDO: LA RESILIENZA DEL FOSSILE E IL RUOLO ANCORA ADDIZIONALE DELLE RINNOVABILI

Gian Paolo Repetto RIE Srl

(continua dalla prima)

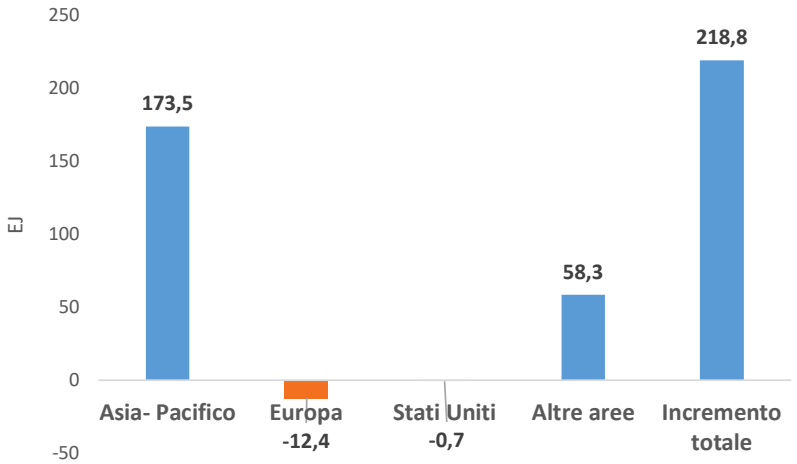
Fig. 1 Dinamiche dei consumi mondiali di energia primaria 2000-2025 (EJ)



Elaborazioni RIE su dati Energy Institute

Il 79% dell'incremento è dovuto ai Paesi dell'area Asia-Pacifico, in particolare per il 55% alla Cina e per il 12% all'India. Mentre in UE la domanda ha registrato un calo del 17% - conseguenza sia delle modifiche del tessuto economico-industriale sia di maggiori efficienze negli usi dell'energia - e negli Stati Uniti è rimasta praticamente stabile, la Cina ha quadruplicato i consumi e l'India li ha triplicati. Il fabbisogno dei Paesi africani è cresciuto di quasi due volte e di circa due volte e mezza quello del Medio Oriente. In sostanza, le dinamiche della domanda di energia (fig. 2) seguono la differente evoluzione dello sviluppo economico, industriale, demografico e tecnologico nelle diverse aree.

Fig. 2 Variazioni della domanda di energia primaria per area 2000-2025 (EJ)



Elaborazioni RIE su dati Energy Institute

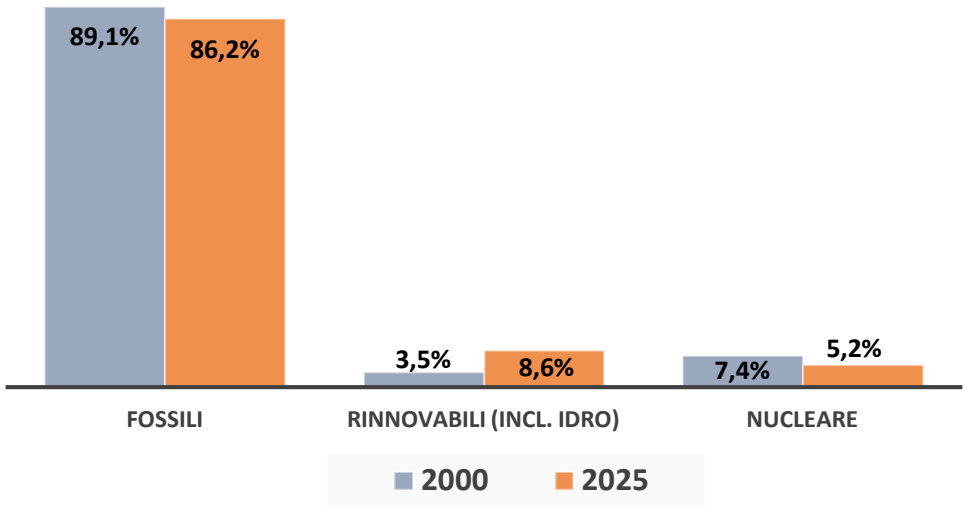
APPROFONDIMENTI

Nel 2025, il primo Paese consumatore di energia è stata la Cina con un peso del 27%, seguita da Stati Uniti con il 15,6%, dall'India con il 6,5% e dalla Russia con il 5,2%, mentre l'UE ha inciso per l'8,7%. Quindi, il centro geografico del sistema energetico globale si è spostato, a seguito della crescita enorme delle economie emergenti. Sebbene le economie dell'OCSE[3] abbiano ancora un consumo pro capite più elevato rispetto a quelle non OCSE, oggi costituiscono solo un terzo dei consumi energetici mondiali. Senza la crescita della regione Asia-Pacifico, il fabbisogno energetico globale sarebbe sui livelli registrati nel 2018.

Persistente centralità delle fonti fossili e rinnovabili non ancora sostitutive

Nel 2025, tutte le fonti di approvvigionamento energetico hanno registrato a livello globale un aumento. Per la prima volta, ad esclusione dei periodi di recessione come il 2020, le rinnovabili hanno guidato la crescita dell'offerta di energia rispetto alle singole fonti fossili e il solare ha rappresentato il 71% dell'incremento delle rinnovabili. Tuttavia, i combustibili fossili sono comunque cresciuti in termini assoluti e hanno mantenuto la loro posizione dominante rappresentando l'86,2% della richiesta complessiva, di cui petrolio 33,5%, carbone 27,6%, gas naturale 25,1%; mentre il nucleare copre appena il 5,2% del fabbisogno. Le fonti rinnovabili incluse negli scambi commerciali di energia rappresentano il restante 8,6% (dove l'idroelettrico costituisce il 2,7% e le bioenergie lo 0,4%). È interessante osservare come la quota del fabbisogno mondiale di energia coperta dai combustibili fossili sia scesa di appena 3 punti percentuali dal 2000 (89,1%) (fig.3). In sostanza, nonostante negli ultimi 25 anni solare ed eolico siano aumentati di 9 volte e anche l'idroelettrico sia cresciuto del 70%, il contributo di queste fonti alla soddisfazione della domanda globale resta ancora relativamente modesto. Ciò è conseguenza della continua crescita dei consumi energetici, per cui le rinnovabili risultano ancora non sostitutive delle fonti fossili, ma sostanzialmente addizionali nel soddisfacimento del crescente fabbisogno energetico, aggiungendosi a queste ultime senza riuscire per ora a sostituirle in misura significativa, salvo che in Europa.

Fig. 3 Contributo delle varie fonti alla copertura del fabbisogno energetico (%)



Elaborazioni RIE su dati Energy Institute

Le diverse aree regionali mostrano, infatti, andamenti differenti. Focalizzando il periodo di osservazione sugli ultimi dieci anni, i consumi di fonti fossili in alcune zone risultano stabili o in calo: per l'Europa si registra una contrazione del 15%, mentre in Nord America si osserva una piccola variazione dell'1%, con una sostituzione del carbone con il gas negli Stati Uniti. Per quanto riguarda l'America Centro-Meridionale, i consumi fossili sono scesi del 4%, grazie anche all'espansione delle fonti rinnovabili in mercati importanti come quello brasiliano. In Africa, infine, si osserva un incremento del 19%, sebbene partendo da valori iniziali decisamente contenuti. Quasi tutta la crescita della domanda di fonti fossili nell'ultimo decennio si è concentrata nella regione dell'Asia-Pacifico, che ha coperto il 93% dell'incremento (44,5 EJ su di 47,8 EJ).

I consumi di petrolio e le dinamiche per area

Le modalità con cui il mondo soddisfa la crescente domanda di energia sono cambiate negli anni in maniera significativa. Prima del 1975, il petrolio è stato il principale motore della crescita energetica, avendo soddisfatto il 60% dell'incremento dell'offerta di energia globale tra il 1966 e il 1975. Il decennio successivo agli shock petroliferi degli anni '70 ha visto uno spostamento verso altre fonti, con una decelerazione della crescita dei consumi di petrolio tra il 1976 e il 1985. Nel primo quarto di questo secolo, la domanda di petrolio ha comunque continuato a crescere con un incremento nel periodo del 30% per una media annua dell'1,1%, solo di poco inferiore ai 25 anni precedenti (+1,2%). Il maggior Paese consumatore sono gli Stati Uniti con una quota del 18%, seguito dalla Cina con il 17% circa e dall'India con il 5,5%, mentre l'UE conta per il 10,5%. Negli ultimi 25 anni la crescita maggiore è stata registrata in Cina che ha aumentato il proprio fabbisogno di greggio di 2,5 volte, mentre l'UE, dopo avere raggiunto i massimi consumi a cavallo dei due secoli, ha ridotto la propria domanda del 19%. I maggiori produttori sono gli Stati Uniti con una quota di mercato di circa il 21%, seguiti da Arabia Saudita con l'11% e dalla Russia con il 10,7%. Gli USA sono diventati il primo produttore mondiale a partire dal 2014 a seguito della c.d. "rivoluzione dello shale", che ha interessato anche l'estrazione del gas naturale. L'UE ha invece ridotto progressivamente la propria attività produttiva (-62% negli ultimi 25 anni) per diminuzione delle riserve e riduzione degli investimenti nell'upstream anche in seguito alle nuove politiche ambientali.

La crescita del gas naturale e il ruolo assunto dal GNL

Nel primo quarto di secolo, i consumi mondiali di gas naturale sono cresciuti del 74% ad una media annua del 2,3%. Negli ultimi 10 anni, il gas è aumentato in media dell'1,9% l'anno e ha fornito il 30% dell'offerta energetica aggiuntiva, sostenuto dal boom del commercio di GNL, da una crescente domanda di gas negli Stati Uniti e dai consumi asiatici che da anni sono il traino della domanda globale di gas. Se il 2025 ha fatto segnare un aumento dell'1,6%, inferiore alla media per un rallentamento dei consumi asiatici, per il 2026 è prevista però una contrazione intorno allo 0,5% a causa della crisi di Hormuz e dell'aumento dei prezzi. L'UE dopo aver raggiunto il picco di consumo nella seconda metà del primo decennio del secolo, ha ridotto il proprio fabbisogno del 22% a causa della crescita delle fonti rinnovabili nella produzione elettrica, di una riduzione degli usi industriali (anche per i prezzi elevati) e di miglioramenti di efficienza. Oggi gli Stati Uniti sono il principale Paese consumatore con una quota del 22% della domanda globale e un aumento del 40% negli ultimi 15 anni, grazie ai bassi prezzi interni conseguenti alla crescita della produzione nazionale dopo la "shale revolution". Segue la Russia con l'11,5% e la Cina con il 10,6%, mentre l'UE copre l'8% circa. Gli Stati Uniti sono diventati anche il primo produttore dall'inizio del secondo decennio grazie allo sfruttamento dei giacimenti di scisto con la tecnica del fracking, raggiungendo una quota sulla produzione globale del 25,6%, mentre la Russia, seconda, ha un peso del 14,6%. Il Medio Oriente nel 2025 aveva prodotto il 18% del gas mondiale, dove, dopo l'Iran (6,3%), era il Qatar il maggior produttore (4,4%) ed uno dei principali esportatori mondiali di GNL, prima della crisi di Hormuz. Nel commercio internazionale del gas, sempre maggior rilevanza hanno assunto i traffici di GNL che nel 2025 hanno raggiunto il 55% del gas scambiato (era del 22% nel 2000), anche in conseguenza del forte aumento delle importazioni europee dopo la crisi con la Russia e dell'aumento della capacità di liquefazione statunitense.

Carbone, la crescita mondiale rallenta, ma il declino non è ancora iniziato

Trainato dalla rapida industrializzazione della Cina, tra il 1996 e il 2005 il carbone era diventato la fonte dominante per la crescita dell'offerta energetica. Mentre nel primo decennio del nuovo secolo la domanda cresceva del 4% l'anno, dal 2010 in poi l'aumento medio si è però ridotto a poco più dell'1%. Pesano le politiche ambientali in molti Paesi, l'aumento delle fonti rinnovabili, la diminuita convenienza economica, fattori che hanno condotto UE e Stati Uniti a ridurre del 55-60% i propri consumi dal 2010. Nel 2025, oltre la metà del carbone consumato a livello mondiale è stato richiesto in Cina (55,6%), al servizio soprattutto della produzione termoelettrica e dell'industria. Seguono con distacco l'India, che ha raggiunto una quota sui consumi complessivi del 14% e gli Stati Uniti con poco più del 5%. Si evidenziano quindi andamenti fortemente divergenti nelle diverse aree del pianeta, dove ad una diminuzione sempre più sensibile nei Paesi a più antica industrializzazione e interessati da policy ambientali più ambiziose, fa da contrappeso la crescita di altri in via di sviluppo (India) e a forte domanda di energia (Cina). Lato offerta, la Cina produce il 51% del carbone mondiale, seguita dall'Indonesia con il 10% sulla spinta della crescente domanda interna (centrali elettriche e industria), quindi l'India con il 9%, dove il governo punta all'autosufficienza energetica del Paese.

Nucleare, crescita lenta e futuro di difficile previsione

L'energia nucleare ha attraversato il primo quarto di secolo con fasi alterne, ma il suo contributo annuo alla copertura della domanda mondiale di energia è stato mediamente del 5,5% e non ha mai superato il 7%. Dopo una stasi post-Chernobyl (1986), l'inizio degli anni 2000 sembrava preludere a un "rinascimento nucleare", bruscamente interrotto dall'incidente di Fukushima nel 2011, dalle conseguenti

spinte negative dell'opinione pubblica occidentale e successivamente anche dall'aumento dei tempi e dei costi di costruzione delle nuove centrali, sia in Europa che in USA. Nel 2025, il maggior produttore di energia elettrica nucleare sono gli Stati Uniti (30%), seguiti dalla Cina (17%) che è il vero motore del comparto avendo dal 2000 in poi decuplicato la propria capacità di generazione. Negli ultimi anni, l'attesa crescita della domanda di energia elettrica e gli obiettivi di decarbonizzazione, hanno riportato l'atomo al centro delle agende anche di alcuni governi occidentali. Come ben noto, si punta sui piccoli reattori nucleari (SMR) che dovrebbero trovare una prima diffusione commerciale nel prossimo decennio. Ma a livello globale il futuro del nucleare appare di difficile previsione.

Crescono solare ed eolico sotto la spinta delle politiche ambientali e della riduzione dei costi

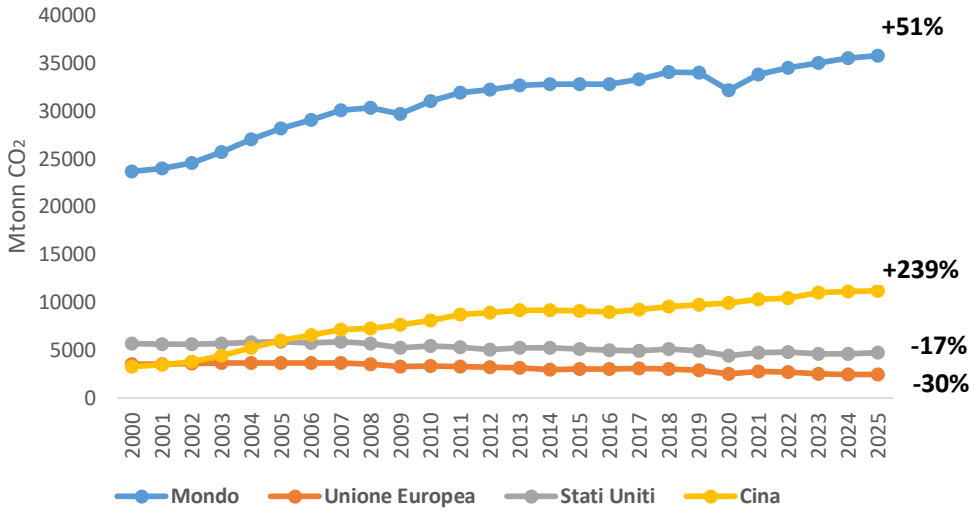
Gli ultimi due decenni hanno visto un nuovo fattore trainante nell'offerta globale di energia, grazie all'espansione su larga scala delle fonti rinnovabili. Tra il 2016 e il 2025, le fonti rinnovabili (inclusa l'energia idroelettrica) hanno fornito il 30% dell'incremento della disponibilità mondiale di energia a fronte di meno del 5% di due decenni prima.

Mentre il settore idroelettrico ha mantenuto un contributo intorno al 2,5% nel coprire il fabbisogno mondiale di energia primaria, le "nuove" fonti rinnovabili per produrre elettricità, principalmente eolico (onshore e offshore) e solare, hanno conosciuto un forte sviluppo grazie alla spinta di policy favorevoli, sistemi di incentivazione, diminuzione dei costi di produzione. Dal 2010 il tasso medio annuo di crescita della produzione da fotovoltaico (2.800 TWh nel 2025) è stato del 35%, quello dell'energia eolica (2.700 TWh) del 16%. Cina, UE e Stati Uniti sono i principali produttori. In particolare la Cina copre il 42% circa dell'output globale sia per solare che eolico, mentre l'UE rispettivamente il 13% e il 18% e gli Stati Uniti il 14% e il 17%. Come detto, nonostante l'enorme sviluppo in termini assoluti, a livello mondiale la produzione rinnovabile fatica ancora a penetrare in modo consistente nella copertura del fabbisogno globale di energia. Tuttavia l'Europa, che presenta il mix energetico più diversificato, è l'area in cui la crescita delle rinnovabili rende maggiormente visibile una prima sostituzione dei combustibili fossili. Le energie rinnovabili hanno rappresentato il 14% dell'approvvigionamento energetico totale della regione nel 2025, crescendo a un tasso medio del 5,4% nell'ultimo decennio, mentre tutte le altre fonti energetiche sono ristagnate o diminuite.

Le emissioni globali continuano ad aumentare, ma con diverse dinamiche per area

In conseguenza delle dinamiche osservate dei consumi energetici di origine fossile, nonostante i miglioramenti dei processi produttivi, risulta inevitabile che le emissioni di CO2 del settore energetico stiano continuando ad aumentare. Nel 2025, le emissioni hanno raggiunto il massimo storico di 35,8 Gton con un aumento annuo dell'1,1%. Più di un terzo di quest'ultimo incremento è stato registrato negli Stati Uniti, che hanno invertito la tendenza di calo degli ultimi 10 anni. Complessivamente, nel 2025 il mondo ha emesso il 51% di CO2 in più rispetto al 2000 (+12 miliardi di tonnellate).

Fig. 4 Dinamica delle emissioni di CO2 del settore energetico



Elaborazioni RIE su dati Energy Institute

Per area geografica, si rileva nel tempo uno spostamento del baricentro emissivo da ovest ad est del pianeta in relazione all'andamento dei consumi di energia fossile. Nel primo quarto di secolo la Cina ha più che triplicato le proprie emissioni (fig. 4) diventando il primo paese per CO2 rilasciata, con un peso del 31% sul totale. Anche l'India, pur partendo da livelli molto più bassi, ha quasi triplicato le emissioni e pesa ora per l'8%. Diversamente, Stati Uniti ed UE hanno progressivamente ridotto le emissioni – i primi del 17% dal 2000 e l'UE del 30% – e oggi pesano rispettivamente per il 13% in confronto al 24% di inizio secolo e per il 7% rispetto al 14%. Ne risulta un sistema globale in cui il rallentamento della crescita delle emissioni è conseguenza soprattutto dei miglioramenti di efficienza e del peso delle rinnovabili in seno alle economie avanzate, che non riescono però a controbilanciare l'aumento nei Paesi asiatici ad elevata crescita economica e industriale e ad alti consumi di energia fossile.

Alcune considerazioni conclusive

Le dinamiche sinteticamente illustrate mostrano come le fonti fossili continuino a rivestire un ruolo centrale nella soddisfazione della crescente domanda di energia globale. Quanto questo ruolo resterà tale è oggi ancora difficilmente prevedibile. Nel 2023, l'IEA (International Energy Agency) aveva ipotizzato un picco della domanda di fonti fossili entro la fine del decennio in corso, stima poi rivista alla luce dei dati e dei trend geopolitici ed economici. Nello scenario rilasciato nel novembre 2025, basato sull'implementazione delle attuali politiche climatiche, l'Agenzia vedeva il massimo dei consumi di petrolio nel 2030, che poi diminuirebbero negli anni ma piuttosto lentamente. Mentre per il gas il culmine era previsto intorno al 2035, mantenendo anche in questo caso livelli di consumo elevati per parecchio tempo. Solo per il carbone viene considerato un calo del 20% entro il 2035. In questo quadro di forte resilienza dei fossili, è tuttavia opportuno rimarcare come: il 2025 ha rappresentato il primo anno in cui il principale fattore di crescita dell'offerta di energia mondiale non sono stati carbone, petrolio o gas, ma le fonti rinnovabili guidate da solare ed eolico; a livello europeo l'espansione delle rinnovabili sta producendo i primi tangibili effetti di sostituzione del mix fossile.

[1] I dati dell'Energy Istitute fanno riferimento ai combustibili commercializzati incluse le fonti rinnovabili moderne per generare elettricità. Non comprendono combustibili tradizionali (legna, carbone vegetali, residui agricoli) o moderni (cippati, scarti agroindustriali) consumati localmente, che elaborando e confrontando i dati dell'International Energy Agency (IEA) ammonterebbero a circa 50-60 Exajoule.

[2] International Energy Agency e Mc Kinsey.

[3] L'OCSE è un'organizzazione internazionale di studi economici per i paesi membri, paesi sviluppati aventi in comune un sistema di governo di tipo democratico ed un'economia di mercato.

Novità normative di settore

a cura del GME

GAS

Delibera 20 ottobre 2026 376/2026/R/gas │ "Attuazione del servizio di liquidità, di cui all'articolo 10 del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21" │ pubblicata in data 23 ottobre 2026 │ Download https://www.arera.it/

Con la Deliberazione 376/2026/R/GAS, l'ARERA ha definito – in esito alla consultazione avviata con il documento 198/2026/R/gas[1] e tenuto conto delle osservazioni pervenute - le modalità attuative del servizio di liquidità (di seguito anche: servizio o misura) previsto dall'articolo 10 del DL 21/2026 (DL Bollette), introdotto con l'obiettivo di favorire la concorrenza sul mercato del gas naturale italiano e una maggiore integrazione dello stesso con i mercati europei, allo scopo di contribuire a ridurre il differenziale di prezzo tra il Punto di Scambio Virtuale (PSV) italiano e il Title Transfer Facility (TTF) olandese. La misura prevede che Snam Rete Gas (SRG) selezioni, attraverso apposite procedure competitive, i fornitori di liquidità, i quali si impegnano a offrire in vendita - nell'ambito di apposite sessioni d'asta organizzate sui mercati a pronti del gas gestiti dal GME - determinati quantitativi di gas a prezzi parametrati alle quotazioni del TTF. La Delibera dispone, in prima applicazione, l'attivazione del servizio di liquidità in via sperimentale nei mesi di gennaio e febbraio 2027, per un fabbisogno massimo di 100.000 MWh/g. A tal fine, SRG dovrà effettuare entro il 15 dicembre 2026 una prima procedura per l'assegnazione del servizio. È, inoltre, previsto che il servizio venga poi attivato a decorrere dal 1° ottobre 2027, fino all'esaurimento delle risorse economiche previste dall'articolo 10, comma 2, del DL 21/2026. Durante i periodi di attivazione del servizio di liquidità, nell'ambito del Mercato del Giorno Prima del gas (MGP-GAS) saranno organizzate, da parte del GME, apposite sessioni d'asta secondo le seguenti modalità:

- le aste si svolgeranno secondo il criterio del prezzo marginale, in ciascun giorno lavorativo individuato dal GME, con conclusione entro le ore 17:15;
- tutti gli operatori abilitati alla piattaforma di scambio potranno presentare offerte di acquisto e di vendita;
- saranno ammessi prodotti day ahead, relativi a volumi con consegna nel giorno lavorativo successivo alla negoziazione, e prodotti weekend, con consegna nei successivi giorni festivi;
- per consentire lo svolgimento delle aste, potrà essere prevista una sospensione delle contrattazioni continue sui medesimi prodotti, per una durata massima di cinque minuti;
- i risultati delle aste saranno resi disponibili immediatamente dopo la conclusione di ciascuna sessione.

A seguito della chiusura di ciascuna asta, il GME dovrà verificare altresì il rispetto degli obblighi di offerta previsti dal servizio di liquidità. Con cadenza mensile, il GME invierà all'Autorità un report contenente, per ciascun fornitore, il numero di sessioni in cui sono stati rilevati inadempimenti dell'obbligo di offerta e i relativi volumi. SRG, inoltre, determinerà per ciascun operatore selezionato gli eventuali ricavi spettanti ai sensi dell'articolo 10, comma 1, lettera a), numero 3), del DL 21/2026, utilizzando le informazioni sulle offerte presentate e accettate trasmesse dal GME. La Deliberazione prevede altresì che il GME effettui un monitoraggio quotidiano delle negoziazioni, segnalando tempestivamente ad ARERA eventuali violazioni delle disposizioni regolatorie, sospetti abusi di mercato o comportamenti anomali degli operatori. Al termine della sperimentazione, l'ARERA si riserva la possibilità di modificare la disciplina del servizio, sulla base di una valutazione complessiva degli effetti della misura, con particolare attenzione alla formazione degli indici di mercato, alla liquidità e alla partecipazione degli operatori al mercato all'ingrosso del gas.

MERCATO ELETTRICO

Delibera 29 settembre 2026 345/2026/R/eel│ "Coupling unico del giorno prima e infragiornaliero: verifica degli schemi contrattuali di Settlement Link Agreement tra Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e Cropex e Gestore dei Mercati Energetici S.p.A e Nord Pool" │ pubblicata in data 02 ottobre 2026 │ Download https://www.arera.it/

Con la delibera 345/2026/R/eel, l'Autorità ha verificato positivamente gli schemi contrattuali "GME-CROPEX Settlement Link Agreement" e "GME-Nord Pool Fourth Amendment and Restated SLA" volti a disciplinare, nell'ambito del coupling unico del giorno prima (SDAC) e infragiornaliero (SIDC) europeo, la gestione del clearing e del settlement delle transazioni transfrontaliere tra il GME e le controparti Cropex e Nord Pool sulla frontiera Italia-Slovenia. I contratti sopra indicati sono stati necessari per l'avvio operativo - avvenuto in data 21 ottobre u.s. - del c.d. assetto multi-NEMO (MNA) nel mercato elettrico sloveno, che consente la partecipazione di più Nominated Electricity Market Operators (NEMO) allo SDAC e al SIDC nella medesima zona di offerta. Ai fini dell'operatività nell'assetto MNA, le borse Cropex e Nord Pool sono state autorizzate dall'Autorità di regolazione slovena a fornire servizi di negoziazione in qualità di "Passporting NEMO" ai sensi dell'art. 4, comma 5, del Regolamento (UE) 2015/1222 (Regolamento CACM). In fase di verifica, l'ARERA ha ritenuto i suddetti schemi contrattuali conformi ai criteri

previsti dal Regolamento CACM per gli accordi transfrontalieri di clearing e settlement nonché coerenti con l'architettura europea di cooperazione tra NEMO, disponendone la verifica positiva.

Parere 6 ottobre 2026 349/2026/I/EEL | "Parere al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica in merito alla proposta di aggiornamento della disciplina del mercato elettrico per l'avvio del mercato per la negoziazione dei contratti PPA, ai sensi dell'articolo 28 del decreto legislativo 199/21" | pubblicata in data 19 ottobre 2026 | Download https://www.arera.it/

Con il provvedimento in oggetto, l'ARERA ha espresso parere favorevole alle proposte di modifica al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (nel seguito: TIDME o disciplina), funzionali all'avvio operativo del mercato organizzato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili (i.e. MPPA), trasmesse dal GME al MASE in data 4 agosto 2026. Come noto, le suddette proposte di modifica prevedono l'introduzione, nell'ambito del mercato elettrico, della piattaforma di mercato organizzato per la negoziazione di lungo termine dei contratti da fonti rinnovabili (contratti PPA), nell'ambito della quale è previsto che il GSE svolga - in attuazione degli indirizzi di cui al Decreto MASE, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, n.152 del 20 giugno 2025[2] (di seguito: D.M. n. 152/2025) - il ruolo di garante di ultima istanza dei contratti negoziati dagli operatori. In particolare il GME, in adempimento alle disposizioni normative di riferimento, ha definito il modello di funzionamento del MPPA, prevedendo inter alia che:
i) la modalità di negoziazione sia ad asta;
ii) siano negoziabili sul MPPA contratti con profilo baseload, peakload e peakload lunedi - domenica, con durata compresa tra i 5 e i 10 anni;
iii) la negoziazione di un contratto PPA avvenga unicamente tra controparti fra le quali intercorra una "relazione di gradimento reciproco";
iv) il MPPA sia integrato funzionalmente nel Mercato Elettrico a Termine (MTE) e, pertanto, le posizioni assunte dall'operatore in esito alla conclusione di un contratto sul MPPA siano trasferite, con cadenza annuale, sul MTE come posizioni relative al corrispondente prodotto annuale ivi negoziato (adozione del meccanismo di cascading).
Con riferimento a tale modello di funzionamento, l'ARERA, nell'esprimere parere favorevole all'aggiornamento del TIDME, ha altresì esplicitato le seguenti raccomandazioni: i. prevedere ulteriori contratti con profili coerenti con le esigenze della domanda, in tempo utile per l'avvio del MPPA; ii. sostituire la dicitura "relazione di gradimento reciproco", di cui alla proposta del GME, con la formulazione "reciproca selezione preliminare" adottata nel testo del D.M. n.152/2025. A completamento, l'Autorità ha altresì rappresentato l'opportunità di valutare, in sede di successivi aggiornamenti del D.M. n.152/2025:
• l'estensione della durata dei contratti oltre i 10 anni, al fine di tenere conto della vita utile degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili;
• la separazione del MPPA dal MTE, al fine di consentire maggiore flessibilità agli operatori nella negoziazione dei contratti.

Comunicato del GME | "Nuovi indicatori di spread di prezzo sul MGP Power" | pubblicato in data 26 ottobre 2026 | https://www.mercatoelettrico.org/

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che dal 26 ottobre u.s. sono resi disponibili, con cadenza giornaliera, i nuovi indicatori dello spread di prezzo relativi al Mercato del Giorno Prima (MGP) elettrico. Tali indicatori rappresentano l'ampiezza del differenziale tra i prezzi quarto orari più elevati e i prezzi quarto orari più bassi registratisi nel corso della relativa sessione del MGP. In particolare, il GME ha previsto, sia con riferimento al PUN Index GME che con riferimento ai prezzi zonali di ciascuna zona di mercato, tre distinti indicatori dello spread di prezzo, il cui valore è pari, rispettivamente, al differenziale tra la media aritmetica dei prezzi degli 8, 16, e 24 quarti d'ora caratterizzati dai prezzi più elevati e la media aritmetica degli 8, 16, e 24 quarti d'ora caratterizzati dai prezzi più bassi della giornata di riferimento. Tutti gli indicatori di cui trattasi sono espressi in €/MWh. Il GME ha altresì comunicato che, a valle di ciascuna sessione del MGP, i suddetti indicatori vengono pubblicati quotidianamente sul sito internet del GME al seguente indirizzo: https://www.mercatoelettrico.org/

[1] Cfr. Newsletter 205 di luglio 2026;
[2] Cfr. Newsletter 194 di luglio 2025.

Selezioni aperte per la 28^ edizione del Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche

Sostenibilità, economia circolare, fonti energetiche rinnovabili, elettrificazione dei consumi, nuove soluzioni di mobilità e rivoluzione digitale, sono solo alcuni dei temi che saranno approfonditi in occasione della 28^ edizione del Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche. La transizione energetica richiede figure professionali con competenze diversificate e trasversali, non solo in ambito tecnico, ma anche in ambito gestionale e manageriale. Il Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche, promosso da SAFE ETS, ente iscritto al Registro Unico Nazionale del Terzo Settore (RUNTS), e progettato in collaborazione con oltre 200 realtà del settore, permette di acquisire non solo le conoscenze tecniche, ma anche le fondamentali soft skills richieste dalle principali aziende che operano sul mercato energetico. Queste capacità relazionali e comportamentali, come il team building, la leadership e la comunicazione, sono essenziali per eccellere in un settore in continua evoluzione. Il programma didattico è costantemente aggiornato per adeguarsi ai cambiamenti nel settore energetico e alle mutevoli esigenze del mercato del lavoro. Le lezioni sono tenute da manager tecnici dell'industria e della consulenza, rappresentanti delle istituzioni e accademici, che condividono il loro know-how per formare i futuri leader del settore. Il percorso di formazione SAFE è un'esperienza di 5 mesi full-time, che vedrà impegnati i partecipanti da gennaio a giugno 2027. Comprende 300 ore tra digital learning, lezioni in aula, visite aziendali, esperienze pratiche sul campo e circa 150 ore di project work aziendali. Oltre il 95% dei partecipanti alle edizioni precedenti ha trovato opportunità professionali in settori come progettazione, project management, energy management, marketing e comunicazione, affari istituzionali e regolatori, trading, sviluppo aziendale e consulenza strategica. Collaborando con il Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche, offriamo le competenze dei nostri professionisti e giornate di formazione pratica. Che tu sia un neolaureato o un professionista con esperienza minima nel settore, questa è l'opportunità che cambierà la tua carriera. Candidati ora e preparati a diventare un leader nel settore energetico del futuro!

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



Gli appuntamenti

16 novembre
Lombardia Digital Summit
Milano, Italia
Organizzato da The Innovation Group
https://www.theinnovationgroup.it/

17 Novembre
L'agrivoltaico come nuovo paradigma del fotovoltaico
Roma, Italia
Organizzato da Althesys
https://www.althesys.com/

17-19 novembre
Rebuild Italia 2026
Rimini, Italia
Organizzato da Remodula Expo
https://www.exporemodula.com/

18 novembre
Aree protette, crisi climatica e nuove forme di governance delle Alpi
Venzone (Ud), Italia
Organizzato da Cipra, Federparchi
https://www.kyotoclub.org/

18-19 novembre
Annual Submarine Power Cable and Interconnection Forum
Evento online e in presenza
Londra, Regno Unito
Organizzato da Leadvent Group
https://www.leadventgrp.com/

18-19 novembre
European Bioenergy Forum
Bruxelles, Belgio
Organizzato da EBF
https://bioenergyeurope.org/

19-21 novembre
MED Dialoghi mediterranei
Napoli, Italia
Organizzato da Ministero per gli Affari Esteri e Ispi
https://med.ispionline.it/

20-22 novembre
International Conference on Renewable Energy and Conservation
Evento online e in presenza
Roma, Italia
Organizzato da ICREC
https://www.icrec.org/

24 novembre
Quantum Revolution 2026
Evento online e in presenza
Milano, Italia
Organizzato da 24Ore Eventi
https://24oreventi.ilsole24ore.com/

25-26 novembre
XVIII Conferenza nazionale sull'efficienza energetica
Roma, Italia
Organizzato da Amici della Terra
https://www.amicidellaterra.it/

25-26 novembre
Annual Energy and Utilities Cyber Security Forum
Evento online e in presenza
Amsterdam Paesi Bassi
Organizzato da Leadvent Group
https://www.leadventgrp.com/

26-27 novembre
Accadueo
Bari, Italia
Organizzato da Accadueo
https://www.accadueo.com/

27-28 novembre
Electric Summit & Expo
Atene, Grecia
Organizzato da Electric summit & expo
https://www.electricexpo.gr/

27-29 novembre
International Conference on Power Conversion and Power Engineering
Evento online e in presenza
Hangzhou, Cina
Organizzato da Zhejiang University of Technology
https://www.pcpe.org/

30 novembre – 1 dicembre
Forum Italia Solare 2026
Evento online e in presenza
Roma, Italia
Organizzato da Italia Solare
https://www.italiasolare.eu/

APPUNTAMENTI

2 dicembre
Cleantech Innovation Forum. Innovazione e investimenti per la transizione energetica
Milano, Italia
Organizzato da Lombardy Energy Cleantech Cluster
https://www.energycluster.it/

2 dicembre
Fer Z. Il valore della programmabilità per il sistema elettrico del futuro
Evento online
Organizzato da Elettricità Futura
https://www.elettricitafutura.it/

2 dicembre
AI e trasformazione dell'impresa
Evento online e in presenza
Milano, Italia
Organizzato da Rcs Academy
https://rcsacademy.corriere.it/

2-3 dicembre
Forum QualEnergia
Roma, Italia
Organizzato da Legambiente, Kyoto Club
https://forumqualenergia.it/

3-4 dicembre
The European forum on applied photovoltaics and PV integration
Firenze, Italia
Organizzato da IPV
https://www.ipv-conference.com/

3-5 dicembre
International Conference on Smart Grid and Energy
Evento online e in presenza
Parigi, Francia
Organizzato da Université de Bretagna Occidentale
http://www.icsge.org/

9 dicembre
Pianificazione territoriale, infrastrutture di trasporto, valutazione ambientale: l'attualità degli insegnamenti di Maria Rosa Vittadini
Roma, Italia
Organizzato da Kyoto Club
https://www.kyotoclub.org/

17-19 dicembre
World Conference on Sustainability, Energy and Environment
Evento online e in presenza
Berlino, Germania
Organizzato da WseeConf
https://www.wseeconf.org/

18 dicembre
Energia al futuro – l'Italia e il nuovo nucleare sostenibile
Roma, Italia
Organizzato da Ain
https://associazioneitaliananucleare.it/

26-28 dicembre
International Conference on Power and Energy Engineering
Evento online e in presenza
Chengdu, Cina
Organizzato da Icpee
https://www.icpee.org

18-21 gennaio
International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering
Evento online e in presenza
Milano, Italia
Organizzato da PEEE
https://peee.org/

26-27 gennaio
International Conference on Renewable Energy
Evento online e in presenza
Lisbona, Portogallo
Organizzato da Gari Conferences
https://globalacademicresearchinstitute.com/

NEWSLETTER DEL GME

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.