

APPROFONDIMENTI

## GLI SCENARI ENERGETICI DELL'AIE: QUANTO È CERTO L'INCERTO?

di Lisa Orlandi - RIE

L'origine della scenaristica energetica si può collocare nel decennio 1970, quando le prime crisi energetiche spinsero governi, imprese, istituti di ricerca e analisti finanziari a cercare strategie per la sopravvivenza, esplorando in modo sistematico le soluzioni tecnologiche, economiche e sociali al problema della sicurezza degli approvvigionamenti. È nel 1977 che l'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), costituitasi nel 1974 in seno all'OCSE, inizia ad elaborare scenari energetici mondiali di lungo periodo (World Energy Outlook – WEO), punto di riferimento per chiunque si occupi di energia.

Nelle sue pubblicazioni annuali del WEO, l'AIE delinea uno scenario di riferimento a cui affianca uno o più scenari alternativi in base alle politiche e/o tecnologie potenzialmente implementabili in futuro. Ogni scenario dipinge una traiettoria lungo la quale il mondo potrebbe dirigersi a determinate condizioni. Di fatto, non si tratta di previsioni nel senso stretto del termine, bensì di un esercizio di indagine sulla direzione che talune scelte comportano per il sistema energetico mondiale. Nel corso degli anni, l'Agenzia ha ampliato l'orizzonte temporale dei suoi scenari, senza però mai spingersi oltre i tre

decenni. A partire dall'edizione 2020, il riferimento temporale ultimo è il 2050, pur definendo orizzonti intermedi quali il 2030 e il 2040. Quanto alle tipologie di scenario proposte, ormai da diverse edizioni vengono confermati tre distinti Outlook:

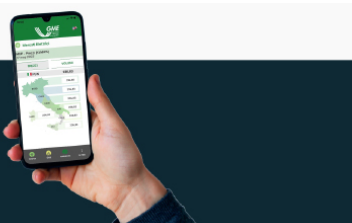
- lo Scenario a Politiche Vigenti (Stated Policies Scenario – STEPS) fornisce un'idea della direzione attuale del settore energetico, sulla base dei più recenti dati di mercato, dei costi delle tecnologie e di un'analisi approfondita delle politiche già approvate nei paesi di tutto il mondo. Dalla scorsa edizione, lo STEPS è tornato ad essere lo scenario centrale, attorno al quale l'AIE ha costruito numerose analisi di sensitività per tener conto delle incertezze che avvolgono le numerose e intrecciate variabili che influenzano i mercati energetici;
- lo Scenario degli Impegni Annunciati (Announced Pledges Scenario – APS) esamina cosa accadrebbe se tutti gli obiettivi nazionali in materia di energia e clima stabiliti dai governi (quindi non necessariamente già avviati, ma anche solo dichiarati), compresi i target di azzeramento delle emissioni nette, fossero raggiunti integralmente e nei tempi previsti;

continua a pagina 25

Monitoraggio costante ai mercati

**Scarica  
la GME APP**

Available on the Google Play | Download on the App Store




Nuovo indice del prezzo del gas

### IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/ NOVEMBRE 2024**

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 12

Mercati energetici Europa

pag 17

Mercati per l'ambiente

pag 21

■ **APPROFONDIMENTI**

*Gli scenari energetici dell'AIE: quanto è certo l'incerto?*

*Di Lisa Orlandi - RIE*

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 29

■ **APPUNTAMENTI**

pagina 31

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A novembre il Pun sale a 130,89 €/MWh (+14,20 €/MWh su ottobre), spinto dalla crescita dei prezzi del gas, dall'aumento degli acquisti, dal calo delle vendite rinnovabili e da un import netto in modesta flessione. In tale contesto i volumi scambiati sul MGP si portano a 23,4 TWh, mostrando una liquidità del 78,9%. I volumi negoziati sul MI risultano pari a 3,2 TWh, con gli scambi su XBID a

1,2 TWh e inferiori solo al massimo di ottobre. Sul Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) i prezzi di controllo risultano generalmente in crescita, con il baseload Dicembre 2024 che chiude il periodo di contrattazione a 128,83 €/MWh. Crescono, infine, le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

### IL PUN

A novembre, il Pun cresce a 130,89 €/MWh (+14,20 €/MWh), valore più alto dell'ultimo anno. La variazione del prezzo è trainata soprattutto da costi di generazione a gas in crescita e su livelli elevati, con l'IG Index GME al suo massimo storico (45,18 €/MWh, +4,31 €/MWh). Sostengono la dinamica rialzista anche la crescita della domanda, la flessione delle vendite FER e delle importazioni nette. A fronte del suo

aumento, il prezzo italiano riduce la distanza dai principali riferimenti europei, per effetto dei maggiori rialzi osservati su questi ultimi (101/138 €/MWh, +28/+49 €/MWh). La crescita del Pun, riscontrabile in tutti i gruppi di ore, è più intensa in quelle di picco (+20 €/MWh), per un rapporto picco/baseload al massimo annuale di 1,12 (Grafico 1 e Tabella 1).

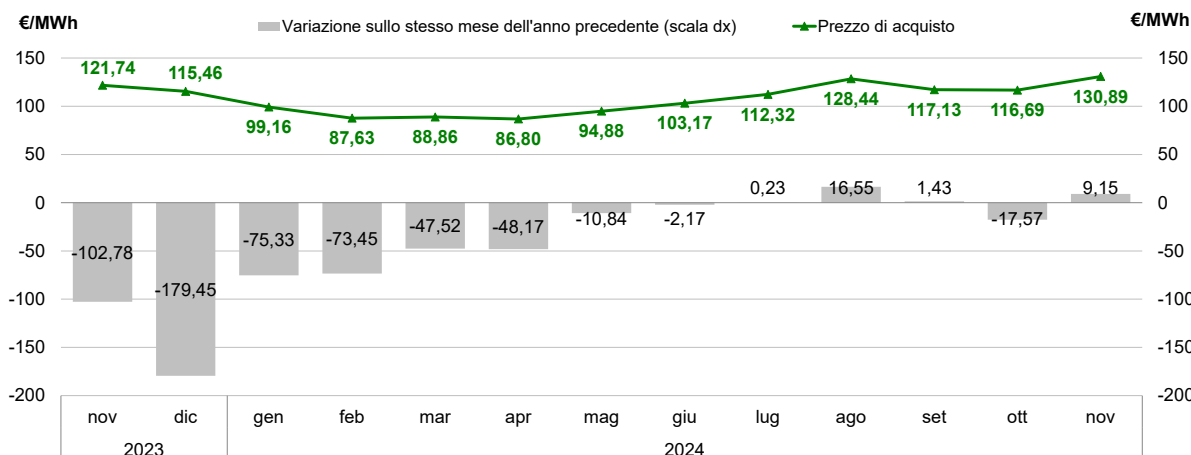
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2024	2023	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2024	2023
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>130,89</b>	121,74	+9,15	+7,5%	<b>25.662</b>	+4,5%	<b>32.516</b>	+2,8%	<b>78,9%</b>	77,7%
<i>Picco</i>	146,82	141,18	+5,64	+4,0%	31.514	+5,9%	40.299	+4,3%	78,2%	77,1%
<i>Fuori picco</i>	122,92	111,26	+11,66	+10,5%	22.736	+4,5%	28.624	+2,8%	79,4%	78,2%
<i>Minimo orario</i>	83,53	2,46			15.408		20.376		72,4%	70,9%
<i>Massimo orario</i>	193,00	235,74			34.646		44.491		85,5%	83,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



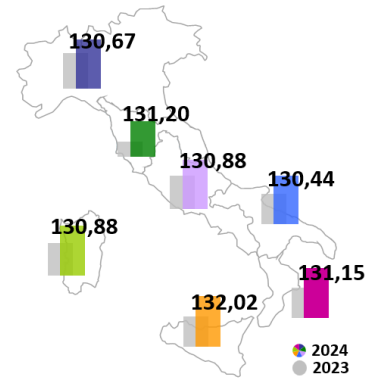
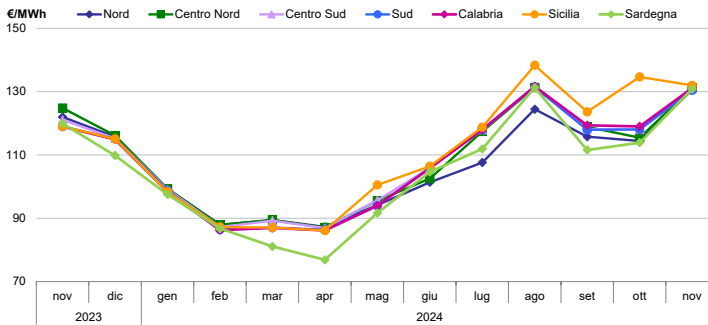
## I PREZZI ZONALI

A livello zonale, seppur con dinamiche differenziate, i prezzi di vendita si allineano sui 130/132 €/MWh, risultando in crescita sulla penisola e in Sardegna (+12/+17 €/MWh) e in calo in

Sicilia (-3 €/MWh), in concomitanza anche del ripristino su livelli ordinari dell'interconnessione con la Calabria (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



## I VOLUMI

Gli acquisti di energia elettrica in Italia mostrano una ripresa, portandosi a 23,4 TWh (+3,9% in media oraria su ottobre). La liquidità del mercato appare in lieve flessione al 78,9% (-0,6 p.p.), in corrispondenza di una crescita della componente OTC, a 4,9 TWh (+6,9%) e degli scambi di borsa, a 18,5 TWh (+3,1%). Sul lato della domanda, in

crescita sia gli acquisti nazionali, a 22,6 TWh (+2,2%), sia le esportazioni, a 0,8 TWh (+99,2%), sostenute dalle suddette dinamiche di prezzo. Lato offerta, le vendite nazionali salgono a 18,8 TWh (+4,0%) e crescono anche le importazioni, attestatesi a 4,6 TWh (+3,5%) (Tabelle 2, 3 e 4, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>18.476.573</b>	<b>+4,5%</b>	<b>78,9%</b>
Operatori	12.352.502	+10,4%	52,8%
GSE	1.586.603	-0,7%	6,8%
Zone estere	4.537.469	-7,4%	19,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>4.934.811</b>	<b>-2,9%</b>	<b>21,1%</b>
Zone estere	97.431	+392%	0,4%
Zone nazionali	4.837.379	-4,4%	20,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>23.411.384</b>	<b>+2,8%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>17.458.376</b>	<b>-7,6%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>40.869.760</b>	<b>-1,9%</b>	

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

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>18.476.573</b>	<b>+4,5%</b>	<b>78,9%</b>
Acquirente Unico	625.553	-51,7%	2,7%
Altri operatori	14.277.021	+3,7%	61,0%
Pompaggi	65.440	+2226,0%	0,3%
Zone estere	795.408	+224,6%	3,4%
Saldo programmi PCE	2.713.152	+14,2%	11,6%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>4.934.811</b>	<b>-2,9%</b>	<b>21,1%</b>
Zone estere	2.695	+1448,9%	0,0%
Zone nazionali AU	3.600	-82,9%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	7.641.667	+2,8%	32,6%
Saldo programmi PCE	-2.713.152	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>23.411.384</b>	<b>+2,8%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>1.042.083</b>	<b>+32,3%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>24.453.467</b>	<b>+3,8%</b>	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

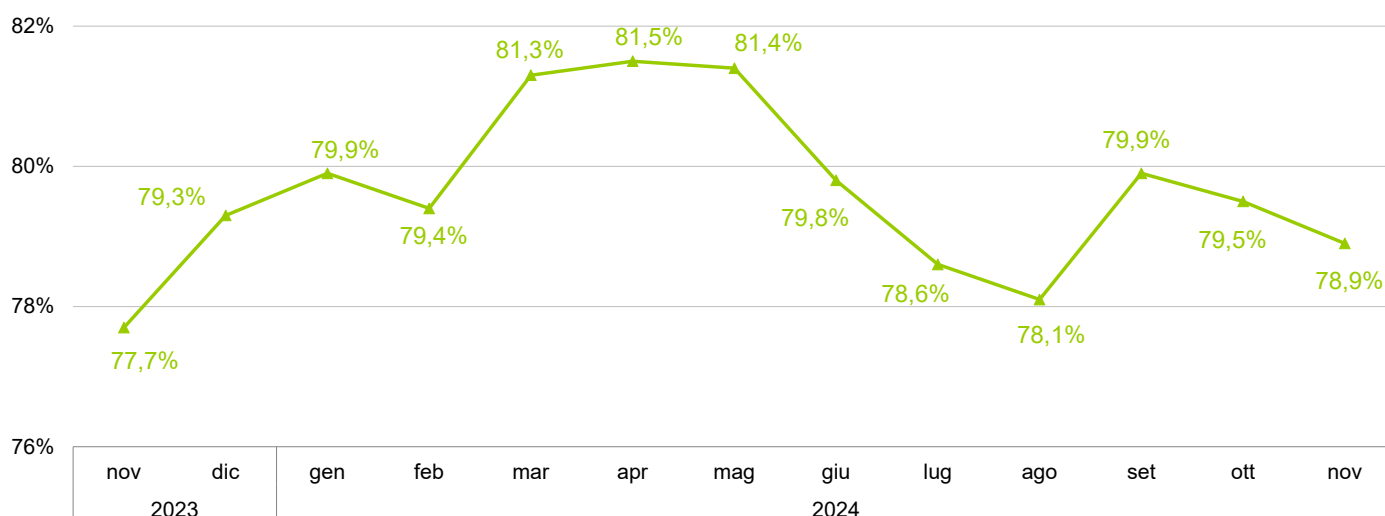


Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.978.804	26.359	-1,1%	10.383.167	14.421	+12,4%	13.077.278	18.163	+0,4%
Centro Nord	1.246.529	1.731	-3,0%	1.067.807	1.483	+1,5%	1.935.572	2.688	+0,1%
Centro Sud	6.189.974	8.597	+6,8%	2.282.185	3.170	+16,1%	3.973.340	5.519	+1,2%
Sud	4.464.776	6.201	+2,5%	2.181.752	3.030	-10,2%	1.382.675	1.920	+0,7%
Calabria	1.856.118	2.578	-19,5%	1.162.603	1.615	+17,5%	422.670	587	+2,7%
Sicilia	2.095.106	2.910	-15,6%	908.807	1.262	-21,8%	1.230.999	1.710	+0,7%
Sardegna	1.168.388	1.623	-9,5%	790.163	1.097	-21,7%	590.749	820	-5,8%
<b>Totale nazionale</b>	<b>35.999.696</b>	<b>50.000</b>	<b>-1,9%</b>	<b>18.776.485</b>	<b>26.078</b>	<b>+5,2%</b>	<b>22.613.281</b>	<b>31.407</b>	<b>+0,4%</b>
Estero	4.870.064	6.764	-1,8%	4.634.899	6.437	-5,8%	798.103	1.108	+225,5%
<b>Sistema Italia</b>	<b>40.869.760</b>	<b>56.764</b>	<b>-1,9%</b>	<b>23.411.384</b>	<b>32.516</b>	<b>+2,8%</b>	<b>23.411.384</b>	<b>32.516</b>	<b>+2,8%</b>

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

## LE FONTI

La crescita delle vendite nazionali è sostenuta da una forte ripresa dei cicli combinati (+3,1 GWh medi), particolarmente evidente al Nord e favorita anche dalla riduzione dei volumi FER, ai minimi da febbraio. Tale ribasso si registra per effetto di una flessione delle vendite idriche (-1,9

GWh), soprattutto al settentrione, ed è contenuta solo da volumi eolici ai massimi da maggio. In virtù delle suddette dinamiche, la quota di mercato delle vendite termiche cresce al 59,6% (+9,8%), mentre la quota rinnovabile cala al 39,6% (-8,0%) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

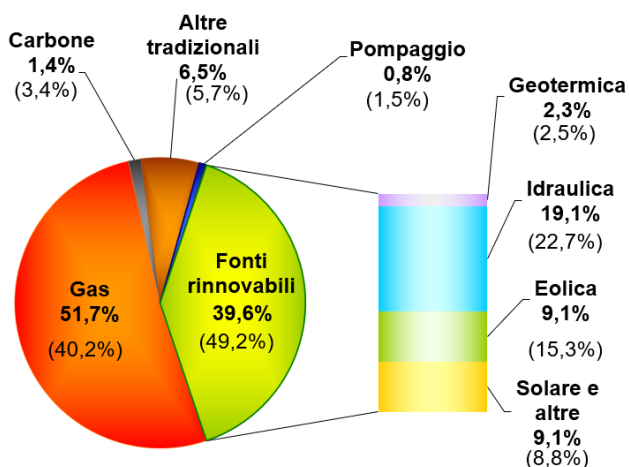
Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>9.055</b>	<b>+34,8%</b>	<b>539</b>	<b>+14,0%</b>	<b>1.870</b>	<b>+55,7%</b>	<b>1.500</b>	<b>+25,4%</b>	<b>1.271</b>	<b>+43,3%</b>	<b>559</b>	<b>-35,3%</b>	<b>739</b>	<b>-14,9%</b>	<b>15.533</b>	<b>+27,3%</b>
Gas	8.185	+39,7%	489	+14,5%	1.599	+98,2%	1.252	+73,4%	1.143	+41,3%	501	-40,5%	303	-38,4%	13.472	+35,3%
Carbone	0	-100,0%	-	-	0	-100,0%	0	-100,0%	0	-	-	-	364	+13,6%	364	-56,9%
Altre	870	+4,7%	50	+8,8%	271	+52,3%	248	+28,8%	128	+63,2%	57	+165,6%	72	+29,0%	1.696	+20,9%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>5.165</b>	<b>-10,2%</b>	<b>944</b>	<b>-4,5%</b>	<b>1.294</b>	<b>-14,9%</b>	<b>1.530</b>	<b>-29,7%</b>	<b>344</b>	<b>-29,5%</b>	<b>703</b>	<b>-6,2%</b>	<b>358</b>	<b>-32,7%</b>	<b>10.339</b>	<b>-15,3%</b>
Idraulica	3.777	-12,5%	179	-8,9%	454	-8,3%	339	-9,0%	65	-	129	+2,4%	44	-1,2%	4.986	-11,5%
Geotermica	-	-	594	-3,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	594	-3,0%
Eolica	32	+18,3%	26	-38,4%	512	-36,9%	981	-38,8%	232	-36,2%	410	-23,5%	191	-53,2%	2.382	-37,1%
Solare e altre	1.357	-3,6%	146	+5,3%	329	+52,0%	210	+3,5%	48	+10,4%	165	+87,3%	123	+53,2%	2.378	+9,2%
<b>Pompaggio</b>	<b>201</b>	<b>-45,3%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>-34,1%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-100,0%</b>	<b>0</b>	<b>-32,0%</b>	<b>207</b>	<b>-45,1%</b>
<b>Totale</b>	<b>14.421</b>	<b>+12,4%</b>	<b>1.483</b>	<b>+1,5%</b>	<b>3.170</b>	<b>+16,1%</b>	<b>3.030</b>	<b>-10,2%</b>	<b>1.615</b>	<b>+17,5%</b>	<b>1.262</b>	<b>-21,8%</b>	<b>1.097</b>	<b>-21,7%</b>	<b>26.078</b>	<b>+5,2%</b>

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

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

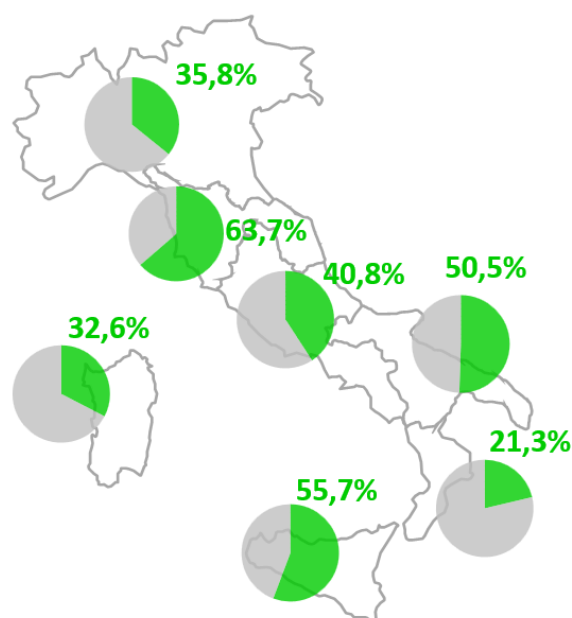
Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



## LE FRONTIERE ESTERE

A novembre il saldo con l'estero registra un calo, portandosi a 3,9 TWh (-0,4 TWh su ottobre). Con l'eccezione della frontiera francese, dove si osserva una crescita dei flussi in virtù di un innalzamento della NTC, la riduzione dell'import netto è riscontrabile su

tutte le frontiere, favorito dalle dinamiche di prezzo e, lungo il confine sud-orientale, anche da frequenti chiusure dell'interconnessione con la Grecia e numerosi restringimenti e inibizioni della NTC con il Montenegro (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia*	2.117.657 (1.746.193)	99,9% (97,5%)	0,1% (1,7%)	0% (0,8%)	87,4% (70,4%)	- (-)	3.074 (2.783)	2.118.414 (1.754.587)	2.118.414 (1.754.587)	1.661 (1.068)	757 (8.394)	757 (8.394)
Italia - Svizzera	1.682.430 (2.232.261)	96,0% (100,0%)	3,9% (-)	0,1% (-)	- (-)	- (-)	3.493 (3.633)	1.845.492 (2.279.694)	n/a n/a	3.245 (3.480)	163.062 (47.433)	n/a n/a
Italia - Austria*	144.651 (113.495)	71,5% (81,4%)	27,8% (13,8%)	0,7% (4,9%)	66,3% (77,8%)	25,8% (13,1%)	326 (213)	168.671 (122.542)	168.671 (122.542)	135 (88)	24.020 (9.047)	24.020 (9.047)
Italia - Slovenia*	11.399 (300.914)	52,5% (80,1%)	46,8% (14,7%)	0,7% (5,1%)	41,5% (65,7%)	34,6% (6,7%)	588 (653)	204.948 (347.616)	204.948 (347.616)	667 (669)	193.549 (46.702)	193.549 (46.702)
Italia - Montenegro	-47.618 (379.975)	32,6% (98,2%)	60,0% (1,8%)	7,4% (0,0%)	0,1% (29,3%)	0,1% (-)	534 (602)	131.820 (413.509)	n/a n/a	629 (706)	179.438 (33.534)	n/a n/a
Italia - Grecia*	53.296 (-)	50,3% (-)	36,1% (-)	13,6% (100,0%)	48,6% (-)	30,9% (-)	500 (-)	165.472 (-)	165.472 (-)	500 (-)	112.175 (-)	112.175 (-)
Italia - Malta	-54.389 (-65.387)	0,3% (-)	78,8% (98,3%)	21,0% (1,7%)	- (-)	2,6% (0,8%)	225 (225)	83 (-)	n/a n/a	225 (225)	54.472 (65.387)	n/a n/a
<b>TOTALE**</b>	<b>3.907.426</b> (4.707.450)							<b>4.634.900</b> (4.917.948)	<b>2.657.505</b> (2.224.745)		<b>727.474</b> (210.498)	<b>330.501</b> (64.143)

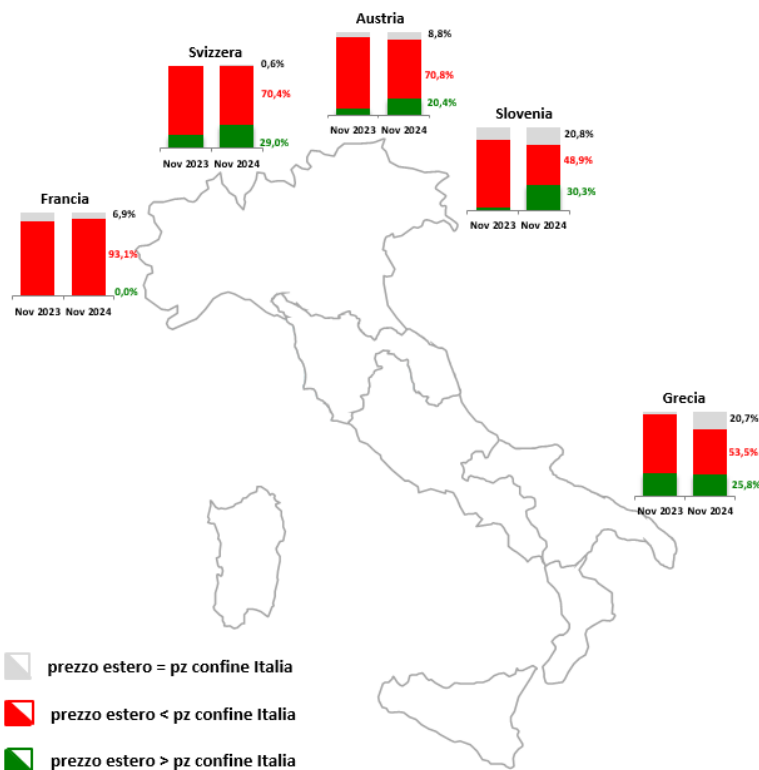
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

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

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

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

Fonte: GME, LSEG Data & Analytics



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

I volumi scambiati sui mercati infragiornalieri mostrano un lieve calo a 3,2 TWh (-3,6% in media oraria su ottobre). La flessione è riconducibile a una riduzione degli scambi sui mercati in asta (2,0 TWh), con i volumi XBID a 1,2 TWh, pari al 37% del totale scambiato sul MI. Sui mercati in asta, il confronto con il precedente mese di ottobre ha posto in evidenza: i) una flessione dei volumi scambiati su base media giornaliera pari al -7%; ii) sui transiti in coupling, un incremento in media oraria sia delle importazioni (87 MWh vs. 53 MWh), sia del livello dell'export (93 MWh vs. 48 MWh); iii) sulla distribuzione dei volumi negoziati sui transiti in coupling, una quota maggiore di volumi scambiati, lato import, con Francia e Grecia (36% su entrambe), e, lato export, con la Slovenia (48%); iv) ancora una sostanziale conferma della

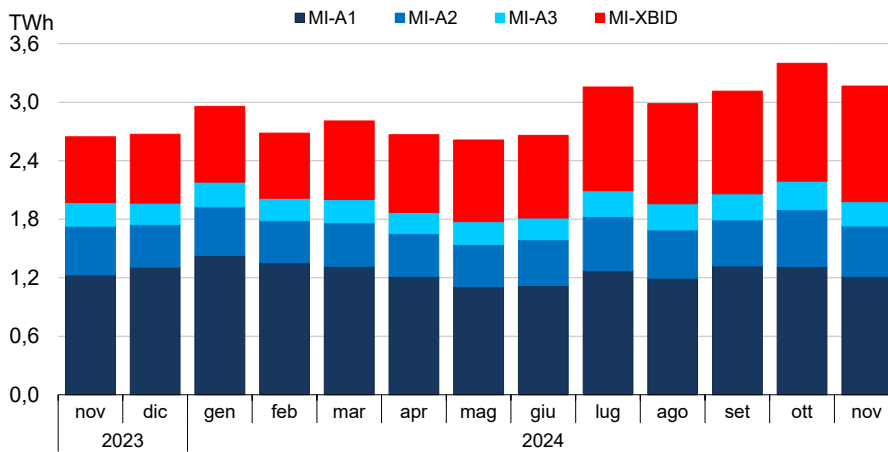
direzione dei flussi di energia osservata sulle frontiere in coupling sul MGP.

Sul XBID si portano al livello più alto mai osservato il numero di abbinamenti (oltre 585 mila), di cui circa l'80% concentrato nelle fasi 2 e 3, con la quota di scambi con l'estero che si riporta al 40%, come non accadeva da febbraio, e la quota degli scambi all'interno della stessa zona e tra zone nazionali in flessione rispettivamente all'11% e al 49%.

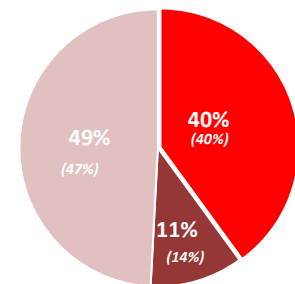
I prezzi medi salgono su tutti i mercati a 131/139 €/MWh (+13/+18 €/MWh), con quotazioni in linea con i corrispondenti valori del Pun sul MI-A1 e MI-A2 e superiori sugli altri mercati. Il ranking dei prezzi zonal mostra quotazioni sostanzialmente allineate, come riscontrato sul MGP (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9).

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero			
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		XBID		Totale			
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %		
Nord	529.506	-12,7%	163.429	-9,7%	97.569	0,3%	790.504	-10,7%	289.493	68,7%	1.079.996	2,2%
Centro Nord	97.826	60,1%	37.511	-0,9%	14.604	1,8%	149.941	32,3%	57.097	4,6%	207.038	23,3%
Centro Sud	157.854	-15,8%	85.700	-3,3%	40.614	28,6%	284.168	-7,7%	95.944	50,9%	380.113	2,4%
Sud	165.637	0,6%	79.681	-15,3%	39.785	-7,1%	285.104	-5,4%	136.537	46,2%	421.640	6,8%
Calabria	27.808	30,4%	12.112	-13,0%	6.607	-8,0%	46.527	9,6%	20.749	89,6%	67.276	26,0%
Sicilia	78.760	-17,2%	35.283	23,7%	18.222	9,1%	132.265	-5,8%	62.700	183,9%	194.964	20,0%
Sardegna	20.396	-33,9%	16.747	-13,1%	9.602	21,0%	46.746	-19,5%	14.174	17,4%	60.919	-13,1%
Estero	134.492	120,1%	88.681	132,3%	22.627	2,0%	245.800	102,4%	508.704	105,8%	754.505	104,7%
<b>Totale</b>	<b>1.212.278</b>	<b>-1,3%</b>	<b>519.143</b>	<b>3,5%</b>	<b>249.631</b>	<b>4,0%</b>	<b>1.981.053</b>	<b>0,6%</b>	<b>1.185.399</b>	<b>75,5%</b>	<b>3.166.452</b>	<b>19,7%</b>

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero			
	MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		Totale		XBID (1-24 h)		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	605.666	1,3%	201.564	-13,5%	100.779	-4,4%	<b>908.008</b>	-3,1%	<b>332.606</b>	31,7%	<b>1.240.613</b>	4,3%
Centro Nord	36.750	-45,0%	18.308	-20,5%	11.292	8,3%	<b>66.351</b>	-33,8%	<b>51.919</b>	23,7%	<b>118.270</b>	-16,8%
Centro Sud	211.442	19,9%	85.576	21,8%	37.523	38,2%	<b>334.541</b>	22,2%	<b>133.438</b>	115,2%	<b>467.979</b>	39,4%
Sud	140.864	-13,5%	72.827	-2,9%	33.339	-12,7%	<b>247.030</b>	-10,5%	<b>115.618</b>	48,9%	<b>362.648</b>	2,5%
Calabria	41.550	27,2%	17.364	-16,3%	7.216	-26,2%	<b>66.129</b>	4,7%	<b>19.089</b>	52,9%	<b>85.218</b>	12,6%
Sicilia	108.407	-14,7%	29.118	-20,8%	16.742	19,2%	<b>154.267</b>	-13,3%	<b>56.203</b>	138,8%	<b>210.470</b>	4,5%
Sardegna	15.931	-40,9%	13.635	-11,8%	9.928	40,9%	<b>39.494</b>	-20,1%	<b>9.741</b>	-31,5%	<b>49.235</b>	-22,7%
Estero	51.670	38,1%	80.751	196,5%	32.813	17,4%	<b>165.234</b>	78,4%	<b>466.785</b>	144,3%	<b>632.019</b>	122,8%
<b>Totale</b>	<b>1.212.278</b>	<b>-1,3%</b>	<b>519.143</b>	<b>3,5%</b>	<b>249.631</b>	<b>4,0%</b>	<b>1.981.053</b>	<b>0,6%</b>	<b>1.185.399</b>	<b>75,5%</b>	<b>3.166.452</b>	<b>19,7%</b>

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

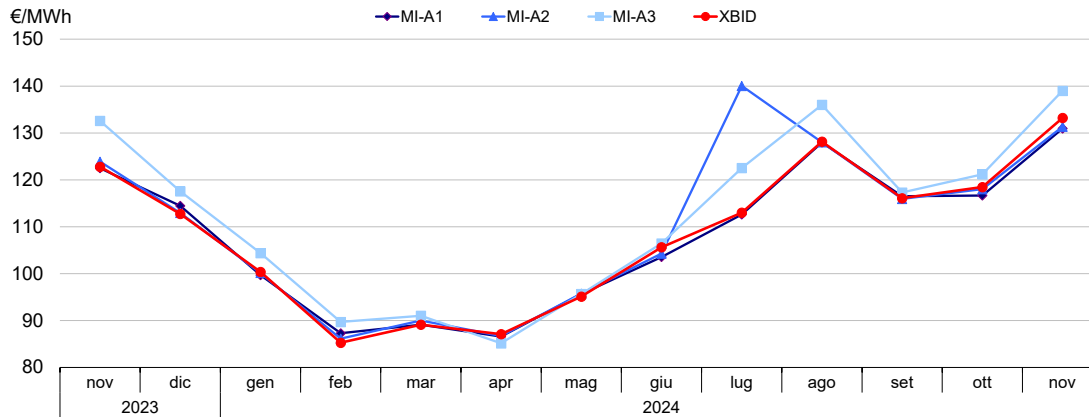


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero							
	MGP (1-24 h)	MGP (13-24 h)	ASTA			NEGOZIAZIONE CONTINUA				
			MI-A1 (1-24 h)	MI-A2 (1-24 h)	MI-A3 (13-24 h)	X-BID (1-24 h)				
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
<b>Nord</b>	<b>130,67</b>	<b>137,33</b>	<b>130,72</b>	6,4%	<b>131,31</b>	6,1%	<b>138,84</b>	4,0%	<b>132,87</b>	7,8%
			(+0,0%)		(+0,5%)		(+1,1%)		(+1,7%)	
<b>Centro Nord</b>	<b>131,20</b>	<b>138,37</b>	<b>131,62</b>	2,3%	<b>131,72</b>	3,2%	<b>139,56</b>	2,2%	<b>134,08</b>	3,8%
			(+0,3%)		(+0,4%)		(+0,9%)		(+2,2%)	
<b>Centro Sud</b>	<b>130,88</b>	<b>138,51</b>	<b>130,89</b>	5,7%	<b>131,15</b>	4,9%	<b>139,21</b>	4,3%	<b>132,33</b>	6,2%
			(+0,0%)		(+0,2%)		(+0,5%)		(+1,1%)	
<b>Sud</b>	<b>130,44</b>	<b>137,96</b>	<b>130,51</b>	8,8%	<b>130,82</b>	6,6%	<b>138,70</b>	6,7%	<b>132,59</b>	8,8%
			(+0,1%)		(+0,3%)		(+0,5%)		(+1,7%)	
<b>Calabria</b>	<b>131,15</b>	<b>138,18</b>	<b>131,38</b>	8,1%	<b>131,40</b>	7,1%	<b>138,68</b>	7,6%	<b>133,96</b>	11,4%
			(+0,2%)		(+0,2%)		(+0,4%)		(+2,1%)	
<b>Sicilia</b>	<b>132,02</b>	<b>139,37</b>	<b>132,36</b>	12,4%	<b>132,58</b>	7,9%	<b>140,95</b>	9,3%	<b>134,96</b>	12,4%
			(+0,3%)		(+0,4%)		(+1,1%)		(+2,2%)	
<b>Sardegna</b>	<b>130,88</b>	<b>138,51</b>	<b>130,89</b>	8,5%	<b>131,15</b>	5,8%	<b>139,21</b>	4,9%	<b>134,96</b>	9,9%
			(+0,0%)		(+0,2%)		(+0,5%)		(+3,1%)	

NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

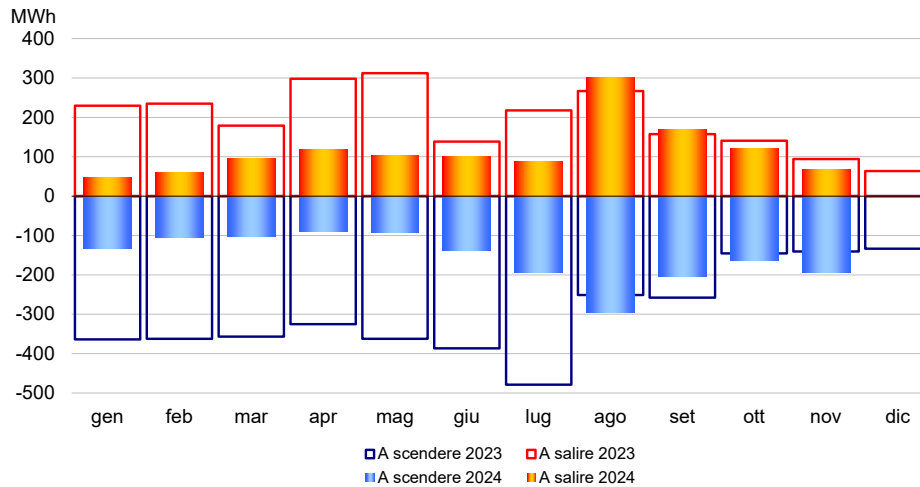


## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul MSD ex-ante, mentre le vendite del TSO sul mercato a scendere salgono a 140 GWh, i suoi acquisti sul mercato a salire calano a 49 GWh, portandosi ai minimi da marzo (Grafico 8).

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

Fonte: GME



## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

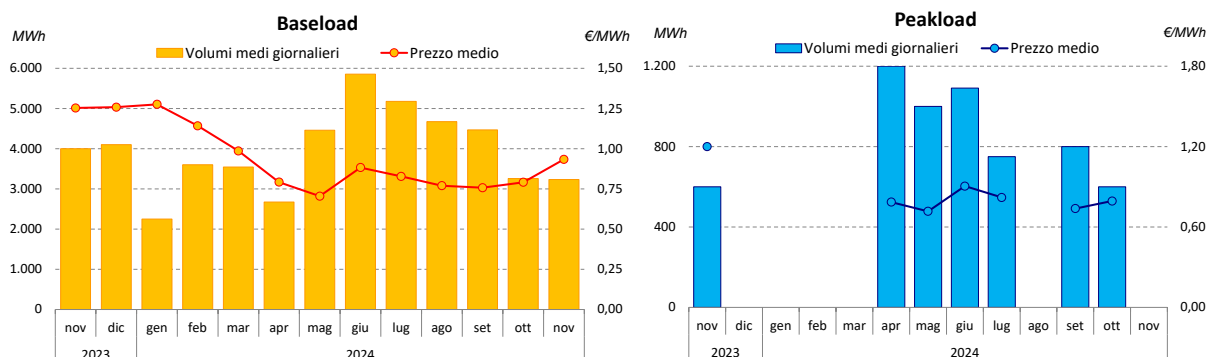
Sul MPEG si registrano 12 abbinamenti sul prodotto esclusivamente al prodotto baseload (-16,5 GWh), con 'differenziale unitario di prezzo'. I volumi scambiati un prezzo medio in crescita a 0,93 €/MWh (+0,14 €/MWh) calano a 29,1 GWh (-21,9 GWh su ottobre), relativi (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	12	9/30	0,93	0,70	1,00	29.088	3.232
	(43)	15/30	(1,25)	(1,20)	(1,30)	(60.000)	(4.000)
Peakload	-	0/21	-	-	-	-	-
	(1)	1/22	(1,20)	(1,20)	(1,20)	(600)	(600)
<b>Totale</b>	<b>12</b>					<b>29.088</b>	
	(44)					(60.600)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul MTE sono state registrate a fini di clearing quattro transazioni bilaterali per 21,8 GWh, relative ai prodotti baseload I Trimestre 2025 (4,3 GWh) e Anno 2025 (17,5 GWh). Di conseguenza, la posizione aperta complessiva a

fine mese sale a 39,4 GWh (+13,1 GWh). Chiude il periodo di contrattazione il prodotto Dicembre 2024, con un prezzo di 128,83 €/MWh sul baseload e di 141,55 €/MWh sul peakload. (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a novembre

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Dicembre 2024	128,83	+15,4%	-	-	-	-	-	11	8.184
Gennaio 2025	132,78	+10,4%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2025	142,19	+12,7%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2025	140,66	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2025	138,42	+16,1%	-	-	2	2	-	2	4.318
II Trimestre 2025	117,16	+17,5%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	125,42	+14,7%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2025	126,58	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2025	126,86	+11,6%	-	-	2	2	100,0%	4	35.040
<b>Totale</b>			-	-	<b>4</b>	<b>4</b>			<b>39.358</b>

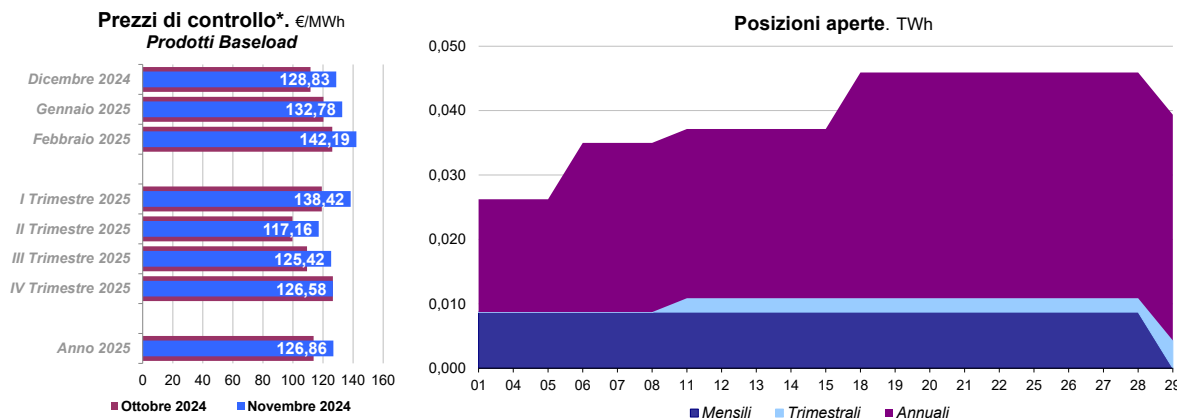
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Dicembre 2024	141,55	+13,9%	-	-	-	-	-	2	528
Gennaio 2025	141,62	+10,7%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2025	140,05	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2025	161,61	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2025	147,69	+14,5%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2025	117,44	+11,2%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	133,55	+13,3%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2025	128,70	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2025	131,78	+9,5%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			-	-	<b>4</b>	<b>4</b>			<b>39.358</b>

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

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

Grafico 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla PCE con consegna/ritiro dell'energia a novembre salgono a 16,4 TWh (+5,5% in media oraria su ottobre), con la posizione netta anch'essa in aumento a 10,5 TWh (+8,5%) (Tabella 11). In virtù di tali variazioni il

Turnover scende a 1,56 (Grafico 10). I programmi registrati ammontano a 4,9 TWh nei conti in immissione e a 7,6 TWh in quelli in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari a 5,6 TWh e a 2,8 TWh.

Tabella 11: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a novembre e programmi

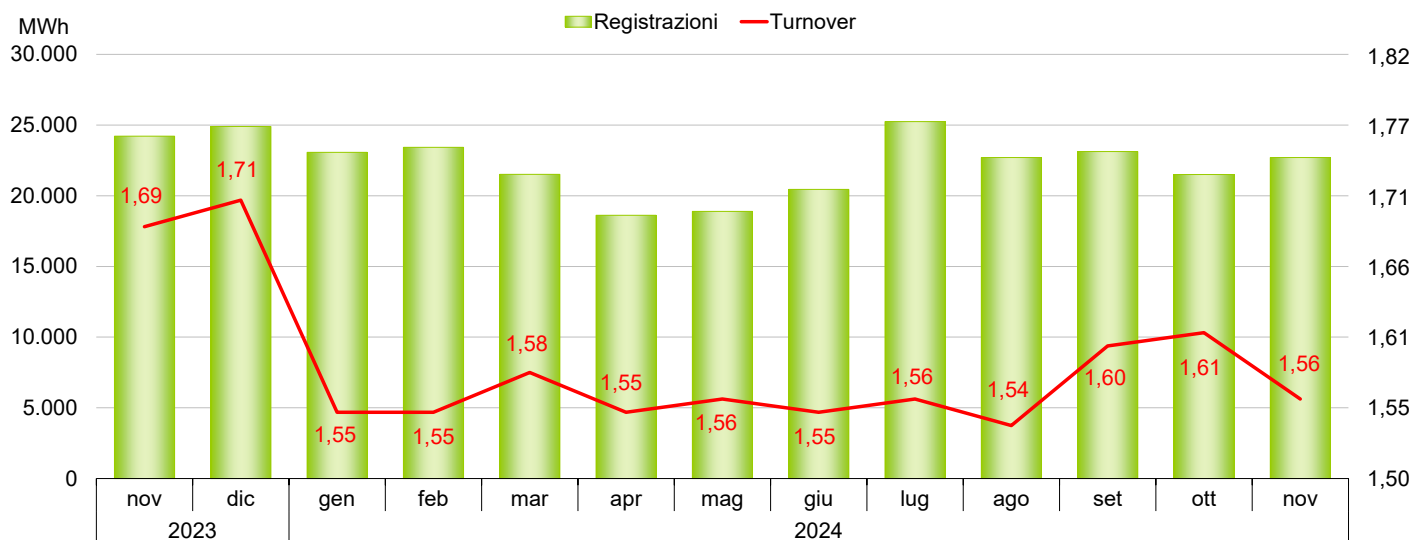
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	2.376.901	+16,8%	14,5%	Richiesti	5.785.660	-3,0%	7.649.152	+2,6%
Off Peak	6.552	+618,4%	0,0%	Rifiutati	850.849	-3,7%	1.190	+230,4%
Peak	5.616	+963,6%	0,0%	<b>Registrati</b>	<b>4.934.811</b>	<b>-2,9%</b>	<b>7.647.962</b>	<b>+2,6%</b>
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	2.389.069	+17,3%	14,6%	Sbilanciamenti a programma	5.556.613	+5,5%	2.843.461	-1,7%
Totale Non standard	13.958.396	-9,4%	85,2%	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.713.152</b>	<b>+14,2%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>16.347.466</b>	<b>-6,2%</b>	<b>99,8%</b>					
<b>MTE</b>	<b>8.424</b>	<b>+30,0%</b>	<b>0,1%</b>					
<b>MPEG</b>	<b>29.088</b>	<b>-52,0%</b>	<b>0,2%</b>					
<b>TOTALE PCE</b>	<b>16.384.978</b>	<b>-6,4%</b>	<b>100,0%</b>					
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>10.491.424</b>	<b>+1,4%</b>						

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

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

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A novembre i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 6.497 milioni di mc (68,7 TWh), in aumento rispetto al mese precedente e sui livelli più alti degli ultimi tre anni per il mese in analisi. Le importazioni si portano complessivamente a 4.710 milioni di mc (49,8 TWh) e la produzione nazionale a 224 milioni di mc (2,4 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, iniziano le erogazioni dagli stoccaggi che ammontano a 2,4 TWh, con la giacenza complessiva a fine

mese su valori alti. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati salgono su livelli molto elevati, a 19,0 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 28%. Gli scambi risultano concentrati nei mercati a contrattazione continua, in particolare sull'orizzonte day-ahead (12,6 TWh e massimo storico). Mediamente a novembre l'IG Index (IGI) si attesta a 45,18 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti, tutte poco sopra i 45 €/MWh.

## IL CONTESTO

A novembre i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 6.497 milioni di mc (68,7 TWh), in crescita rispetto al mese precedente e sui valori più alti dal 2022 per il mese in analisi. La dinamica dei consumi rispetto a ottobre riflette la significativa crescita dei prelievi nel comparto civile (3.169 milioni di mc, 33,5 TWh) e nel comparto termoelettrico (2.130 milioni di mc, 22,5 TWh), in corrispondenza principalmente di una maggiore domanda di energia elettrica e minore offerta rinnovabile. Debole la variazione dei consumi nel settore industriale (1.021 milioni di mc, 10,8 TWh). In flessione le esportazioni e gli altri consumi, a 176 milioni di mc (1,9 TWh).

Sul lato delle importazioni (4.710 milioni di mc, 49,8 TWh) aumentano su base mensile sia i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.521 milioni di mc (37,2 TWh) che i flussi

tramite rigassificatori GNL, a 1.189 milioni di mc (12,6 TWh), con una quota sul totale di questi ultimi al 25%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra dinamiche rialziste in particolare a Mazara (21,5 TWh, 43% del totale), Passo Gries (3,2 TWh, 7% del totale) e Gela (1,4 TWh, 3% del totale). In flessione, invece, i flussi a Tarvisio (1,7 TWh, 3% del totale), mentre, relativamente ai rigassificatori, il terminale di Panigaglia risulta operare a regime ridotto. A partire dal 24 novembre sono ripresi, infine, i flussi dal rigassificatore di Livorno.

Attivate, sin dai primi di novembre, le erogazioni dai siti di stoccaggio (16,5 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 12.272 milioni di mc (129,8 TWh).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>4.710</b>	<b>49,8</b>	<b>-1,3%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.029	21,5	+23,0%
Tarvisio	157	1,7	+289,3%
Passo Gries	306	3,2	-20,2%
Gela	136	1,4	-53,0%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	894	9,5	+1,6%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-99,5%
Cavarzere (GNL)	754	8,0	-6,9%
Livorno (GNL)	86	0,9	-53,0%
Piombino (GNL)	348	3,7	-1,7%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>224</b>	<b>2,4</b>	<b>-0,7%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>1.564</b>	<b>16,5</b>	<b>+64,8%</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>6.498</b>	<b>68,7</b>	<b>+9,3%</b>
<b>Riconsegne rete Snam Rete Gas</b>			
Industriale	1.021	10,8	-0,7%
Termoelettrico	2.130	22,5	+34,7%
Reti di distribuzione	3.169	33,5	+8,8%
<b>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</b>	<b>176</b>	<b>1,9</b>	<b>-52,0%</b>
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>6.497</b>	<b>68,7</b>	<b>+10,3%</b>
<b>Iniezioni negli stoccaggi</b>	<b>2</b>	<b>0,0</b>	<b>-97,3%</b>
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>6.498</b>	<b>68,7</b>	<b>+9,3%</b>

\* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato

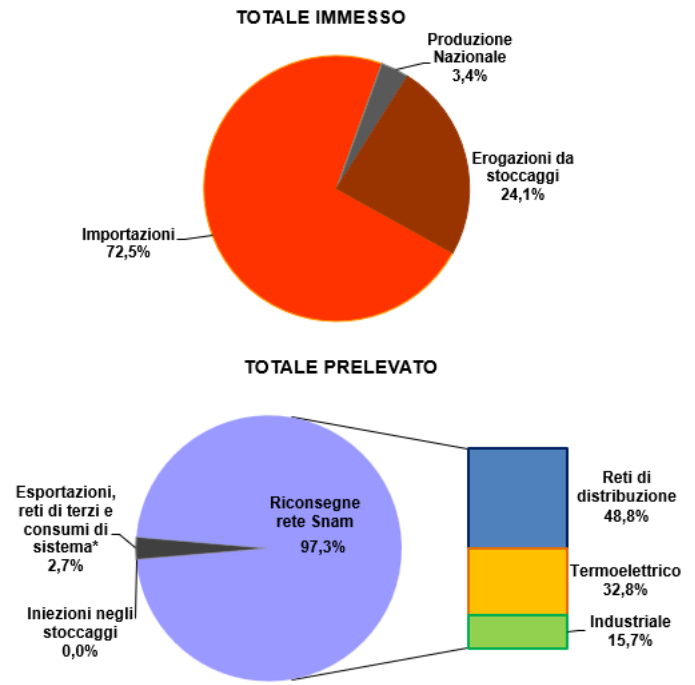
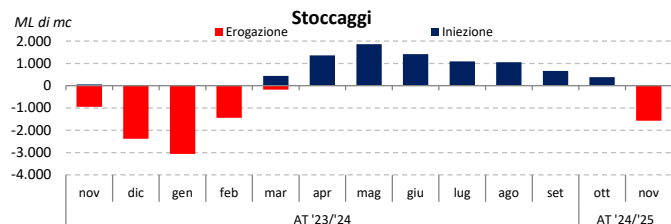
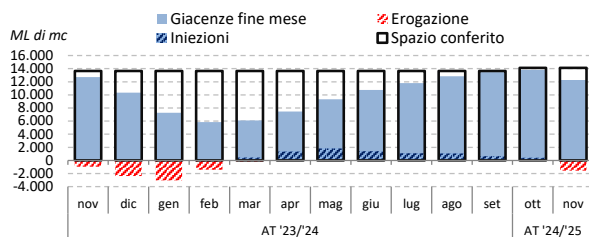


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 30/11/2024)</b>	<b>12.272</b>	<b>129,8</b>	<b>-3,5%</b>
Erogazione (flusso out)	1.564	16,5	+64,8%
Iniezione (flusso in)	2	0,0	-97,3%
Flusso netto	1.562	16,5	+75,2%
Spazio conferito su base annuale	14.121	149,3	+3,3%
Giacenza/Spazio conferito	86,9%		-6,2 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei le quotazioni segnano tutte un aumento su base mensile, portandosi ai massimi da maggio dello scorso anno, a 45,5 €/MWh al PSV (+4,3 €/MWh) e a 44,1 €/MWh al TTF (+4,1 €/MWh). I due riferimenti presentano durante il corso del mese un andamento crescente, partendo ad

inizio novembre da livelli prossimi ai 40 €/MWh fino ad arrivare a toccare i 50,7 €/MWh al PSV e i 48,5 €/MWh al TTF. Lo spread tra la quotazione italiana e quella olandese si attesta, quindi, a 1,4 €/MWh (era 1,2 €/MWh il mese precedente), variando nel mese tra -1,8 €/MWh e +3,3 €/MWh.

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Con riferimento ai prezzi, a novembre l'IG Index si attesta in media a 45,18 €/MWh, in linea con gli sviluppi delle quotazioni registrate sui principali hub europei. Nei singoli mercati a pronti i prezzi, anch'essi in rialzo sul mese precedente, risultano tutti poco sopra i 45 €/MWh.

In relazione, invece, ai volumi, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano sui livelli tra i più alti di sempre, a 19,0 TWh, con una quota sul totale consumato ancora su valori elevati, a 28% (-1,0 p.p. su ottobre).

Rispetto al mese precedente, risultano in aumento gli scambi sull'orizzonte day-ahead, per effetto di una crescita sia delle contrattazioni nel comparto a negoziazione continua (12,6 TWh e nuovo massimo storico), il cui peso sul mercato a pronti si porta al 66%, che dei volumi negoziati nel comparto AGS (3,2 TWh), pari al 17% dei volumi totali del MP-GAS, di questi 2,5 TWh relativi a movimentazioni di Snam lato acquisto.

In aumento su ottobre anche gli scambi sull'orizzonte intraday, tutti concentrati nel comparto a negoziazione

continua (2,9 TWh, +40%), il cui peso sul mercato a pronti si attesta al 15%. Su tale mercato crescono sia le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,2 TWh, +55%), concentrate prevalentemente in acquisto, che le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (2,7 TWh, +39%). A novembre nel comparto AGS non si registrano scambi.

Le quantità scambiate sul MGS si attestano a 0,31 TWh (erano 0,21 TWh il mese precedente), in corrispondenza di un incremento sia delle movimentazioni effettuate da Snam (0,21 TWh), dinamica concentrata lato acquisto e con finalità di bilanciamento, e che delle contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,10 TWh.

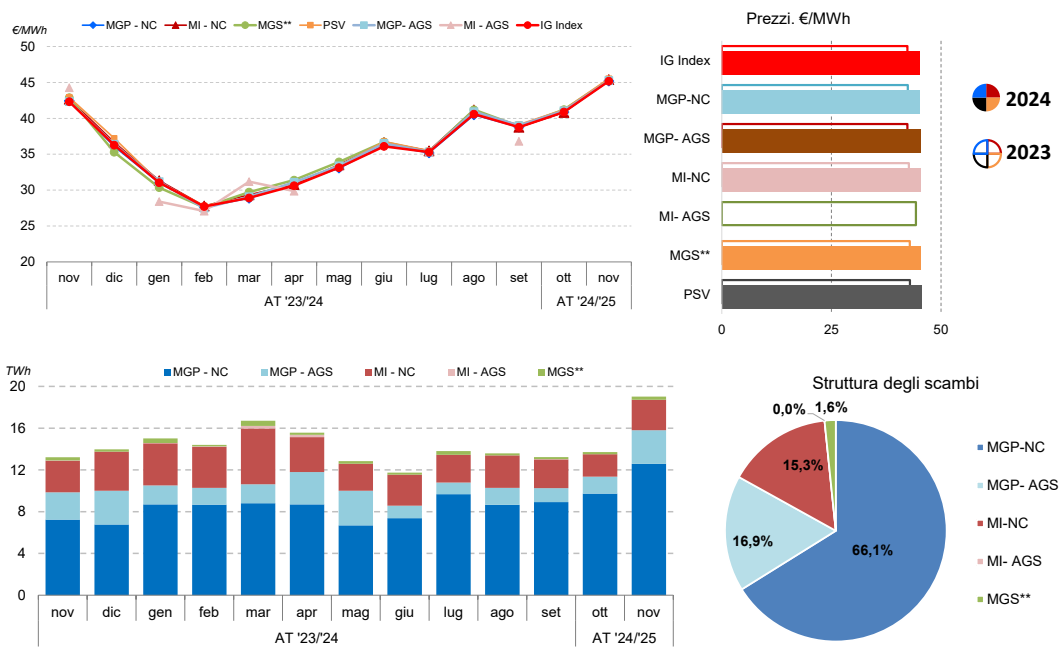
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a novembre non sono stati registrati scambi. Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), sono stati scambiati 279,5 GWh, riferiti al periodo di consegna Gennaio 2025, ad un prezzo medio di 43,82 €/MWh.

Figura 3: MP-GAS\*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, LSEG

	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh			
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var		
<b>IG Index</b>	45,18	(42,32)	+6,8%	37,96	50,36			
<b>MP-GAS</b>								
<i>MGP</i>								
<i>Negoziazione continua</i>	45,20	(42,43)	+6,5%	37,00	50,80	12.585.456	(7.242.384)	+73,8%
<i>Comparto AGS</i>	45,27	(42,34)	+6,9%	36,90	50,28	3.224.088	(2.617.008)	+23,2%
<i>MI</i>								
<i>Negoziazione continua</i>	45,40	(42,68)	+6,4%	37,00	51,20	2.913.696	(3.030.264)	-3,8%
<i>Comparto AGS</i>	-	(44,27)	-100,0%	-	-	-	(21.984)	-100,0%
<i>MGS**</i>	45,37	(42,89)	+5,8%	38,10	50,19	308.761	(311.705)	-0,9%
<i>Stogit</i>	45,37	(42,89)	+5,8%	38,10	50,19	308.761	(311.705)	-0,9%
<i>Edison</i>	-	(-)		-	-	-	(-)	
<i>MPL</i>	-	(-)		-	-	-	(-)	

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



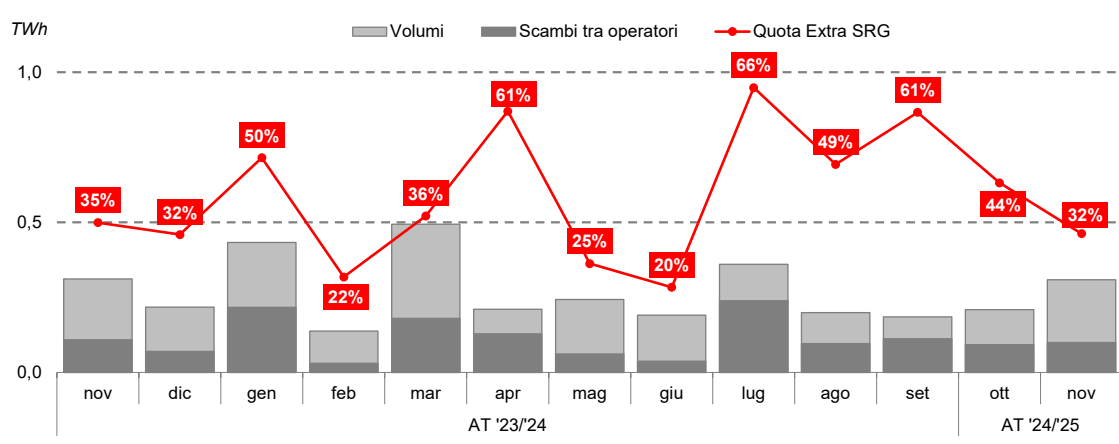
\* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice. A partire dal 19 luglio 2023 il GME calcola per ciascun giorno gas, sulla base dei prezzi registrati sul mercato a pronti dallo stesso gestito, l'IG Index pubblicato su base giornaliera. Per il mese di luglio 2023 l'IG Index è calcolato a partire dal giorno gas 20 luglio.

\*\* 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

Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
<b>Totale</b>	<b>308.761</b>	(311.705)	<b>308.761</b>	(311.705)	-	(-)	-	(-)
SRG	183.483	(183.608)	25.316	(19.206)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	183.483	(183.608)	25.316	(19.206)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	125.277	(128.098)	283.444	(292.499)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



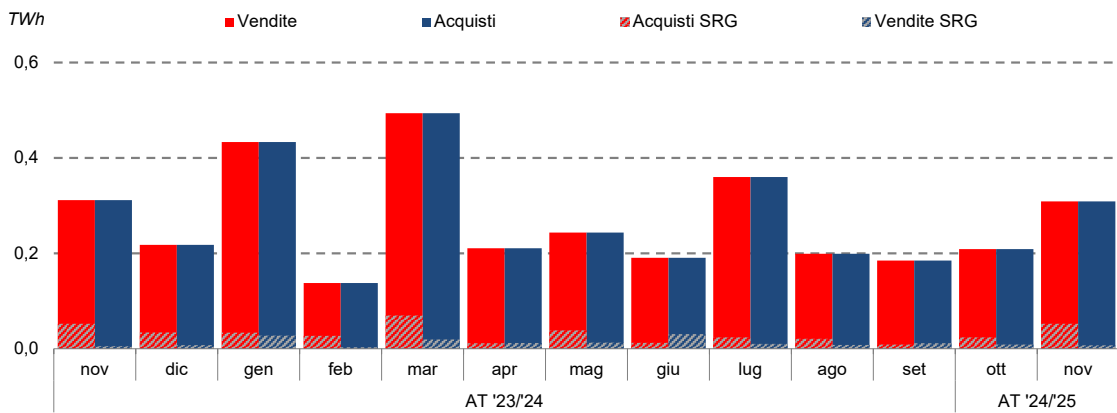


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziations	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %		
BoM-2024-11	-	-	42,51	7,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2024-12	-	-	49,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-12	-	-	49,49	9,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-01	-	-	49,74	9,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-02	-	-	50,14	9,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-03	-	-	47,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-01	-	-	50,53	10,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-02	-	-	49,23	13,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-03	-	-	48,52	12,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-04	-	-	43,70	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2025/2026	-	-	43,98	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2025	-	-	49,57	12,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2025	-	-	48,25	9,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>												

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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



# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A novembre modesta variazione delle quotazioni di greggio e combustibili, mentre in decisa crescita risultano i prezzi europei del gas, che si portano sul livello più elevato

dalla primavera 2023, e quelli elettrici, ai massimi almeno dallo stesso periodo, con il Pun italiano che riduce il suo differenziale dal resto d'Europa.

A novembre le quotazioni del Brent si confermano ancora ai minimi da luglio 2023 (75,19 \$/bbl, -2% su ottobre), così come quelle dell'olio combustibile (496,91 \$/MT, -4%); ancora in debole aumento, invece, il gasolio (670,54 \$/MT, +1%) e in lieve calo il carbone (118,38 \$/MT, -1%). Le aspettative espresse dai mercati a termine stimano, nei

prossimi mesi, greggio e derivati su livelli inferiori o analoghi agli attuali spot e il carbone su valori più alti. Ancora in modesto calo mensile il tasso di cambio euro/dollaro (1,06 €/€, -2%), con impatti più evidenti sul Brent e sul carbone che, convertiti in euro, registrano un incremento su ottobre, invertendo il segno della loro variazione.

Tabella 1: Greggio e combustibili\*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

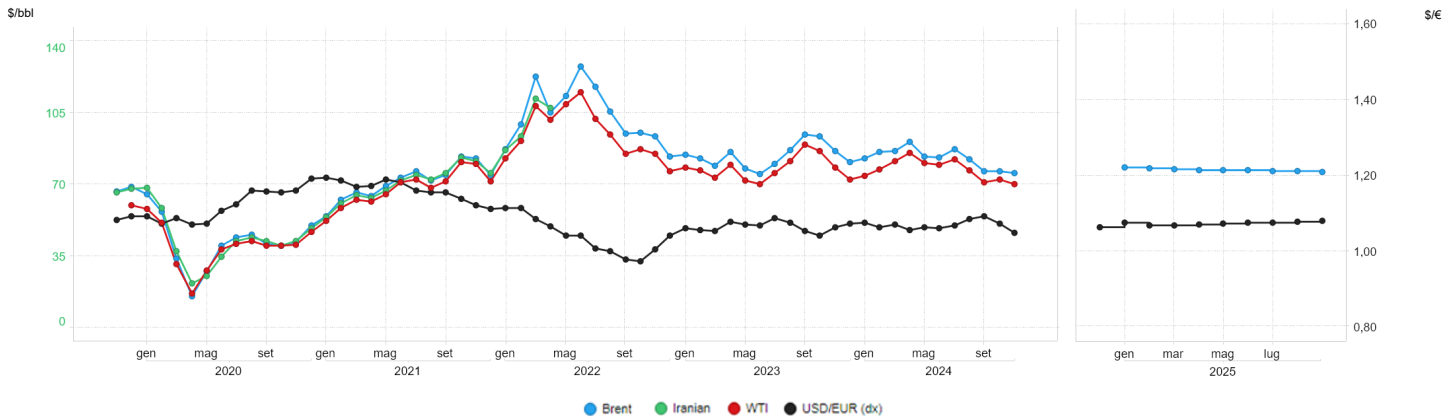
FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/BBL	75,19	-2%	-13%				73,42	-2%	73,05	-2%		
Olio Combustibile	USD/MT	496,91	-4%	-11%	446,99	448,04	0%	442,10	0%	438,37	0%	425,41	0%
Gasolio	USD/MT	670,54	1%	-19%	669,00	678,98	1%	674,63	0%	673,43	0%		
Carbone	USD/MT	118,38	-1%	2%	120,50	118,38	-2%	123,66	3%	123,95		124,04	0%

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	70,70	1%	-11%			-	68,93	-	68,48	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	467,14	-2%	-9%		421,21	-	415,04	-	410,96	-	392,59	-
Gasolio	EUR/MT	630,48	3%	-18%		638,73	-	633,74	-	631,71	-		-
Carbone	EUR/MT	111,25	2%	3%		111,51	-	116,32	-	116,43	-	114,67	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,06	-2%	-2%	1,09	1,06	-	1,07	-	1,07	-	1,08	-

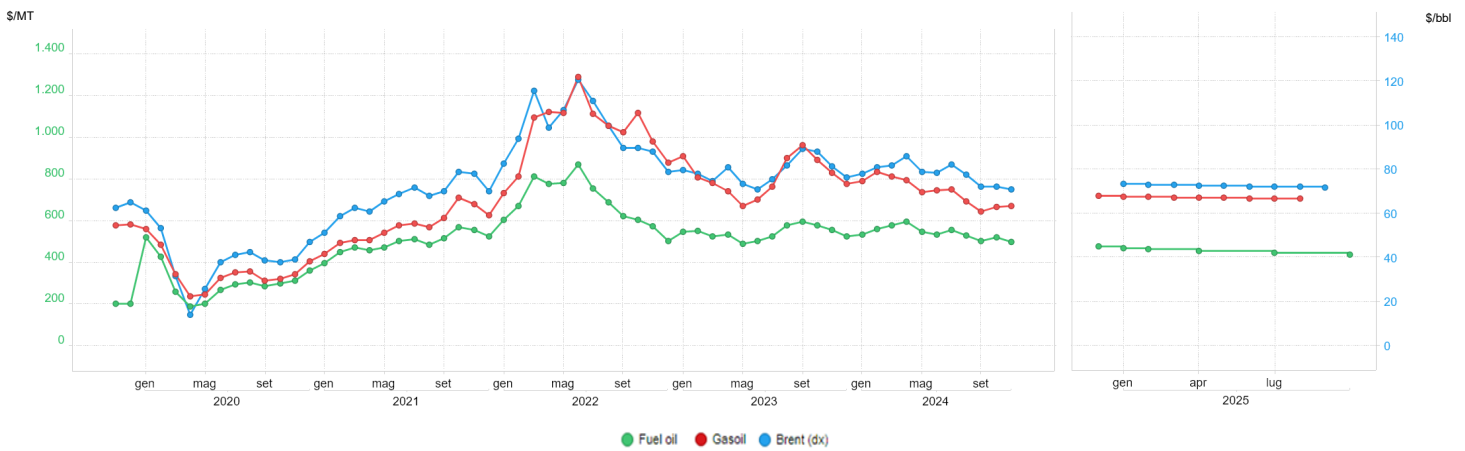
Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica



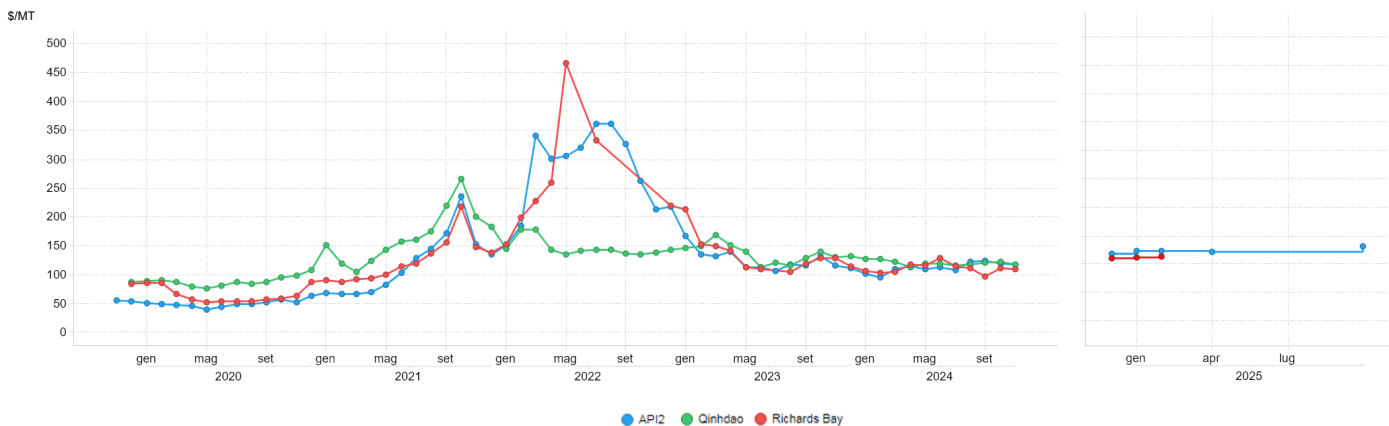
Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica



Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 3: Carbone\*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica



<sup>1</sup>A partire dal 1 aprile 2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alla quotazione future M+1

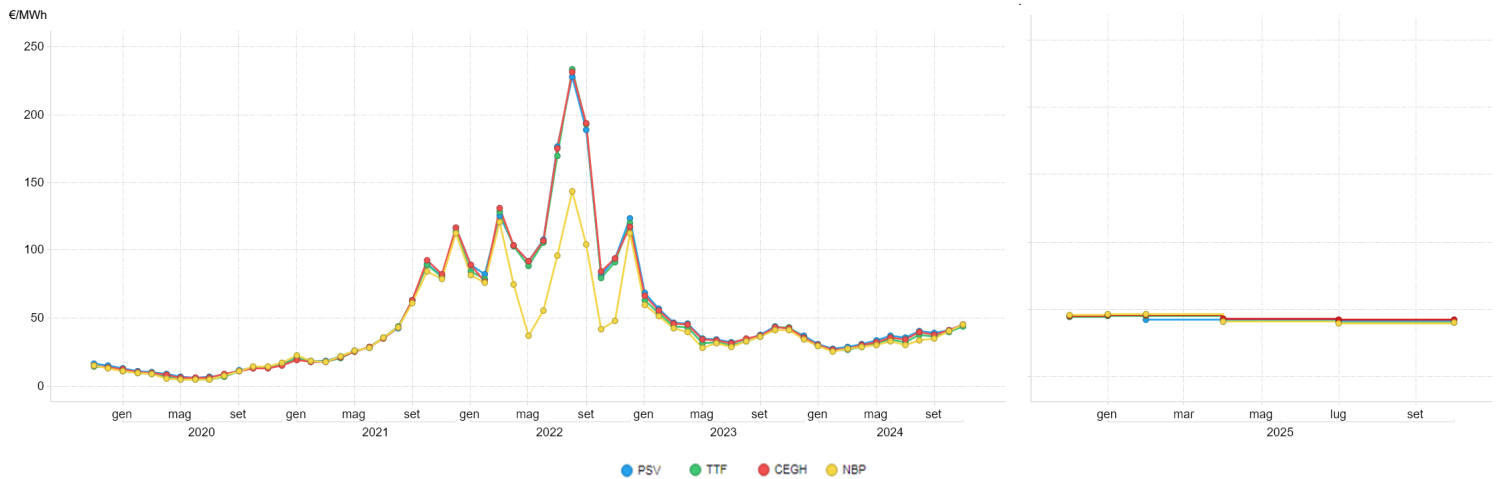
Fonte: LSEG Data & Analytics

Ai massimi da maggio 2023 i prezzi del gas sui principali hub europei (+10/+13%), con il PSV italiano che sale a 45,53 €/MWh e il TTF olandese a 44,10 €/MWh e il loro spread sostanzialmente stabile (1,43 €/MWh, +0,20 €/MWh). Entrambi i riferimenti appaiono in progressiva

crescita nel corso di novembre, con il primo che a fine mese torna a superare 50 €/MWh come non accadeva da oltre un anno. Valori non distanti dagli attuali spot sono previsti dai mercati a termine nei prossimi mesi per le due quotazioni.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine<sup>1</sup>. 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 (%)
PSV	IT	45,53	11%	6%	41,55	45,24	8%	45,48	10%	42,09	1%	43,61	8%
TTF	NL	44,10	10%	2%	41,22	44,52	9%	44,98	10%	45,11	10%	43,11	9%
CEGH	AT	45,03	10%	6%	43,38	45,18	9%	45,85	10%	45,79	9%	44,55	8%
NBP	UK	45,46	13%	10%	42,04	45,71	9%	46,22	9%	46,09	-55%		



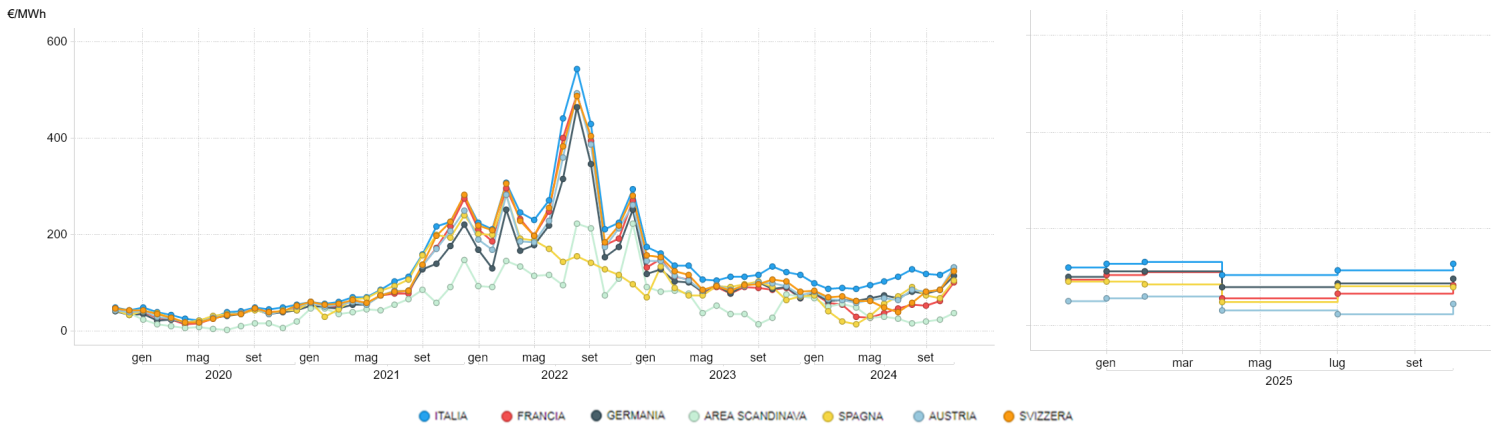
Fonte: LSEG Data & Analytics

Nel contesto connotato dal nuovo deciso rialzo delle quotazioni del gas, i prezzi elettrici europei tornano a superare quasi ovunque i 100 €/MWh, come non accadeva dai primi mesi del 2023. In Italia il Pun si porta a 131 €/MWh (+12%), riducendo il suo differenziale dalle altre borse (101/125 €/MWh), in virtù di una crescita inferiore a

quella osservata nel resto d'Europa (+32/+62%). In forte aumento anche il prezzo nell'Area Scandinava, che resta tuttavia decisamente più basso degli altri riferimenti (37 €/MWh, +56%). Le aspettative espresse dai mercati a termine per i prossimi mesi sono generalmente di prezzi inferiori o analoghi agli attuali livelli a pronti.

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot\* e a termine<sup>1</sup>. 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	130,89	12%	8%	110,70	120,24	8%	126,83	5%	130,75	4%	119,47	5%
FRANCIA	100,53	62%	13%	81,81	94,16	16%	103,67	9%	109,04	15%	76,75	5%
GERMANIA	113,91	32%	25%	96,12	99,75	14%	111,08	12%	112,59	12%	94,41	8%
AREA SCANDINAVA	37,28	56%	-50%	36,80	50,13	-1%	56,56	-6%	59,75	-4%	38,10	-4%
SPAGNA	104,43	52%	65%	81,95	90,35	19%	91,47	9%	83,97	12%	71,83	4%
AUSTRIA	130,82	53%	40%									
SVIZZERA	124,80	48%	21%									



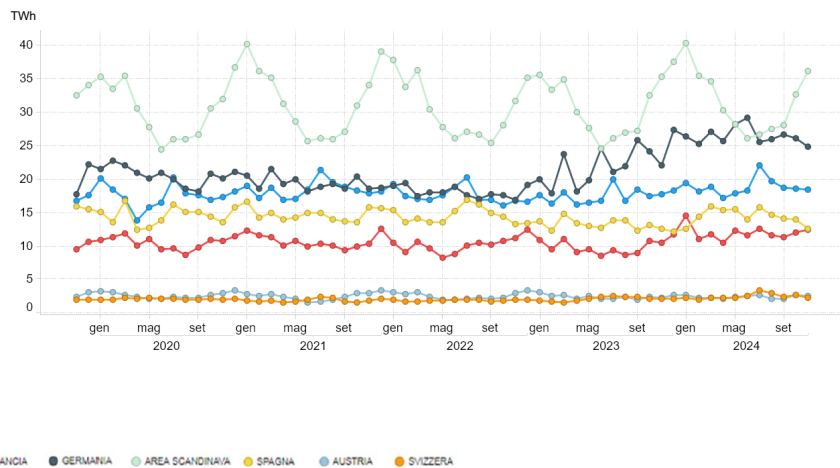
Fonte: LSEG Data & Analytics

Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici europei a pronti proseguono, ancora una volta, i rialzi generalizzati su base annua, mentre sull'orizzonte mensile i volumi crescono in

Italia (18,5 TWh, +3%), in Francia (12,4 TWh, +7%) e nell'Area scandinava (36,2 TWh, +15%) e si riducono in Germania (24,9 TWh, -1%) e in Spagna (12,6 TWh, -7%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,48	3%	4%
FRANCIA	12,40	7%	18%
GERMANIA	24,91	-1%	12%
AREA SCANDINAVA	36,15	15%	2%
SPAGNA	12,61	-7%	-1%
AUSTRIA	2,51	-6%	7%
SVIZZERA	2,23	-12%	4%



Fonte: LSEG Data & Analytics

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

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

# Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), a novembre, il prezzo medio si porta a 247,64 €/tep (+0,6%), mentre gli scambi salgono a 213 mila tep (+38%). Dinamiche rialziste sia in termini di prezzi (+4%) che di volumi (+31%) sulla piattaforma bilaterale.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2023 il prezzo medio si attesta a 0,14 €/MWh (-67%), inferiore alle quotazioni bilaterali, in

forte crescita a 3,67 €/MWh. Analoga dinamica per le Garanzie d'Origine riferite al periodo di produzione 2024, che sono state scambiate ad un prezzo medio di 0,47 €/MWh sul MGO (-20%) e a 2,71 €/MWh sulla PBGO (+68%). Complessivamente gli scambi ammontano a 264 mila MWh sul mercato organizzato e a 4,9 TWh sulla piattaforma bilaterale.

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

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

A novembre, il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 247,64 €/tep, in crescita dello 0,6% rispetto al mese precedente. In crescita a 243,25, anche la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (+4,3%), che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a 4,4 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a 0,3 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 98% (+2 p.p. su ottobre). In crescita all'89% (+39 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (244,00-250,00 €/tep).

Nelle quattro sessioni di mercato tenutesi a novembre, i titoli negoziati crescono a 213 mila tep sul MTEE (+38% su

ottobre), con la liquidità del mercato al 56,6% (+1 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza anche di un aumento delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 163 mila tep (+31%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine novembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 73.519.587 tep, in aumento di 94.775 tep rispetto a fine ottobre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.310.651 tep, in crescita di 94.775 tep rispetto al mese precedente.

L'analisi delle quattro sessioni mostra quotazioni medie a ridosso dei 248 €/tep in tutte le sessioni ad eccezione di quella del 5 novembre (247 €/tep). La media dei volumi scambiati, invece, risulta pari a 53,2 mila tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	247,64	+0,6%	244,00	250,00	212.871	+37,7%	52,71	+38,6%	4.019	+496,3%	1,9%	+1,5 p.p.	4	+1
Bilaterali	243,25	+4,3%	0,00	250,00	162.989	+31,4%	39,65	+37,0%						
con prezzo >1	247,33	+2,1%	120,00	250,00	160.300	+34,1%	39,65	+37,0%						
Totale	245,74	+2,2%	0,00	250,00	375.860	+34,9%	92,36	+37,9%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

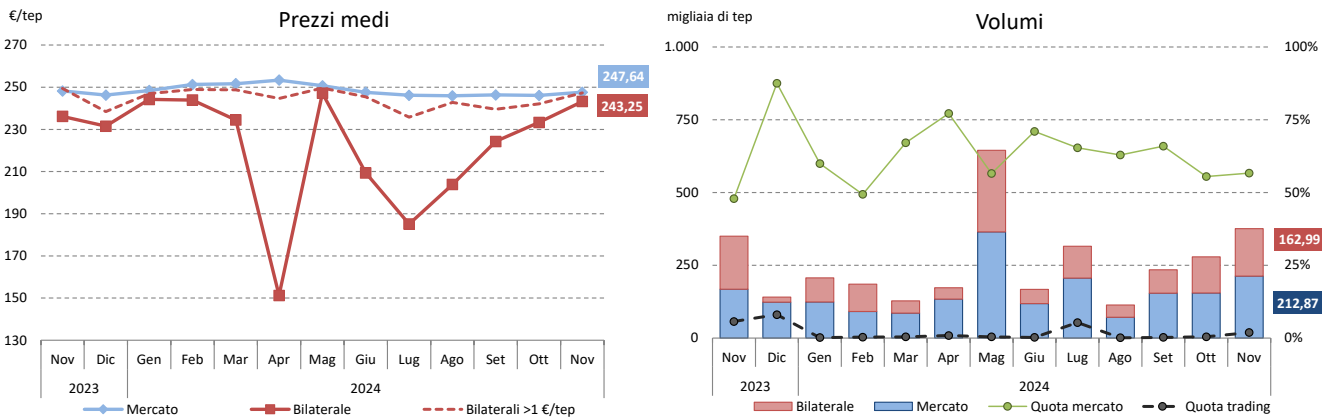


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2024

Fonte: dati GME

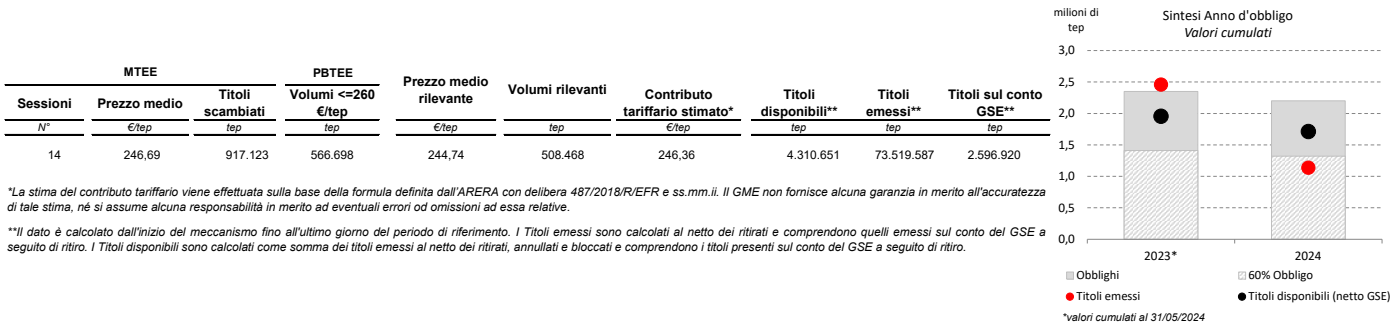
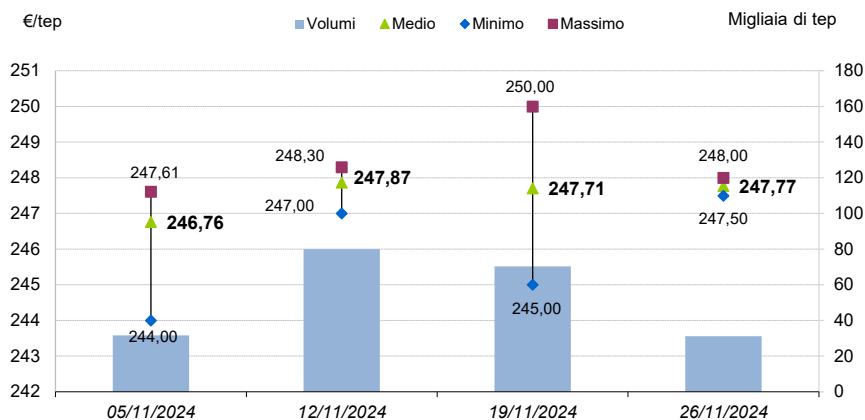


Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A novembre, sul Mercato delle Garanzie di Origine, il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2023, indipendentemente dalla tipologia, cala rispetto al mese precedente a 0,14 €/MWh (-67%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale salgono a 3,67 €/MWh (+549%). Sul MGO le quotazioni delle tre tipologie scambiate si collocano tra 0,45 €/MWh della tipologia Eolico e 0,10 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile. Variano, invece, tra 0,20 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile ed i 4,59 €/MWh della tipologia Eolico i prezzi sulla PBGO. Con riferimento alle Garanzie d'Origine riferite

all'anno di produzione 2024, i prezzi medi calano a 0,47 €/MWh sul MGO (-20%) e crescono a 2,71 €/MWh sulla PBGO (+68%). Su MGO i prezzi variano tra 0,45 €/MWh della categoria Bio e 0,52 €/MWh dell'Eolico. Su PBGO i prezzi delle diverse tipologie scambiate oscillano tra 1,62 €/MWh della categoria Solare e 3,90 €/MWh di quella Bio. A novembre i volumi complessivamente negoziati sul MGO si portano a 263 GWh, di questi 146 GWh riferiti all'anno di produzione 2024 (55% del totale), mentre risultano pari a 4,9 TWh gli scambi bilaterali, con l'88% relativo all'anno 2024 (4,3 TWh).

Tabella 3: GO Anno di produzione 2023, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
<b>Mercato</b>	<b>0,14</b>	<b>-66,7%</b>	<b>0,10</b>	<b>0,45</b>	<b>117.993</b>	<b>+81,4%</b>	<b>16.346</b>	<b>-39,7%</b>
Settore Elettrico	0,40	-17,7%	0,30	0,45	14.993	-71,6%	6.046	-76,6%
Settore Gas	0,10		0,10	0,10	103.000		10.300	
<b>Bilaterali</b>	<b>3,67</b>	<b>+549,3%</b>	<b>0,20</b>	<b>4,78</b>	<b>581.447</b>	<b>+363,1%</b>	<b>2.134.624</b>	<b>+2906,8%</b>
Settore Elettrico	4,42	+566,0%	0,65	4,78	478.447	+363,4%	2.114.024	+2986,6%
Settore Gas	0,20	+78,3%	0,20	0,20	103.000	+361,6%	20.600	+722,8%
con prezzo >0	3,67	+519,7%	0,20	4,78	581.447	+385,2%	2.134.624	+2906,8%

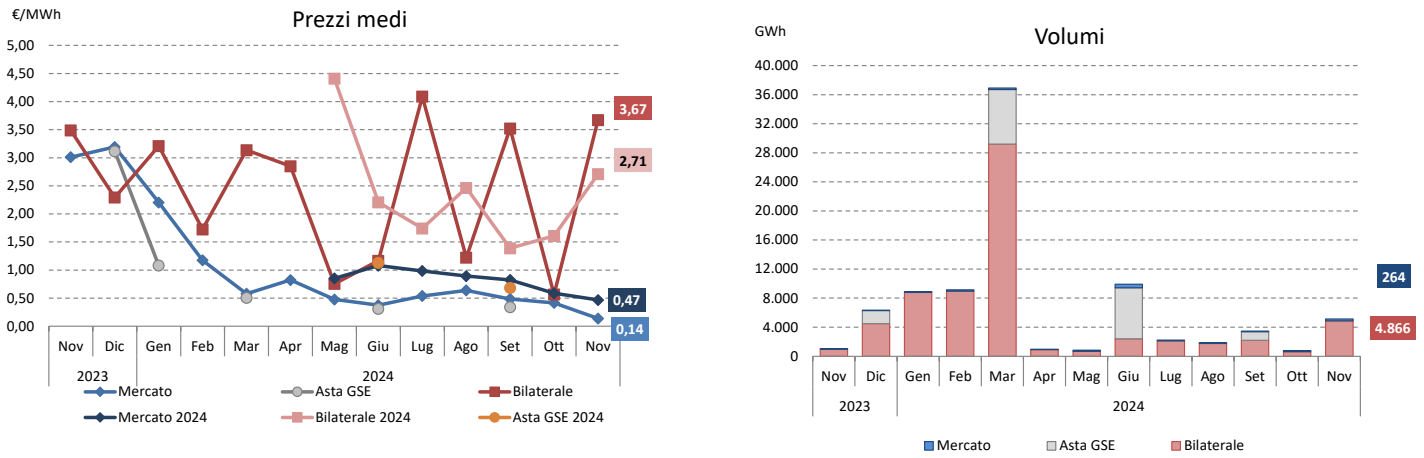
Tabella 4: GO Anno di produzione 2024, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
<b>Mercato</b>	<b>0,47</b>	<b>-20,2%</b>	<b>0,39</b>	<b>1,05</b>	<b>145.802</b>	<b>+45,1%</b>	<b>68.283</b>	<b>+15,8%</b>
Settore Elettrico	0,47	-20,2%	0,39	1,05	145.802	+45,1%	68.283	+15,8%
Settore Gas	-		-	-	-		-	
<b>Bilaterali</b>	<b>2,71</b>	<b>+68,3%</b>	<b>0,00</b>	<b>7,00</b>	<b>4.284.190</b>	<b>+745,7%</b>	<b>11.602.949</b>	<b>+1323,3%</b>
Settore Elettrico	2,71	+65,0%	0,00	7,00	4.284.190	+771,8%	11.602.949	+1338,3%
Settore Gas	-	-1	-	-	-	-1	-	-1
con prezzo >0	2,71	+63,1%	0,04	7,00	4.283.983	+772,7%	11.602.949	+1323,3%

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 2023 evidenzia una predominanza della tipologia Idroelettrico sul mercato (35%) e nella contrattazione bilaterale (49%) e della tipologia Solare nelle aste di assegnazione del GSE (42%).

per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2024, invece, evidenzia una predominanza delle tipologie Solare e Idroelettrico sul MGO (rispettivamente 38% e 35%), della tipologia Idroelettrico e Eolico nella contrattazione bilaterale (rispettivamente 49% e 41%) e Solare nelle aste di assegnazione del GSE (45%).

Figura 4: GO Anno di produzione 2023, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

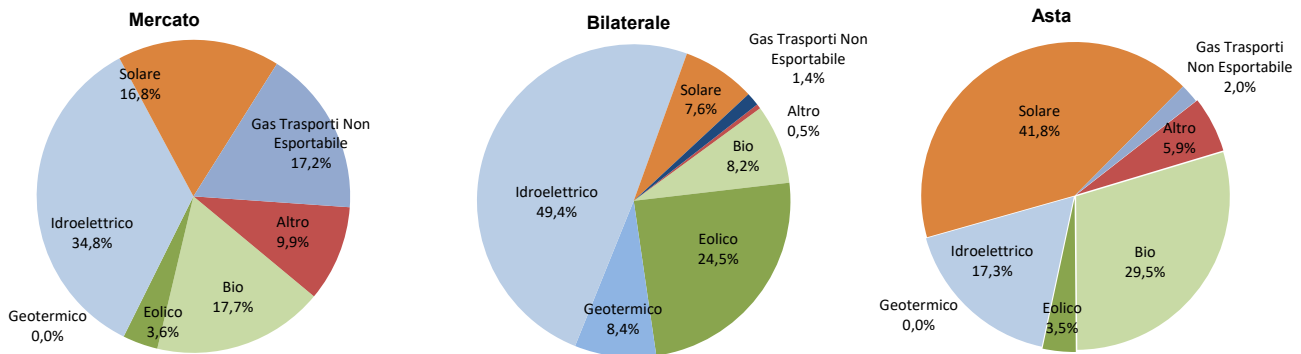
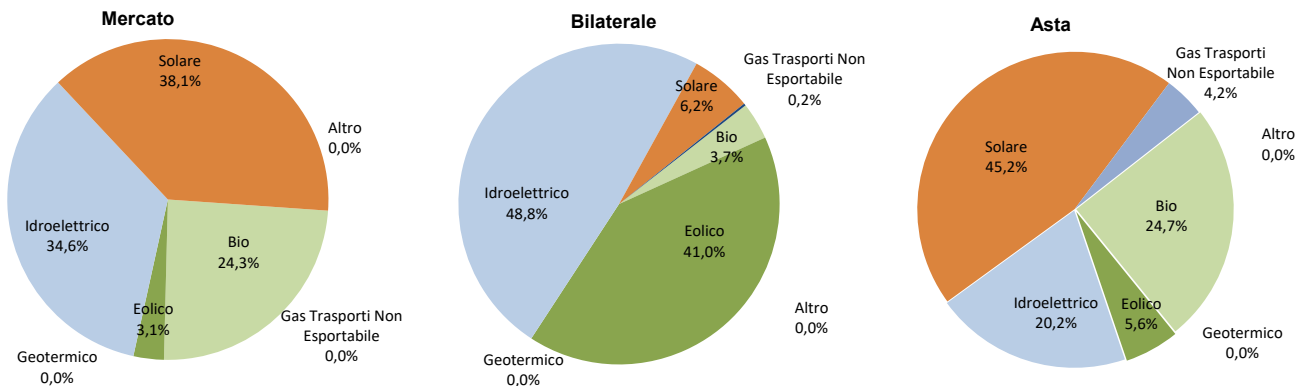


Figura 5: GO Anno di produzione 2024, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME





## GLI SCENARI ENERGETICI DELL’AIE: QUANTO È CERTO L’INCERTO?

Di Lisa Orlandi - Rie

(continua dalla prima)

- lo Scenario a Zero Emissioni Nette entro il 2050 (Net Zero Emissions – NZE) delinea un percorso sempre più stringente per raggiungere l’obiettivo insito nel suo stesso nome entro la metà del secolo, in modo da limitare a 1,5 °C l’innalzamento della temperatura media globale rispetto ai livelli preindustriali;
- il suo ruolo è cambiato nelle ultime edizioni, passando da scenario centrale a scenario alternativo: di certo quello ottimale ma, probabilmente, non quello con la maggiore probabilità di realizzazione. Consapevolezza quest’ultima che l’AIE sembra aver tacitamente integrato nelle sue approfondite analisi.

Se si scorrono le edizioni del WEO dal 2000 in avanti risulta evidente il cambiamento in atto ma, ancor di più, si nota il cambiamento atteso, espresso attraverso il graduale passaggio da focus incentrati sugli idrocarburi a speciali dedicati allo sviluppo di fonti rinnovabili e all’elettrificazione dei consumi. Il baricentro dell’interesse, e quindi della politica, si è spostato in maniera netta verso tecnologie e fonti atte a consentire l’auspicata decarbonizzazione delle economie; tuttavia, questo spostamento non coincide – almeno sinora – con ciò che di fatto sta accadendo lato domanda.

Infatti, negli ultimi anni, i capitoli dedicati alle fonti energetiche tradizionali riportano una crescente necessità di affrancamento di chiara matrice “normativa” e quindi improntata a “ciò che

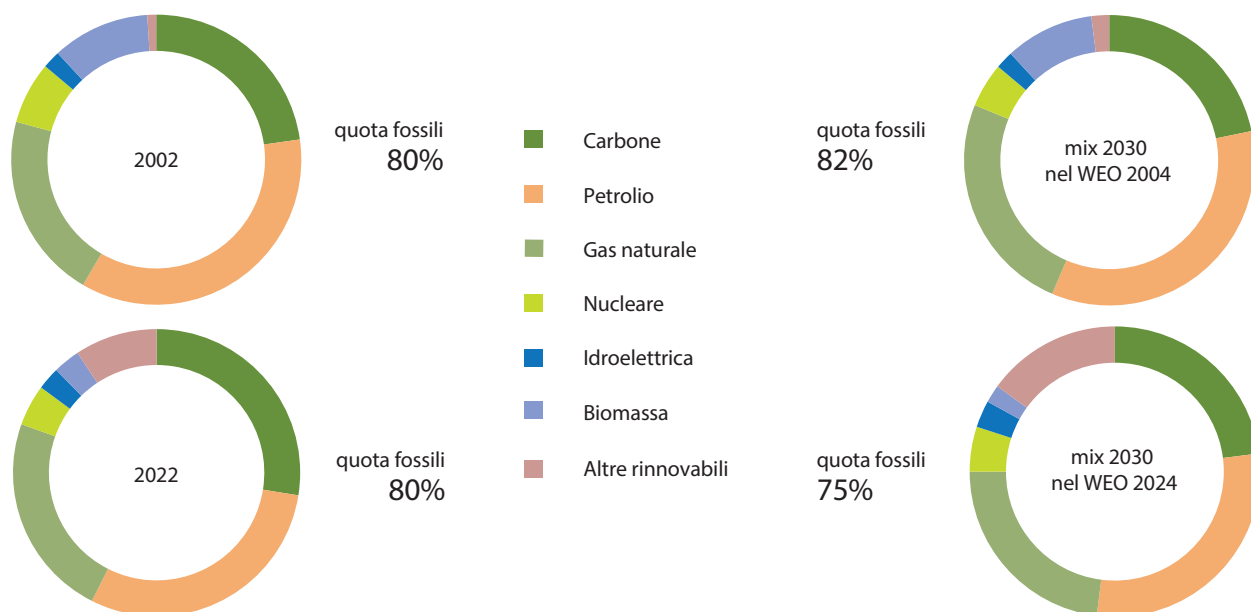
dovrebbe essere” che, tuttavia, mal si concilia con il dato “positivo”, ovvero “ciò che è”. L’analisi dei dati consuntivi – indicativa del punto in cui ci troviamo – dimostra come lo spiazzamento delle fossili stia avvenendo molto lentamente o, quantomeno, molto più lentamente delle attese, se si considera la domanda energetica primaria mondiale. Un’inerzia che conferma i lunghi tempi di sostituzione delle fonti che hanno storicamente caratterizzato i mercati dell’energia.

### Fossili prossime al picco?

Mettendo a confronto l’edizione 2024 con quella del 2004, ad esempio, si nota come il peso complessivo di petrolio, gas e carbone sul totale della domanda energetica mondiale sia rimasto saldamente fermo all’80%, con un evidente primato della fonte petrolifera.

Ciò che differisce in modo sostanziale sono le attese sull’evoluzione futura: nel 2004, il massimo orizzonte di proiezione considerato era il 2030 e le indicazioni fornite dall’AIE nello scenario centrale (all’epoca denominato Reference Scenario) delineavano una traiettoria incentrata sul forte incremento della componente fossile. D’altronde, erano gli anni della prepotente irruzione della Cina sui mercati mondiali, tale da determinare un incremento di domanda che ha spiazzato la capacità di reazione dell’offerta, causando un forte e progressivo strappo al rialzo dei prezzi.

Confronto tra il mix di domanda primaria e previsioni al 2030 – WEO 2004 vs WEO 2024

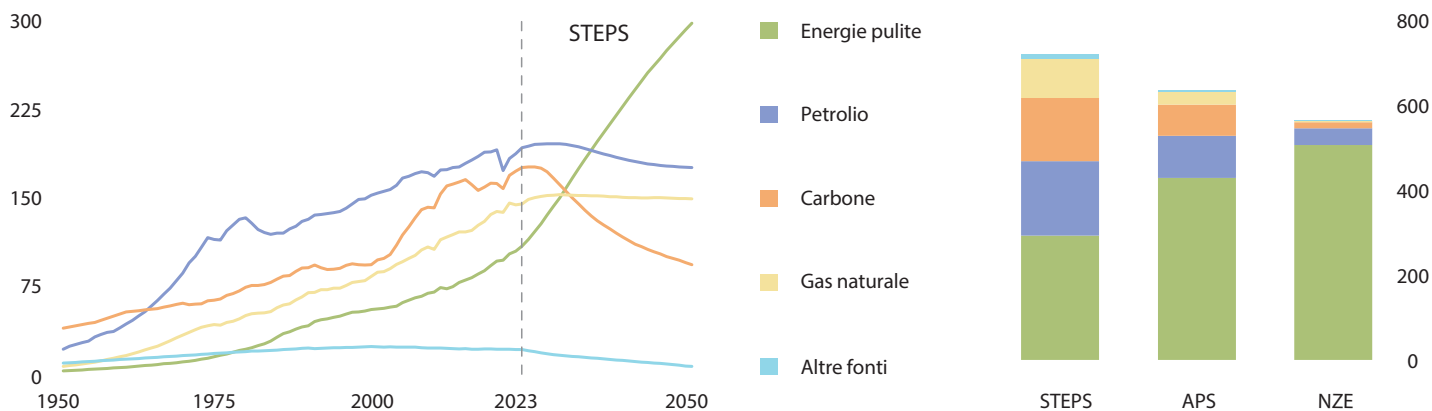


Fonte: elaborazioni Rie su AIE, World Energy Outlook 2004, 2024.

Il WEO 2024, invece, pur partendo dallo stesso punto – ovvero una quota identica e preponderante di fossili sul mix energetico – indica approdi molto diversi da quelli attesi nel 2004 e tutti orientati verso un calo sostanziale di tutte e tre le fonti tradizionali. Allo stesso orizzonte 2030, ora molto ravvicinato, la quota delle fossili sul totale è stimata intorno al 75%. Un calo di cinque punti percentuali in otto anni potrebbe essere considerato tutto sommato contenuto: di fatto, si tratta di una forte rottura rispetto al passato, se si considera il totale immobilismo registrato negli ultimi vent'anni su scala globale.

Eppure, nello scenario di riferimento STEPS, l'AIE ribadisce come già nel decennio in corso si assisterà al raggiungimento del plurinominato picco delle fonti fossili. Dopo una riduzione al 75% al 2030, le attese indicano un calo decisamente più consistente all'orizzonte 2050, quando si porteranno al 58% della domanda primaria di energia su scala mondiale. Una simile dinamica non solo si scontra con la ferrea stabilità sinora mostrata, ma anche con il fatto che, nel 2023, i due terzi dell'aumento della domanda di energia sono stati soddisfatti proprio da carbone, gas e petrolio.

Mix energetico globale al 2050 in base agli scenari del WEO 2024 (EJ)



Fonte: elaborazioni Rie su AIE, World Energy Outlook 2024.

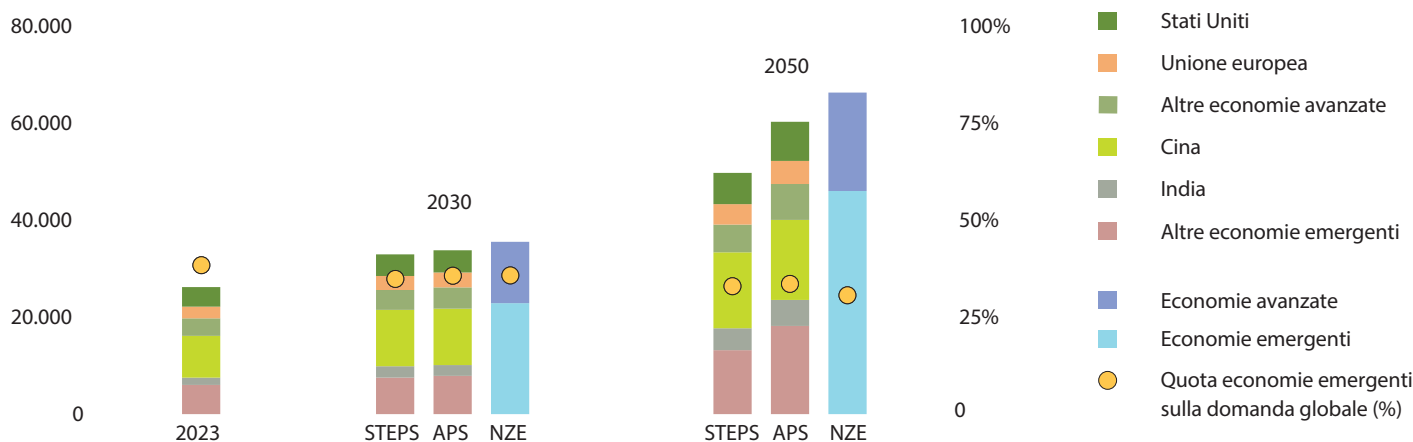
Stando alle proiezioni del WEO 2024, quindi, oltre il 2030 il mondo non abbinerà più di quantitativi addizionali di fossili. Parallelamente, si assisterà ad un forte incremento della componente rinnovabile (particolarmente evidente nello scenario NZE) grazie ad un accelerato sviluppo di molteplici tecnologie energetiche pulite e ai cambiamenti strutturali nell'economia globale che, soprattutto in Cina, stanno iniziando a rallentare la crescita complessiva della domanda di energia.

Il messaggio che ne deriva appare denso di certezze, ma le numerose analisi di sensitività condotte dall'AIE riflettono la necessità di concretezza e pragmatismo in un mondo che, soprattutto in termini geopolitici, appare sempre più complesso e incerto.

### Il mondo entra nell'era dell'elettricità

Negli ultimi dieci anni, la domanda di elettricità è cresciuta a un ritmo doppio rispetto alla domanda energetica complessiva, con due terzi dell'aumento globale del fabbisogno elettrico provenienti dalla Cina. Lo scenario STEPS assume – per ogni anno – un incremento del consumo mondiale di elettricità equivalente alla domanda del Giappone, trainato dall'industria leggera, dalla mobilità elettrica, dai sistemi di raffreddamento, dai data center e dall'intelligenza artificiale. Tra il 2023 e il 2030 la generazione elettrica è attesa aumentare del 25%, percentuale che sale al +43% al 2035 e al +95% al 2050. Gli altri due scenari APS e Net Zero 2050 delineano una crescita ancora più consistente dell'elettrificazione dei consumi, necessaria per rispettare gli obiettivi nazionali e mondiali di azzeramento delle emissioni nette al 2050.

## Domanda elettrica attuale e futura secondo i diversi scenari del WEO 2024 (TWh)



Fonte: elaborazioni Rie su AIE, World Energy Outlook 2024

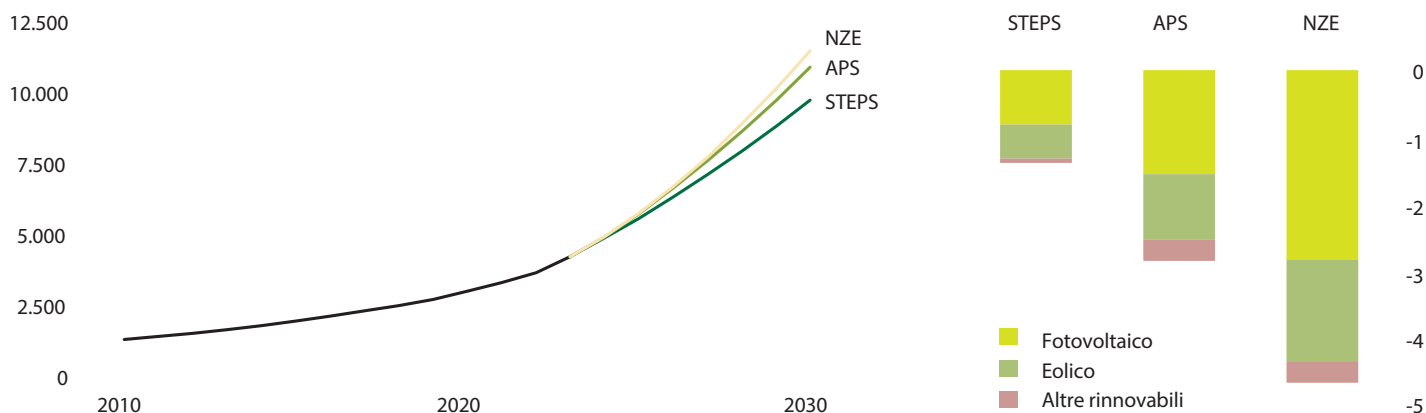
A soddisfare la vivacità della domanda elettrica saranno principalmente le fonti a basse emissioni – incluso il nucleare, oggetto di rinnovato interesse in diversi paesi – che, a detta del WEO, possono arrivare a produrre, già entro il 2030, più della metà dell’elettricità richiesta su scala globale.

L’energia pulita sta accelerando la sua integrazione nel sistema energetico come mai prima d’ora, con oltre 560 gigawatt (GW) di nuova capacità installata nel 2023 (di cui il 60% in Cina), investimenti annui che si avvicinano ai 2.000 miliardi di dollari e costi in calo (dopo gli aumenti successivi

alla pandemia) per la maggior parte delle tecnologie. In conseguenza di ciò, lo scenario STEPS stima che la capacità installata di energia rinnovabile aumenti più del doppio rispetto al dato attuale, passando dagli attuali 4.250 GW a quasi 10.000 GW nel 2030.

Pur non allineandosi al target di triplicazione annunciato a COP28, secondo l’Agenzia di Parigi si tratterà comunque di un incremento sufficiente a favorire il declino della produzione elettrica a carbone e a soddisfare la crescita dei consumi elettrici mondiali.

## Capacità rinnovabile installata (GW, sinistra) e scenari di riduzione delle emissioni al 2030 (mld ton CO2, destra)



Fonte: elaborazioni Rie su AIE, World Energy Outlook 2024

In conclusione, e senza pretesa di esaustività, il WEO 2024 indica con una certa sicurezza il picco imminente delle fonti fossili e un drastico declino della loro quota sul mix energetico mondiale; contemporaneamente, sostiene una forte penetrazione delle energie pulite tale da riuscire a soddisfare – dopo il 2030 – la domanda incrementale di energia. Altrettanto ineludibile la crescente elettrificazione dei consumi.

Dalla lettura di questi sintetici messaggi, sembrerebbe quasi che l'AIE non nutra alcun dubbio su ciò che accadrà: il mondo sarà sempre più green e, per usare le parole del Direttore Fatih Birol, sta entrando nell'era dell'elettricità. Tuttavia, analizzando le oltre 400 pagine

della pubblicazione e i singoli pezzi del complesso puzzle dei mercati energetici, l'incertezza che avvolge ogni variabile risulta evidente<sup>1</sup>, al punto da rendere necessarie – in ciascuno degli scenari proposti - analisi di sensitività che tengano conto di possibili deviazioni dalle traiettorie delineate, anche in ragione di un contesto geopolitico in piena evoluzione. Da qui, la conclusione ultima che, anche in una prospettiva di crescente decarbonizzazione e pur considerando ineluttabile il processo di transizione in atto, i mercati energetici necessitano di essere interpretati con cautela. D'altronde, citando il Premio Nobel per la Fisica Niels Bohr, “fare previsioni è molto difficile, soprattutto sul futuro”.

<sup>1</sup> Per approfondire, si veda A. Clò, Le incerte certezze del WEO2024, pubblicato sul blog della Rivista Energia <https://www.rivistaenergia.it/2024/10/weo-2024/>.

# Novità normative di settore

a cura del GME

## MERCATO ELETTRICO

**Comunicato del GME | “Attuazione delle disposizioni di cui al TIDE – Documentazione a supporto” | pubblicato in data 21 novembre 2024 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>**

In vista dell'entrata in vigore, a decorrere dal 1° gennaio 2025, delle nuove disposizioni di cui al Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), il GME, con il comunicato in oggetto, ha messo a disposizione degli operatori, a soli fini conoscitivi - nell'apposita sezione “TIDE” del sito istituzionale - la raccolta dei principali documenti, opportunamente adeguati, allo scopo di agevolare e supportare i medesimi operatori nelle attività di implementazione delle nuove disposizioni.

Nello specifico, il GME ha reso noto che la suddetta documentazione rimarrà disponibile nella sezione “TIDE” fino all'entrata in vigore della stessa (i.e. 1° gennaio 2025). A partire da tale data, la documentazione verrà invece pubblicata nelle rispettive sezioni del sito istituzionale.

Sempre nell'ambito della medesima sezione “TIDE” sono state, inoltre, messe a disposizione degli operatori le informazioni, nonché la documentazione di riferimento, necessaria per procedere alla presentazione al GME delle nuove deleghe, con validità a decorrere dal 1 gennaio p.v. sul ME e sulla PCE.

**Delibera 449/2024/R/eel del 29 ottobre 2024 | “Sospensione della partecipazione operativa di Terna alla piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione, di cui all'articolo 19 del Regolamento (UE) 2017/2195” | pubblicata il 30 ottobre 2024 | Download <https://www.arera.it>**

Con la Delibera n. 449/2024/R/eel, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: Autorità) ha preso atto dell'esigenza di Terna di sospendere la propria partecipazione operativa alla Piattaforma di bilanciamento europea per lo scambio di energia di bilanciamento da “riserva di sostituzione” (nel seguito: Piattaforma RR).

Nello specifico, Terna ha comunicato all'Autorità la necessità di sospendere, a partire dal 1° gennaio 2025, la partecipazione alla Piattaforma RR per incompatibilità tra la frequenza, su base oraria, di esecuzione della Piattaforma RR e la prevista introduzione, sempre a far data dal 1° gennaio 2025, dei prodotti quortorari sul mercato infragiornaliero a negoziazione continua (MI-XBID).

Con tale delibera, l'Autorità ha, pertanto, autorizzato Terna a predisporre i relativi adeguamenti al Codice di Rete, eliminando tutti i riferimenti per la partecipazione alla Piattaforma RR a valere dal 1 gennaio p.v..

Al riguardo, si rappresenta che, conseguentemente, anche le attività attualmente svolte dal GME sul MSD ai fini della

raccolta ed invio a Terna delle offerte per la Piattaforma RR saranno sospese a partire dalla medesima data sopra indicata.

**DCO GME n.02/2024: “MERCATO DEI CONTRATTI DI TIME SHIFTING (MTS)” | pubblicato il 12 novembre 2024 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>**

Con il documento di consultazione in oggetto, il GME ha pubblicato lo schema di Regolamento del Mercato dei Contratti di TIME SHIFTING (nel seguito: MTS), al fine di raccogliere, presso i soggetti interessati, le osservazioni e gli spunti di riflessione in merito alla proposta del modello di funzionamento del MTS.

Ai sensi dell'Art.18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, la predetta proposta è stata formulata dal GME tenendo conto dei requisiti tecnici e dei vincoli definiti da TERNA nell'ambito della “Disciplina del meccanismo di approvvigionamento a termine di nuova capacità di stoccaggio elettrico – MACSE”, come approvata dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica con Decreto n.346 del 10 ottobre 2024<sup>1</sup>.

Al riguardo, si ricorda che il meccanismo di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio - introdotto in attuazione del richiamato Art.18 del D.lgs n.210/2021 - è volto a massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, nonché a favorire l'integrazione di tali risorse nell'ambito dei mercati dell'energia e dei servizi ancillari.

Tutti i soggetti interessati sono stati invitati a far pervenire al GME le eventuali osservazioni entro e non oltre la data del 11 dicembre 2024, termine di chiusura della consultazione, trasmettendo i propri contributi all'indirizzo di posta elettronica: [info@mercatoelettrico.org](mailto:info@mercatoelettrico.org).

**Delibera 459/2024/R/com del 5 novembre 2024 | “Approvazione dei costi previsionali del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. per l'anno 2025 in relazione al monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso, al coupling unico infragiornaliero e alle attività finanziate con il corrispettivo per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE). Approvazione dei corrispettivi da applicare agli operatori di mercato nell'anno 2025 per la partecipazione alla PCE, la partecipazione al mercato locale della flessibilità, la negoziazione delle garanzie d'origine e dei titoli di efficienza energetica. Copertura dei costi della piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione” | pubblicata l'8 novembre 2024 | Download <https://www.arera.it>**

Con deliberazione 459/2024/R/com del 5 novembre 2024, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel

seguito: ARERA o l'Autorità) ha approvato il preventivo dei costi del GME per l'anno 2025, in relazione:

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

Con la medesima deliberazione, l'Autorità ha altresì approvato le proposte formulate dal GME in merito ai corrispettivi per l'anno 2025, relativi alla partecipazione alla Piattaforma dei conti energia a termine (PCE), alla partecipazione al mercato locale della flessibilità (MLF), nonché i corrispettivi per la negoziazione delle garanzie di origine (GO) e dei titoli di efficienza energetica (TEE).

Infine, con la medesima deliberazione, l'ARERA ha approvato la copertura dei costi della piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione.

**Delibera 499/2024/eel del 26 novembre 2024 | “Verifica di conformità delle proposte di modifica del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete funzionali all’implementazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)” | pubblicata il 27 novembre 2024 | Download <https://www.arera.it>**

Con la Delibera in oggetto, l'ARERA ha verificato positivamente le proposte di modifica del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, trasmesse da Terna S.p.A., in data 15 novembre u.s., funzionali all'avvio della fase transitoria del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (nel seguito: TIDE).

Giova segnalare che, con la precedente deliberazione 304/2024/R/eel<sup>2</sup>, l'Autorità - tenendo conto delle esigenze manifestate da Terna, nonché da alcuni operatori in fase di consultazione - aveva definito un percorso graduale ai fini della completa attuazione del TIDE, confermando in ogni caso il 1° gennaio p.v. quale data di primo avvio operativo.

Con la richiamata deliberazione, in particolare, l'Autorità

aveva previsto che, ai fini della completa entrata in vigore delle disposizioni di cui al TIDE, le attività implementative siano effettuate secondo una prima fase transitoria (1 gennaio 2025 - 31 gennaio 2026), una seconda fase “di consolidamento” (a decorrere dal 1 febbraio 2026), cui segue la “fase a regime”, con avvio della stessa a partire dalla data individuata da Terna in un momento successivo.

Ciò premesso, con il provvedimento in oggetto, l'ARERA ha verificato positivamente le modifiche al Codice di Rete di Terna limitatamente all'attuazione della fase transitoria, indicando che le ulteriori proposte di aggiornamento, funzionali all'avvio della seconda fase - tra cui inter alia la revisione del Capitolo 4 e degli Allegati A.15, A.22, A.23 e A.60, nonché la definizione di una nuova proposta per il Capitolo 7 e per gli Allegati A.26 e A.61 - dovranno essere trasmesse da Terna ad ARERA con un anticipo di almeno 8 mesi rispetto alla data prevista per l'avvio della fase di consolidamento.

## OIL

**Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali – I QUADRIMESTRE 2025” | pubblicato in data 11 novembre 2024 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 2 e il 20 dicembre 2024, i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 2.1 del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n. 17433 (nel seguito: soggetti obbligati) dovranno inviare al medesimo Gestore - mediante accesso alla “Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali” (di seguito: PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali nella propria disponibilità riferita al periodo gennaio - aprile 2025. Il GME ha, altresì, ricordato che saranno esclusi dalla rilevazione dei predetti dati i depositi di GPL ad uso autotrazione<sup>3</sup>.

È stato, inoltre, rinnovato l'invito per i soggetti obbligati non ancora iscritti alla PDC-OIL ad effettuare la registrazione alla Piattaforma al fine di poter assolvere all'obbligo di comunicazione dei dati di propria pertinenza.

<sup>1</sup> Cfr. Newsletter n.186 - Novembre 2024;

<sup>2</sup> Cfr. Newsletter n.184 - Agosto 2024;

<sup>3</sup> Circolare ministeriale n. 14614 del 5 giugno 2018.

# Gli appuntamenti

17 dicembre

## Le sfide della giustizia climatica e lo stato del contenzioso strategico in Italia

Roma, Italia

Organizzato da Fondazione Lelio e Lisli Basso

<https://www.fondazionebasso.it>

17 dicembre

## Testo Unico autorizzazioni FER

Webinar

Organizzato da Elettricità Futura

<https://www.elettricitafutura.it>

18 dicembre

## Rapporto Annuale sull'Efficienza Energetica

Roma, Italia

Organizzato da Enea

<https://www.eventi.enea.it>

19 dicembre

## Il PNRR come driver per la trasformazione tecnologica e digitale del Paese

Roma, Italia

Organizzato dall'OIPR

<https://www.esriitalia.it>

20-22 dicembre

## International Conference on Power and Energy Engineering

Evento online e in presenza

Chengdu, Cina

Organizzato da ICPEE

<https://www.icpee.org>

7-9 gennaio

## International Conference on Industrial Engineering and Applications

Evento online e in presenza

Monaco di Baviera, Germania

Organizzato da ICIEA

<https://iciea.eu>

17-19 gennaio

## International Conference on Smart Grid and Energy

Evento online e in presenza

Hong Kong, Cina

Organizzato da ICSGE

<http://www.icsge.org>

17-19 gennaio

## International Conference on Advances in Environment Research

Evento online e in presenza

Osaka, Giappone

Organizzato da ICAER

<https://www.icaer.org>

21-24 gennaio

## Oil and Gas Iraq Expo 2025

Basrah, Iraq

Organizzato da Ogep

<https://iraqoilgas.com>

23-25 gennaio

## International Conference on Climate Change: Impacts and Responses

Evento online e in presenza

Miami, Florida, Usa

Organizzato da Common Ground Research Network

<https://on-climate.com/2025-conference>

29-30 gennaio

## Fieragricola Tech

Verona, Italia

Organizzato da Veronafiere

<https://www.fieragricola.it/category/fieragricola-tech>

4-7 febbraio

## Energy Storage

Corso online

Organizzato da Infocus International

<http://www.infocusinternational.com/energystorage-online>

12-13 febbraio

## Acquafarm

Pordenone, Italia

Organizzato da Pordenone Fiere

<https://www.aquafarm.show>

5-7 marzo

## KEY 2025 – The Energy Transition Expo

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

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

6-8 marzo

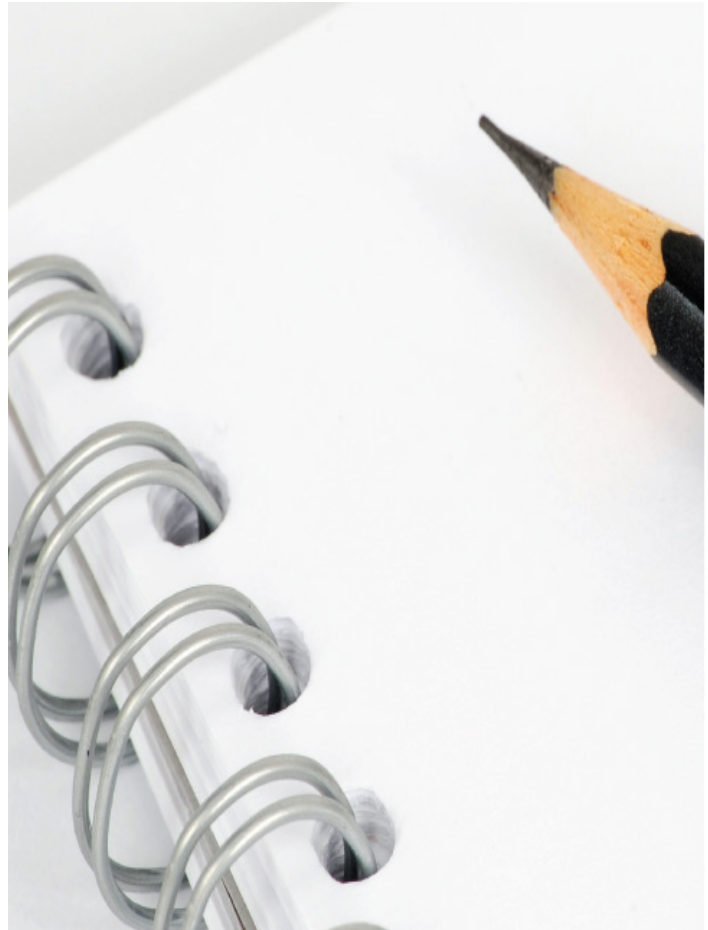
## Italia Legno Energia

Arezzo, Italia

Organizzato da Verona Fiere

<https://italialegnoenergia.it>

2-3 aprile  
**Heat Pump Technologies**  
Milano, Italia  
Organizzato da RX Events  
<https://www.heatpumptechnologies.it>





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

## COPYRIGHT

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

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

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

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN 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.