

## APPROFONDIMENTI

### MATERIE PRIME DELLA TRANSIZIONE E SICUREZZA ENERGETICA

di Chiara Proietti Silvestri - RIE

Ogni transizione energetica ha un costo legato allo sviluppo delle tecnologie dominanti e la transizione verde non fa eccezione. I minerali e metalli cosiddetti “critici” – ovvero la cui quantità richiesta per usi essenziali, civili e militari, è superiore a quella ottenibile dagli approvvigionamenti nazionali ed esteri e per i quali non sono disponibili, entro un ragionevole periodo di tempo, dei sostituti accettabili – sono diventati essenziali per lo sviluppo delle tecnologie energetiche a basso impatto ambientale, entrando di diritto nelle statistiche dell’energia degli Istituti di ricerca più prestigiosi<sup>1</sup>. In questo articolo, analizziamo i principali indicatori di consumo di rame, litio, nichel, cobalto, grafite e terre rare che, negli ultimi anni, hanno registrato un enorme aumento della domanda, spiazzando i relativi mercati. Volatilità dei prezzi, vulnerabilità lungo la catena di approvvigionamento, rischio di monopolizzazione e mancanza di diversificazione delle forniture sono temi di sicurezza energetica al centro ormai del dibattito pubblico internazionale. Concludiamo con un’analisi delle prospettive a medio e lungo termine del mercato dei minerali e metalli critici sulla base delle ultime stime dell’International Energy Agency (IEA).

#### Equilibrio instabile tra domanda in crescita e vulnerabilità lato offerta

Un sistema energetico alimentato da tecnologie pulite richiede generalmente più minerali e metalli rispetto ad uno alimentato da idrocarburi<sup>2</sup>. Non stupisce, quindi, che questo mercato sia in rapida espansione, trainato dalla domanda di batterie, dove sono centrali materiali come litio, nichel, cobalto, rame, grafite e terre rare. Nel solo 2023, questi materiali hanno registrato un aumento della domanda del 30% nel caso del litio e dell’8-14% per gli altri, sostenuto dalla crescita della domanda di tecnologie della transizione energetica. L’esempio del litio è il più emblematico: in soli tre anni il suo consumo destinato alle energie pulite è salito dal 39% nel 2021 al 56% nel 2023. Stessa dinamica, seppur meno accentuata, per tutte le altre principali materie prime. Sul fronte delle quotazioni, il mercato è stato attraversato da forti turbolenze di prezzo. Secondo le ultime stime IEA, dopo un periodo di aumenti elevati, nel 2023 si è assistito ad un calo consistente, con un crollo dei prezzi spot del litio del 75% e una riduzione dei prezzi di cobalto, nichel e grafite del 30-45%<sup>3</sup>.

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/ LUGLIO 2024

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 12

Mercati energetici Europa

pag 17

Mercati per l'ambiente

pag 21

#### APPROFONDIMENTI

Materie prime della transizione e  
sicurezza energetica

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

#### NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

#### APPUNTAMENTI

pagina 33

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A luglio il Pun si porta a 112,32 €/MWh (+9,15 €/MWh) in un contesto connotato da un nuovo rialzo degli acquisti (MGP: 28,1 TWh) e da vendite rinnovabili in calo. Si conferma elevata la liquidità del mercato, pari al 78,6%. Sul Mercato Infragiornaliero (MI) salgono al loro massimo storico sia i volumi complessivamente scambiati, pari a 3,2

TWh (+18,6% su giugno), sia le quantità negoziate nella contrattazione XBID, pari circa a 1,1 TWh. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) i prezzi di controllo appaiono stabili, con il baseload Agosto 2024 che chiude il mese a 109,54 €/MWh. Ancora in rialzo le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

### IL PUN

Nel mese di luglio il Pun sale a 112,32 €/MWh (+9,15 €/MWh), livello più alto da inizio anno. In uno scenario contraddistinto da prezzi del gas in leggero calo su base mensile (IGI: 35,30 €/MWh, -0,80 €/MWh) e da un saldo con l'estero in ripresa, il rialzo del Pun riflette soprattutto lo stagionale aumento della domanda, con gli acquisti in deciso aumento e ai massimi da agosto 2019, dinamica a cui si affianca anche un calo dei volumi rinnovabili. Sulle altre principali borse estere europee

si osservano variazioni delle quotazioni contrastanti, con rialzi analoghi al Pun in Francia (47 €/MWh, +9 €/MWh) e quotazioni in calo in Germania, Svizzera e Austria (39/68 €/MWh, -9/-4 €/MWh).

La ripresa del prezzo, riscontrabile in tutti i gruppi di ore, è più intensa nelle ore fuori picco, per un rapporto picco/baseload in calo a 1,00, valore mai osservato storicamente su base mensile (Grafico 1 e Tabella 1).

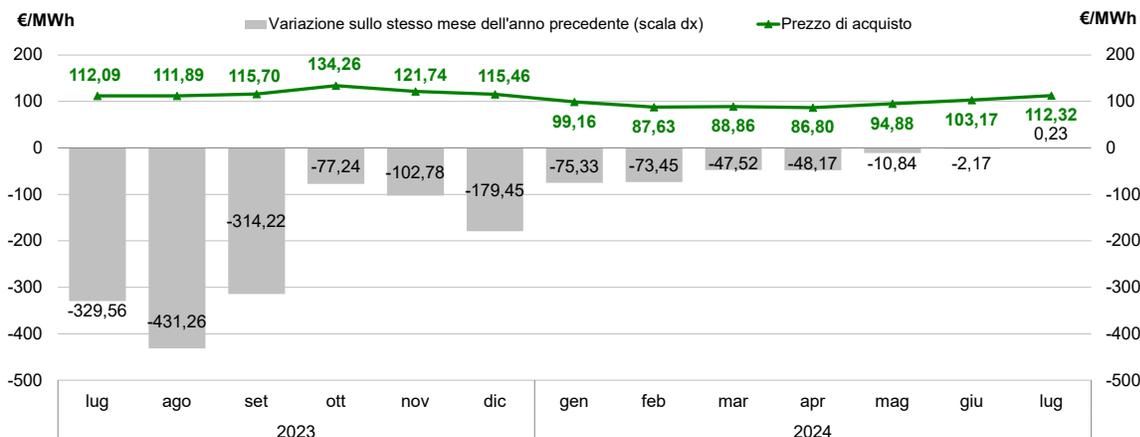
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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>112,32</b>	112,09	+0,23	+0,2%	<b>29.723</b>	+10,5%	<b>37.811</b>	+4,1%	<b>78,6%</b>	74,0%
<i>Picco</i>	112,78	117,72	-4,94	-4,2%	35.117	+8,0%	44.276	+1,0%	79,3%	74,2%
<i>Fuori picco</i>	112,05	109,21	+2,84	+2,6%	26.542	+10,5%	33.999	+4,6%	78,1%	73,9%
<i>Minimo orario</i>	65,16	40,00			19.002		24.189		72,5%	67,0%
<i>Massimo orario</i>	185,90	205,00			39.203		49.449		85,9%	83,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



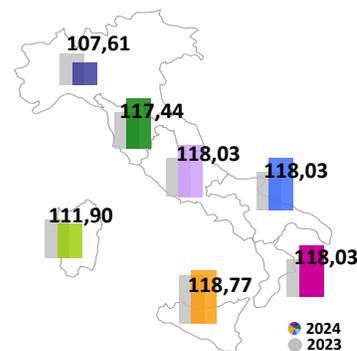
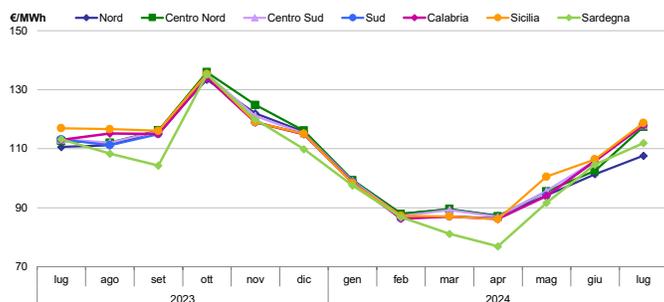
## I PREZZI ZONALI

A livello zonale, anche in presenza di puntuali limitazioni sul transito NORD-CNOR e di un significativo incremento dei flussi in import sulla frontiera settentrionale (+1,5 GWh medi), si allarga il differenziale tra la quotazione del Nord e quella delle restanti zone. I prezzi di vendita risultano in diffusa crescita, attestandosi al Nord a 108 €/

MWh (+6 €/MWh) e nel resto della penisola e in Sicilia a 117/119 €/MWh (+12/+15 €/MWh). In Sardegna, anche in corrispondenza di restringimenti sul transito con il Centro Sud, il prezzo si attesta a 112 €/MWh (+7 €/MWh), con minimi orari di 0 €/MWh registrati nella prima e nell'ultima settimana del mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



## I VOLUMI

L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia sale a 28,1 TWh (+18,3% in media oraria su giugno), per effetto di una crescita sia dei volumi negoziati sulla borsa elettrica del GME, pari a 22,1 TWh (+16,5%), sia delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP, portatesi a 6,0 TWh (+25,3%). In virtù di tali dinamiche la liquidità del mercato si attesta al 78,6%, mantenendosi su livelli elevati (Tabelle 2 e 3, Grafico 3). Sul lato della domanda, gli acquisti

nazionali salgono a 27,6 TWh (+18,4%), il massimo da agosto 2022. Risultano in aumento anche le esportazioni, pari a 0,5 TWh (+13,1%), il livello più alto da gennaio 2023. Sul lato dell'offerta, una decisa crescita delle vendite termiche spinge le vendite nazionali ai massimi da agosto 2019, per volumi pari a 23,3 TWh (+15,8%). Mostrano una significativa ripresa anche le importazioni, attestate a 4,8 TWh (+32,1%), valore massimo dal mese di aprile (Tabella 4).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>22.114.079</b>	<b>+10,5%</b>	<b>78,6%</b>
Operatori	14.621.110	+17,1%	52,0%
GSE	2.887.960	+8,2%	10,3%
Zone estere	4.605.009	-5,0%	16,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>6.017.485</b>	<b>-14,3%</b>	<b>21,4%</b>
Zone estere	227.280	+2654%	0,8%
Zone nazionali	5.790.205	-17,5%	20,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>28.131.564</b>	<b>+4,1%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>18.081.930</b>	<b>+8,9%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>46.213.494</b>	<b>+5,9%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>22.114.079</b>	<b>+10,5%</b>	<b>78,6%</b>
Acquirente Unico	945.936	-44,2%	3,4%
Altri operatori	17.545.996	+12,8%	62,4%
Pompaggi	56.357	+271,9%	0,2%
Zone estere	538.692	+29,0%	1,9%
Saldo programmi PCE	3.027.097	+30,1%	10,8%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>6.017.485</b>	<b>-14,3%</b>	<b>21,4%</b>
Zone estere	435	-	0,0%
Zone nazionali AU	40.200	-	0,1%
Zone nazionali altri operatori	9.003.947	-3,7%	32,0%
Saldo programmi PCE	-3.027.097	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>28.131.564</b>	<b>+4,1%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>809.406</b>	<b>-6,0%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>28.940.970</b>	<b>+3,8%</b>	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

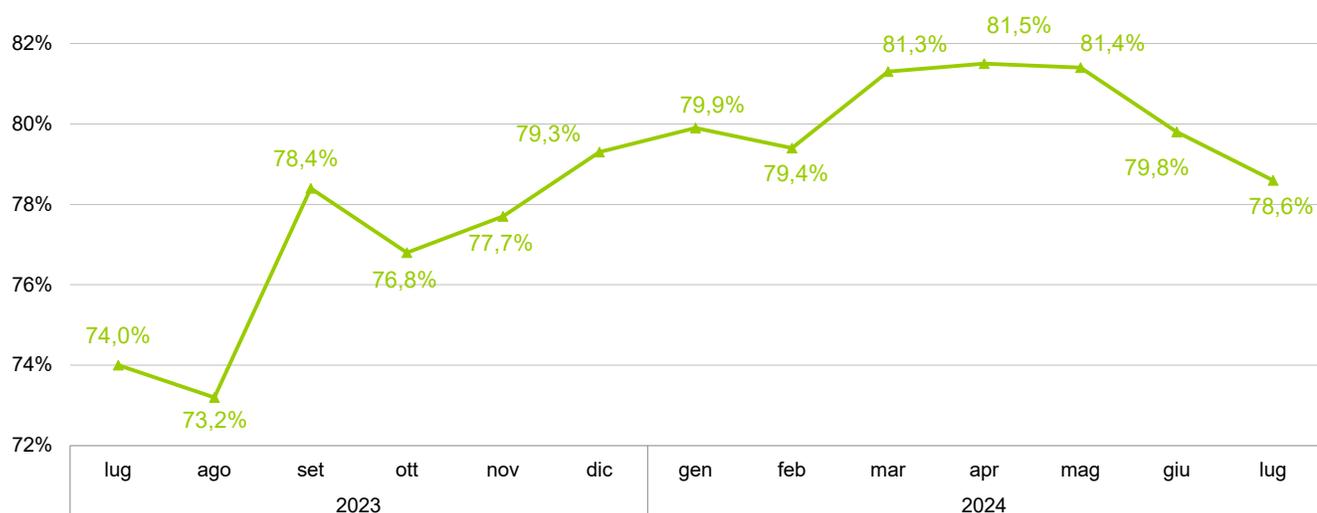


Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	22.154.963	29.778	+9,7%	12.863.944	17.290	+10,7%	15.054.835	20.235	+4,4%
Centro Nord	1.627.214	2.187	+4,7%	1.392.241	1.871	+1,2%	2.372.774	3.189	+2,1%
Centro Sud	6.591.640	8.860	+14,2%	2.794.867	3.757	+12,6%	5.115.210	6.875	+5,9%
Sud	4.708.211	6.328	-11,6%	2.542.670	3.418	-14,1%	1.890.389	2.541	+1,9%
Calabria	2.558.924	3.439	+0,8%	1.463.255	1.967	-12,0%	587.324	789	+4,6%
Sicilia	2.256.335	3.033	+7,5%	1.164.754	1.566	+5,2%	1.757.360	2.362	-0,6%
Sardegna	1.443.987	1.941	+16,4%	1.077.546	1.448	+11,7%	814.545	1.095	-3,8%
<b>Totale nazionale</b>	<b>41.341.274</b>	<b>55.566</b>	<b>+6,8%</b>	<b>23.299.277</b>	<b>31.316</b>	<b>+5,1%</b>	<b>27.592.437</b>	<b>37.087</b>	<b>+3,7%</b>
Esteri	4.872.220	6.549	-0,6%	4.832.287	6.495	-0,5%	539.127	725	+29,1%
<b>Sistema Italia</b>	<b>46.213.494</b>	<b>62.115</b>	<b>+5,9%</b>	<b>28.131.564</b>	<b>37.811</b>	<b>+4,1%</b>	<b>28.131.564</b>	<b>37.811</b>	<b>+4,1%</b>

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

## LE FONTI

Nel mese di luglio la crescita delle vendite nazionali è trainata da una decisa ripresa dei cicli combinati (+5,0 GWh sul mese di giugno), per volumi ai massimi da agosto 2023. Appaiono in flessione le vendite rinnovabili, in virtù soprattutto di un calo dell'idrico al Nord (-0,5 GWh medi), al quale si affianca

un ribasso sia dei volumi solari che eolici, con questi ultimi ai minimi da luglio 2023. Anche a fronte di tali dinamiche, la quota di mercato delle FER si mantiene elevata e pari al 48%, mentre si spinge ai massimi da marzo la quota di mercato delle fonti termiche, pari al 50% (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>7.146</b>	<b>-17,3%</b>	<b>792</b>	<b>+2,7%</b>	<b>2.349</b>	<b>+25,8%</b>	<b>1.883</b>	<b>-20,2%</b>	<b>1.560</b>	<b>-14,4%</b>	<b>857</b>	<b>-3,3%</b>	<b>975</b>	<b>+12,7%</b>	<b>15.560</b>	<b>-9,6%</b>
Gas	6.297	-17,6%	739	+3,0%	2.084	+82,7%	1.648	+5,6%	1.424	-15,9%	818	-2,6%	526	+28,4%	13.535	-3,3%
Carbone	0	-100,0%	-	-	0	-100,0%	0	-100,0%	0	-	-	-	387	+2,7%	387	-72,5%
Altre	849	-8,6%	54	-1,7%	265	-4,2%	235	-17,5%	136	+4,3%	39	-16,1%	62	-21,3%	1.638	-8,9%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>9.449</b>	<b>+40,9%</b>	<b>1.079</b>	<b>+0,1%</b>	<b>1.376</b>	<b>-1,7%</b>	<b>1.535</b>	<b>-5,3%</b>	<b>407</b>	<b>-1,5%</b>	<b>705</b>	<b>+19,5%</b>	<b>467</b>	<b>+9,2%</b>	<b>15.017</b>	<b>+22,7%</b>
Idraulica	7.067	+53,9%	187	-0,8%	521	-11,8%	521	+3,7%	141	-	190	+2,7%	90	-5,7%	8.717	+38,3%
Geotermica	-	-	602	-0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	602	-0,0%
Eolica	18	-19,0%	12	-29,4%	280	-12,6%	646	-14,1%	179	-2,6%	292	+22,7%	141	-19,0%	1.568	-8,2%
Solare e altre	2.363	+13,1%	278	+2,7%	575	+17,6%	368	+0,4%	87	+5,3%	223	+33,7%	235	+49,4%	4.130	+14,0%
<b>Pompaggio</b>	<b>696</b>	<b>+153,2%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>32</b>	<b>-53,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4,13</b>	<b>-68,1%</b>	<b>7</b>	<b>+50,7%</b>	<b>739</b>	<b>+104,9%</b>
<b>Totale</b>	<b>17.290</b>	<b>+10,7%</b>	<b>1.871</b>	<b>+1,2%</b>	<b>3.757</b>	<b>+12,6%</b>	<b>3.418</b>	<b>-14,1%</b>	<b>1.967</b>	<b>-12,0%</b>	<b>1.566</b>	<b>+5,2%</b>	<b>1.448</b>	<b>+11,7%</b>	<b>31.316</b>	<b>+5,1%</b>

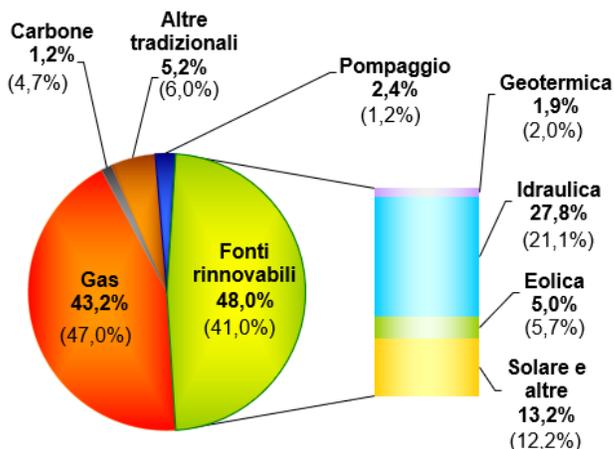
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

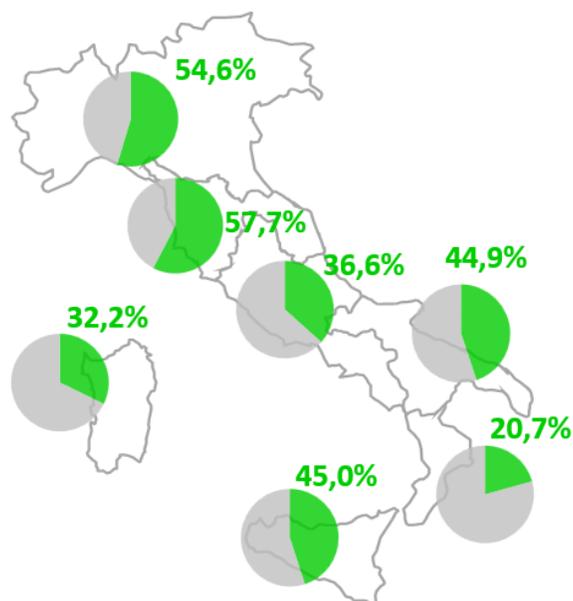
Fonte: GME

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



## LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto registra una decisa ripresa a 4,3 TWh (+33,5% in media oraria su giugno), portandosi ai massimi dal mese di aprile. Tale crescita è osservabile su tutta la frontiera settentrionale, in virtù sia di quotazioni sulle limitrofe borse estere in coupling che tornano ad essere più frequentemente inferiori al riferimento del Nord, sia di un

allargamento delle NTC svizzera e francese (rispettivamente +0,6 GWh e +0,5 GWh medi). Sulla frontiera montenegrina si registra una leggera flessione delle importazioni nette, mentre sulla frontiera meridionale si osserva un lieve incremento dei flussi in export verso la Grecia (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzo	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	MWh	%	%	%	%	%	MW medi	MWh	MWh	MW medi	MWh	MWh
Italia - Francia*	2.039.844 (1.925.542)	99,6% (99,7%)	0,4% (0,1%)	-0% (0,2%)	93,5% (90,2%)	- (-)	2.827 (2.680)	2.041.189 (1.925.900)	2.041.189 (1.925.900)	1.911 (1.230)	1.345 (358)	1.345 (358)
Italia - Svizzera	1.834.853 (2.167.526)	99,1% (100,0%)	0,8% (-)	0,1% (-)	- (-)	- (-)	2.839 (3.266)	1.874.779 (2.179.717)	n/a (n/a)	3.202 (3.091)	39.926 (12.191)	n/a (n/a)
Italia - Austria*	285.751 (104.901)	96,8% (78,4%)	3,1% (8,2%)	0,1% (13,4%)	94,0% (87,2%)	2,6% (8,6%)	408 (168)	289.268 (109.576)	289.268 (109.576)	175 (69)	3.517 (4.675)	3.517 (4.675)
Italia - Slovenia*	91.928 (172.106)	71,1% (77,2%)	28,5% (22,0%)	0,4% (0,8%)	57,1% (67,7%)	17,9% (14,2%)	396 (478)	192.411 (255.311)	192.411 (255.311)	610 (631)	100.483 (83.205)	100.483 (83.205)
Italia - Montenegro	122.077 (220.495)	71,6% (81,2%)	28,4% (12,8%)	- (6,0%)	1,6% (13,0%)	- (-)	619 (557)	248.761 (288.527)	n/a (n/a)	655 (611)	126.684 (68.031)	n/a (n/a)
Italia - Grecia*	61.979 (-12.629)	58,1% (35,9%)	41,9% (38,3%)	- (25,8%)	43,7% (20,8%)	25,8% (28,1%)	500 (500)	185.881 (96.646)	185.881 (96.646)	500 (500)	123.902 (109.276)	123.902 (109.276)
Italia - Malta	-118.182 (-91.995)	- (-)	98,1% (92,5%)	1,9% (7,5%)	- (-)	10,8% (18,3%)	224 (200)	0 (-)	n/a (n/a)	224 (200)	118.182 (91.995)	n/a (n/a)
<b>TOTALE**</b>	<b>4.318.251</b> (4.485.945)							<b>4.832.289</b> (4.855.677)	<b>2.708.749</b> (2.387.433)		<b>514.038</b> (369.732)	<b>229.246</b> (197.514)

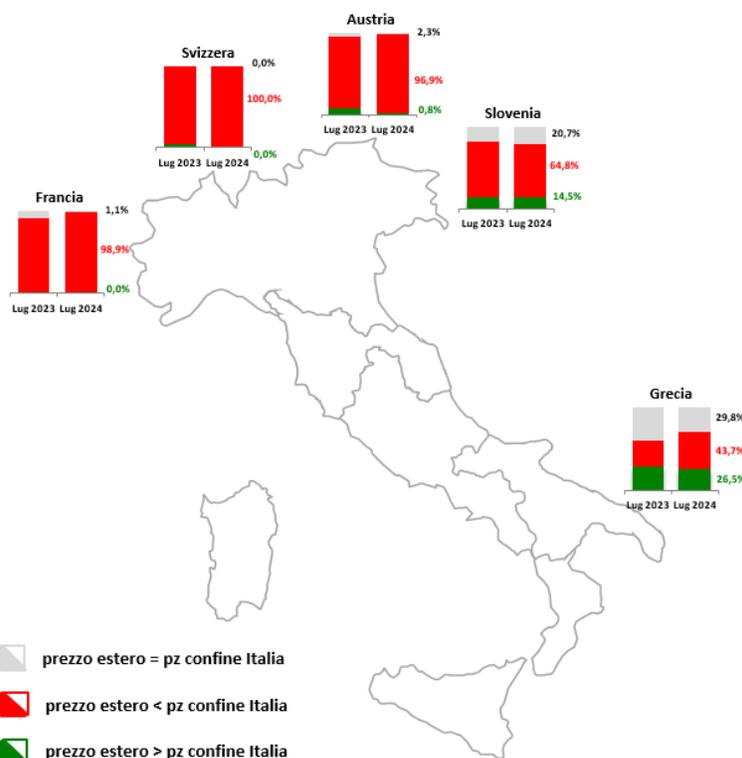
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\* 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)

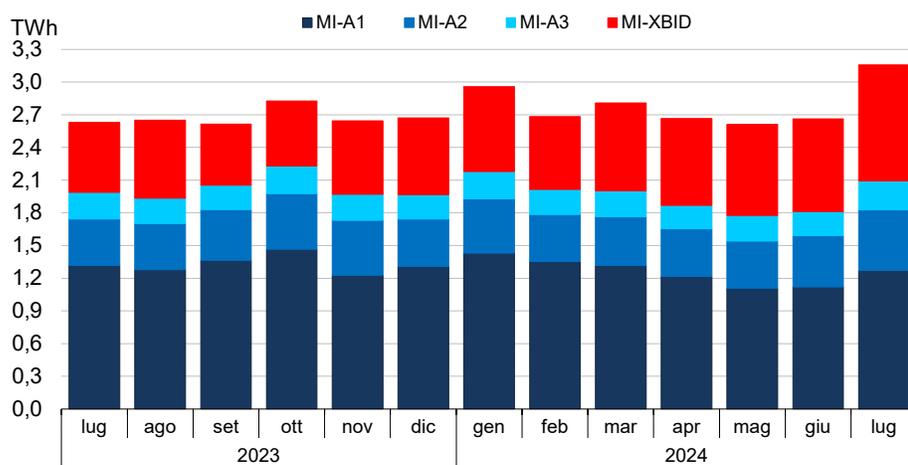
I volumi scambiati sui mercati infragiornalieri raggiungono il massimo storico di 3,2 TWh (+18,6% su giugno). Tale crescita si registra in corrispondenza di un aumento dei volumi scambiati sia sui mercati in asta (2,1 TWh di cui 1,3 TWh sul MI-A1) sia su XBID (1,1 TWh), anch'esso al nuovo massimo storico. Con riferimento alle Intraday Auctions (IDA), il confronto rispetto a giugno ha evidenziato: i) una crescita del 3% dei volumi scambiati su base media giornaliera; ii) sui transiti in coupling, un aumento in media oraria del livello di importazioni (94 MWh vs. 72 MWh), mentre appaiono in leggero calo le esportazioni (41 MWh vs. 44 MWh); iii) una quota maggiore di volumi scambiati lungo la frontiera ellenica, sia in import (circa 43%), sia in export (circa 49%); iv) in esito al MI ancora una sostanziale conferma della direzione dei flussi di energia registrata sulle frontiere in coupling post-MGP, con una quota di

ore in cui il saldo post-MI rimane immutato o nella stessa direzione del MGP compresa tra il 95% della Grecia e il 100% della Francia.

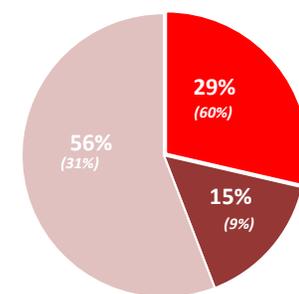
Su XBID il numero di abbinamenti si mantiene elevato (oltre 470 mila), sempre concentrati a valle dell'asta MI-A2 (circa il 75% nelle fasi 2 e 3), con le quote degli scambi per tipologia di controparte sostanzialmente stabili rispetto a giugno al 56% (tra zone nazionali), al 15% (all'interno della stessa zona) e al 29% (con l'estero). I prezzi medi crescono ulteriormente, portandosi a 113/140 €/MWh (+9/+36 €/MWh), con quotazioni superiori ai corrispondenti valori del Pun. Il ranking dei prezzi zonali segue quanto osservabile sul MGP, con quotazioni al Nord inferiori rispetto al resto del Sistema (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9). Registrati su XBID ancora abbinamenti a prezzi negativi in Sardegna (fino a -58 €/MWh).

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		Totale		XBID		Totale	
	MWh (1-24 h)	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh (13-24 h)	var %	MWh	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh	var %
Nord	545.686	-16,0%	214.667	55,8%	119.091	41,6%	879.444	0,9%	327.216	128,7%	1.206.660	18,9%
Centro Nord	77.214	-7,7%	40.403	5,6%	12.452	-17,4%	130.068	-5,0%	46.813	18,1%	176.881	0,2%
Centro Sud	181.555	5,3%	93.084	32,3%	45.665	21,9%	320.304	14,3%	101.626	98,7%	421.930	27,3%
Sud	160.302	1,3%	104.488	39,9%	41.424	-4,1%	306.214	10,9%	133.239	80,6%	439.453	25,6%
Calabria	35.610	-8,8%	11.734	-5,9%	5.822	-20,8%	53.166	-9,7%	23.501	159,3%	76.666	12,9%
Sicilia	108.867	15,9%	36.257	22,5%	18.671	25,4%	163.796	18,3%	46.393	49,9%	210.189	24,1%
Sardegna	32.685	39,1%	17.136	-50,2%	9.641	-57,2%	59.463	-26,1%	14.055	47,4%	73.518	-18,3%
Estero	130.261	34,5%	37.250	34,4%	11.808	-39,0%	179.318	24,6%	371.552	30,4%	550.870	28,5%
<b>Totale</b>	<b>1.272.180</b>	<b>-3,4%</b>	<b>555.018</b>	<b>30,5%</b>	<b>264.574</b>	<b>8,5%</b>	<b>2.091.772</b>	<b>5,3%</b>	<b>1.064.395</b>	<b>65,8%</b>	<b>3.156.167</b>	<b>20,1%</b>

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA				Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID		Totale	
	(1-24 h)		(1-24 h)		(13-24 h)				(1-24 h)			
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	581.005	-16,4%	238.696	32,7%	105.385	-0,1%	<b>925.085</b>	-5,6%	<b>306.380</b>	44,2%	<b>1.231.465</b>	3,2%
Centro Nord	66.878	30,7%	20.738	76,7%	9.213	23,3%	<b>96.830</b>	37,6%	<b>47.474</b>	92,5%	<b>144.304</b>	51,8%
Centro Sud	199.736	-14,1%	89.675	15,0%	40.817	15,4%	<b>330.229</b>	-4,5%	<b>144.047</b>	155,6%	<b>474.276</b>	17,9%
Sud	179.881	45,3%	92.098	31,3%	40.449	13,8%	<b>312.428</b>	36,1%	<b>142.655</b>	99,9%	<b>455.083</b>	51,3%
Calabria	87.127	170,2%	17.400	63,2%	6.889	20,3%	<b>111.417</b>	129,1%	<b>22.226</b>	181,4%	<b>133.643</b>	136,4%
Sicilia	99.082	-8,4%	35.497	33,7%	20.528	42,9%	<b>155.107</b>	4,1%	<b>44.404</b>	52,8%	<b>199.511</b>	12,0%
Sardegna	19.216	59,1%	12.811	-31,1%	9.384	-20,0%	<b>41.410</b>	-2,3%	<b>16.426</b>	62,5%	<b>57.836</b>	10,2%
Estero	39.254	-36,8%	48.102	61,3%	31.910	13,1%	<b>119.265</b>	-0,7%	<b>340.783</b>	48,0%	<b>460.048</b>	31,3%
<b>Totale</b>	<b>1.272.180</b>	<b>-3,4%</b>	<b>555.018</b>	<b>30,5%</b>	<b>264.574</b>	<b>8,5%</b>	<b>2.091.772</b>	<b>5,3%</b>	<b>1.064.395</b>	<b>65,8%</b>	<b>3.156.167</b>	<b>20,1%</b>

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

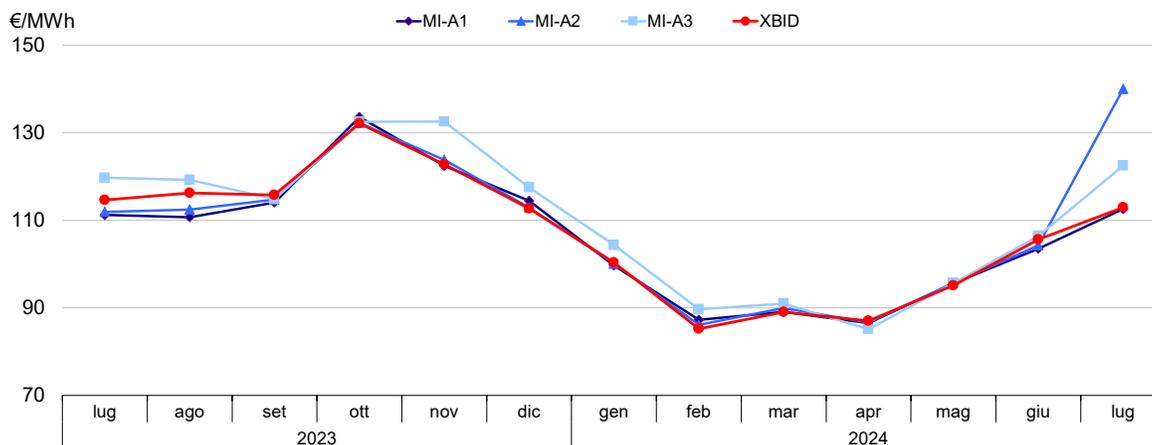


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

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>107,61</b>	<b>112,12</b>	<b>108,16</b>	-1,4%	<b>108,07</b>	-2,1%	<b>112,90</b>	-2,3%	<b>108,81</b>	-2,8%
			(+0,5%)		(+0,4%)		(+0,7%)		(+1,1%)	
<b>Centro Nord</b>	<b>117,44</b>	<b>127,58</b>	<b>116,48</b>	4,5%	<b>143,21</b>	27,8%	<b>128,41</b>	6,4%	<b>116,70</b>	-0,7%
			(-0,8%)		(+21,9%)		(+0,6%)		(-0,6%)	
<b>Centro Sud</b>	<b>118,03</b>	<b>127,91</b>	<b>117,03</b>	4,6%	<b>147,41</b>	31,4%	<b>128,53</b>	6,2%	<b>116,79</b>	1,7%
			(-0,8%)		(+24,9%)		(+0,5%)		(-1,0%)	
<b>Sud</b>	<b>118,03</b>	<b>127,91</b>	<b>117,03</b>	4,6%	<b>147,40</b>	31,5%	<b>128,49</b>	6,2%	<b>116,15</b>	0,7%
			(-0,8%)		(+24,9%)		(+0,4%)		(-1,6%)	
<b>Calabria</b>	<b>118,03</b>	<b>127,88</b>	<b>117,02</b>	4,9%	<b>147,43</b>	31,7%	<b>128,44</b>	6,4%	<b>117,10</b>	1,3%
			(-0,9%)		(+24,9%)		(+0,4%)		(-0,8%)	
<b>Sicilia</b>	<b>118,77</b>	<b>128,55</b>	<b>118,02</b>	0,4%	<b>148,59</b>	26,5%	<b>129,05</b>	-0,6%	<b>117,43</b>	-0,4%
			(-0,6%)		(+25,1%)		(+0,4%)		(-1,1%)	
<b>Sardegna</b>	<b>111,90</b>	<b>118,94</b>	<b>111,28</b>	-0,6%	<b>141,99</b>	26,6%	<b>122,08</b>	0,9%	<b>111,09</b>	-4,9%
			(-0,6%)		(+26,9%)		(+2,6%)		(-0,7%)	

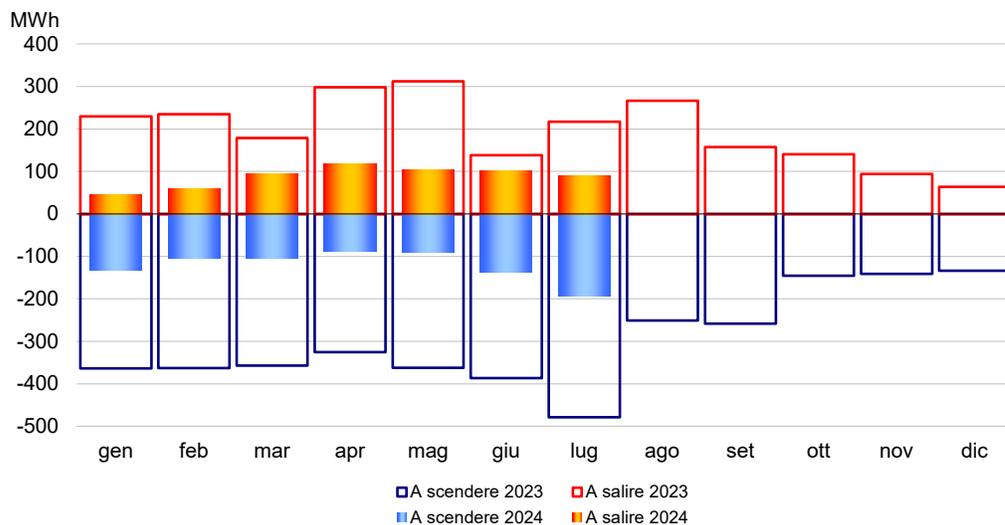
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Sul mercato MSD ex-ante le vendite del TSO si portano a 143,9 GWh, il livello più alto da ottobre 2023. Risultano in calo per il terzo mese consecutivo, invece, i suoi acquisti, pari a 66,3 GWh (Grafico 8).

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

Fonte: GME



## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel MPEG ammontano a 55 le negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', per volumi pari a 91,0 GWh (-14,6 GWh su giugno), di cui 88,0 GWh relativi al prodotto baseload (-5,6 GWh) e 3,0 GWh al prodotto

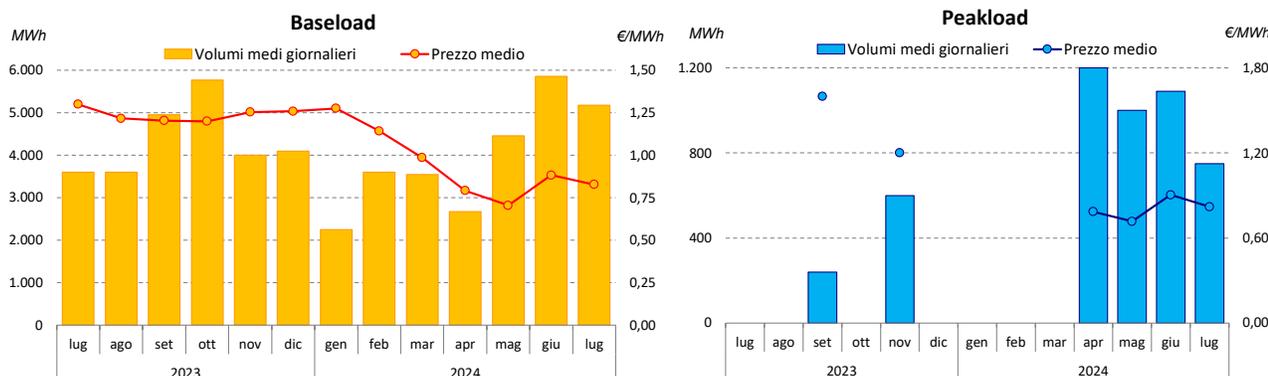
peakload (-9,0 GWh). I prezzi medi risultano in lieve flessione su entrambi i profili, con il baseload a 0,83 €/MWh (-0,06 €/MWh) e il peakload a 0,82 €/MWh (-0,08 €/MWh) (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	50	17/31	0,83	0,70	1,00	88.032	5.178
	(12)	12/31	(1,30)	(1,30)	(1,30)	(43.200)	(3.600)
Peakload	5	4/23	0,82	0,75	0,90	3.000	750
	(-)	0/21	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
<b>Totale</b>	<b>55</b>					<b>91.032</b>	
	(12)					(43.200)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul MTE è stata registrata a fini di clearing una contrattazione bilaterale per 8,8 GWh, relativa al prodotto baseload Anno 2025. Il prodotto Agosto 2024 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di

109,54 €/MWh sul baseload e di 110,45 €/MWh sul peakload. Pertanto, la posizione aperta complessiva a fine mese risulta in crescita a 31,4 GWh (era 28,3 GWh a fine giugno) (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a luglio

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Agosto 2024	109,54	+0,0%	-	-	-	-	-	7	5.208
Settembre 2024	107,16	+0,0%	-	-	-	-	-	7	5.040
Ottobre 2024	107,78	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2024	112,17	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2024	114,68	+0,0%	-	-	-	-	-	7	15.463
I Trimestre 2025	119,19	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2025	99,70	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	109,37	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2025	113,72	+0,0%	-	-	1	1	-	1	8.760
<b>Totale</b>			-	-	1	1			<b>29.263</b>

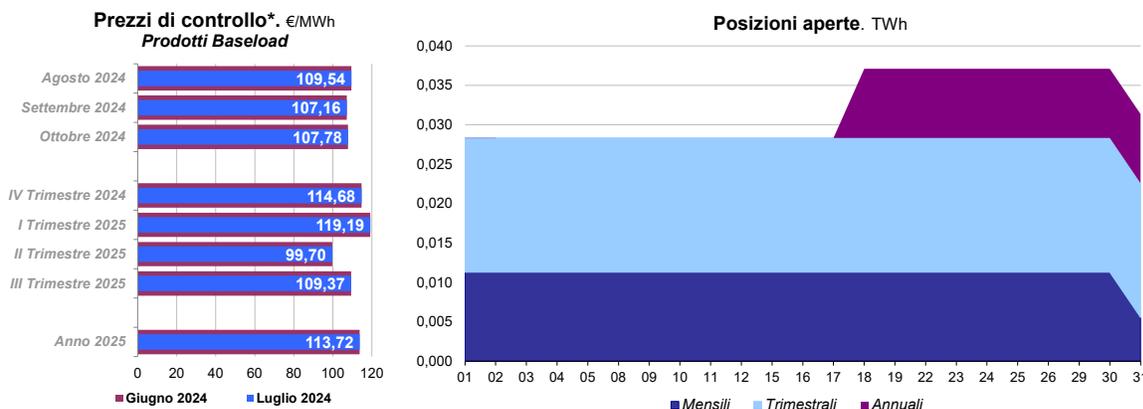
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Agosto 2024	110,45	+0,0%	-	-	-	-	-	2	528
Settembre 2024	103,33	+0,0%	-	-	-	-	-	2	504
Ottobre 2024	114,64	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2024	116,33	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2024	126,39	+0,0%	-	-	-	-	-	2	1.584
I Trimestre 2025	129,04	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2025	105,62	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	117,92	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2025	120,31	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			-	-	-	-			<b>2.088</b>
<b>TOTALE</b>			-	-	1	1			<b>31.351</b>

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

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

Grafico 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

In crescita le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a luglio, pari a 18,9 TWh, con la posizione netta anch'essa in aumento a 12,1 TWh (Tabella 11). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, risulta in debole aumento a 1,56 (Grafico 10). I programmi registrati ammontano a 6,0 TWh nei conti in immissione e a 9,0 TWh in prelievo, con i relativi sbilanciamenti a programma pari rispettivamente a 6,1 TWh e a 3,1 TWh.

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

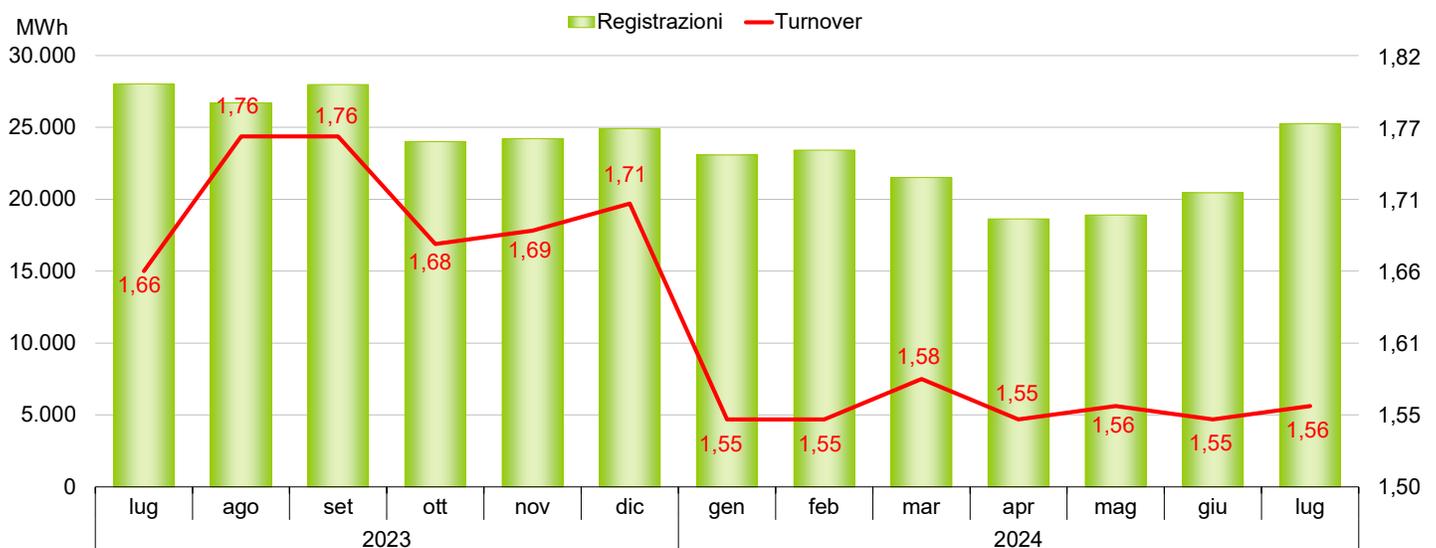
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione		Prelievo		
				MWh	Variazione	MWh	Variazione	
Baseload	2.467.481	+11,2%	13,1%	Richiesti	6.659.179	-17,5%	9.046.897	-3,3%
Off Peak	6.552	+1231,7%	0,0%	Rifiutati	641.694	-38,7%	2.314	+154,4%
Peak	6.924	+1761,3%	0,0%	<b>Registrati</b>	<b>6.017.485</b>	<b>-14,3%</b>	<b>9.044.582</b>	<b>-3,3%</b>
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	2.480.957	+11,7%	13,1%	Sbilanciamenti a programma	6.106.291	+10,2%	3.079.194	-4,2%
Totale Non standard	16.298.344	- 12,5%	86,3%	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.027.097</b>	<b>+30,1%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>18.779.301</b>	<b>- 9,9%</b>	<b>99,5%</b>					
<b>MTE</b>	<b>5.760</b>	<b>- 35,5%</b>	<b>0,0%</b>					
<b>MPEG</b>	<b>91.032</b>	<b>+110,7%</b>	<b>0,5%</b>					
<b>TOTALE PCE</b>	<b>18.876.093</b>	<b>- 9,7%</b>	<b>100,0%</b>					
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>12.123.776</b>	<b>- 3,5%</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 luglio i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.180 milioni di mc (44,2 TWh), in aumento rispetto al mese precedente, ma sui livelli più bassi degli ultimi otto anni per il mese in analisi. Le importazioni si portano complessivamente a 5.060 milioni di mc (53,5 TWh) e la produzione nazionale a 209 milioni di mc (2,2 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, continuano le iniezioni (11,5 TWh), con la giacenza complessiva a fine mese che si mantiene su livelli molto

elevati. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 13,8 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 31%. Gli scambi risultano concentrati nei mercati a contrattazione continua, in particolare sull'orizzonte day-ahead (9,7 TWh e massimo storico). Mediamente a luglio l'IG Index (IGI) si attesta a 35,30 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti, tutte poco sopra i 35 €/MWh.

## IL CONTESTO

A luglio i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.180 milioni di mc (44,2 TWh), in crescita rispetto al mese precedente, ma sui valori più bassi dal 2017 per il mese in analisi. A fronte di una flessione dei consumi rilevata nel settore civile (911 milioni di mc, 9,6 TWh), la dinamica osservata sulla domanda riflette, rispetto a giugno, la crescita dei prelievi nel comparto termoelettrico (2.161 milioni di mc, 22,9 TWh), in corrispondenza anche di un incremento della domanda di energia elettrica e di una minore produzione da fonte rinnovabile, e nel comparto industriale (994 milioni di mc, 10,5 TWh). In calo, invece, le esportazioni e gli altri consumi, a 114 milioni di mc (1,2 TWh). Sul lato delle importazioni (5.060 milioni di mc, 53,5 TWh) aumentano su base mensile sia i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.912 milioni di mc (41,4 TWh), che i flussi tramite

rigassificatori GNL, a 1.148 milioni di mc (12,1 TWh), con una quota sul totale di questi ultimi pari al 23%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra dinamiche rialziste in particolare a Tarvisio (7,8 TWh, 9% del totale, +6 p.p. su giugno) e ai rigassificatori di Piombino (3,1 TWh, 6% del totale, +3 p.p.) e Panigaglia (1,3 TWh, 2% del totale importato, +2 p.p.). In controtendenza i flussi a Passo Gries (5,0 TWh, 9% del totale, -3 p.p. su giugno), e a Mazara (18,3 TWh, 34% del totale, -5 p.p.). Anche questo mese risulta non operativo il terminal di Livorno.

Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (11,5 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 11.811 milioni di mc (124,9 TWh), valore più alto di sempre per luglio.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>5.060</b>	<b>53,5</b>	<b>-3,3%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.729	18,3	-13,5%
Tarvisio	733	7,8	+578,9%
Passo Gries	473	5,0	-26,3%
Gela	66	0,7	-61,2%
Gorizia	8	0	-
Melendugno	903	9,5	+12,1%
Panigaglia (GNL)	123	1,3	-38,3%
Cavarzere (GNL)	731	7,7	-12,4%
Livorno (GNL)	-	0,0	-100,0%
Piombino (GNL)	294	3,1	+186,3%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>209</b>	<b>2,2</b>	<b>-11,1%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>5.269</b>	<b>55,7</b>	<b>-3,7%</b>
<b>Riconsegne rete Snam Rete Gas</b>			
Industriale	4.066	43,0	-1,3%
Termoelettrico	994	10,5	+3,1%
Reti di distribuzione	2.161	22,9	-4,5%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	911	9,6	+2,1%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>4.180</b>	<b>44,2</b>	<b>-5,5%</b>
<b>Iniezioni negli stoccaggi</b>	<b>1.089</b>	<b>11,5</b>	<b>+3,8%</b>
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>5.269</b>	<b>55,7</b>	<b>-3,7%</b>

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

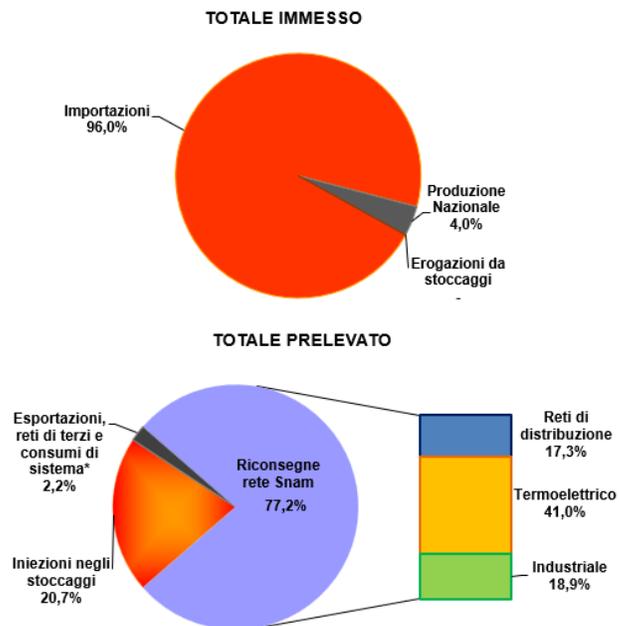
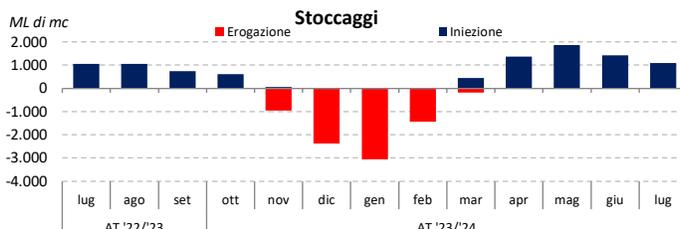
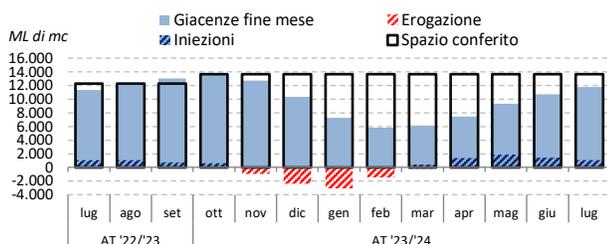


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/07/2024)</b>	<b>11.811</b>	<b>124,9</b>	<b>+3,9%</b>
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	1.089	11,5	+3,8%
<b>Flusso netto</b>	<b>1.089</b>	<b>11,5</b>	<b>+3,8%</b>
Spazio conferito su base annuale	13.664	144,5	+11,3%
Giacenza/Spazio conferito	86,4%		-6,2 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei le quotazioni risultano, dopo quattro rialzi consecutivi, in calo su base mensile, a 35,5 €/MWh al PSV (-1,3 €/MWh) e a 32,2 €/MWh al TTF (-2,1 €/MWh). I due riferimenti presentano un andamento calante nella prima metà di luglio, mostrando

successivamente una lieve crescita che li riporta ai livelli di inizio mese (38 €/MWh al PSV, 34 €/MWh al TTF). Lo spread mensile tra la quotazione italiana e quella olandese si attesta, invece, a 3,3 €/MWh (era 2,5 €/MWh il mese precedente), variando nel mese tra +2,0 €/MWh e +4,4 €/MWh.

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Con riferimento ai prezzi, a giugno l'IG Index si attesta in media a 35,30 €/MWh, in linea con gli sviluppi delle quotazioni registrate sui principali hub europei. Nei singoli mercati a pronti i prezzi, in calo sul mese precedente, risultano tutti poco sopra i 35 €/MWh.

In relazione invece ai volumi, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 13,8 TWh, con una quota sul totale consumato, in lieve calo, ma ancora su livelli molto alti (31%, -1,1 p.p. su giugno).

Rispetto al mese precedente, risultano in significativa crescita gli scambi sull'orizzonte day-ahead (+26%), trainati unicamente dal comparto a negoziazione continua (9,7 TWh e massimo storico), il cui peso sul mercato a pronti sale al 70% (+7 p.p. su giugno). Scendono, invece, i volumi negoziati nel comparto AGS (1,1 TWh), pari all'8% dei volumi totali del MP-GAS (-2 p.p.), di questi 0,9 TWh relativi a movimentazioni di Snam lato acquisto. In flessione

su giugno anche gli scambi a negoziazione continua sull'orizzonte intraday, dove i volumi si portano a 2,7 TWh (-14%), con una quota sul mercato a pronti in calo al 19% (-6 p.p. sul mese precedente). Su tale mercato si riducono sia le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,4 TWh, -30%), anche questo mese tutte in acquisto, che le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (2,2 TWh, -11%). Su tale orizzonte, anche a luglio, non si registrano, invece, scambi nel comparto AGS.

Le quantità scambiate sul MGS si attestano a 0,36 TWh (erano 0,19 TWh il mese precedente), in virtù di un incremento delle contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,24 TWh, mentre risultano in calo le movimentazioni effettuate da Snam (0,12 TWh), dinamica concentrata lato vendita e con finalità di bilanciamento.

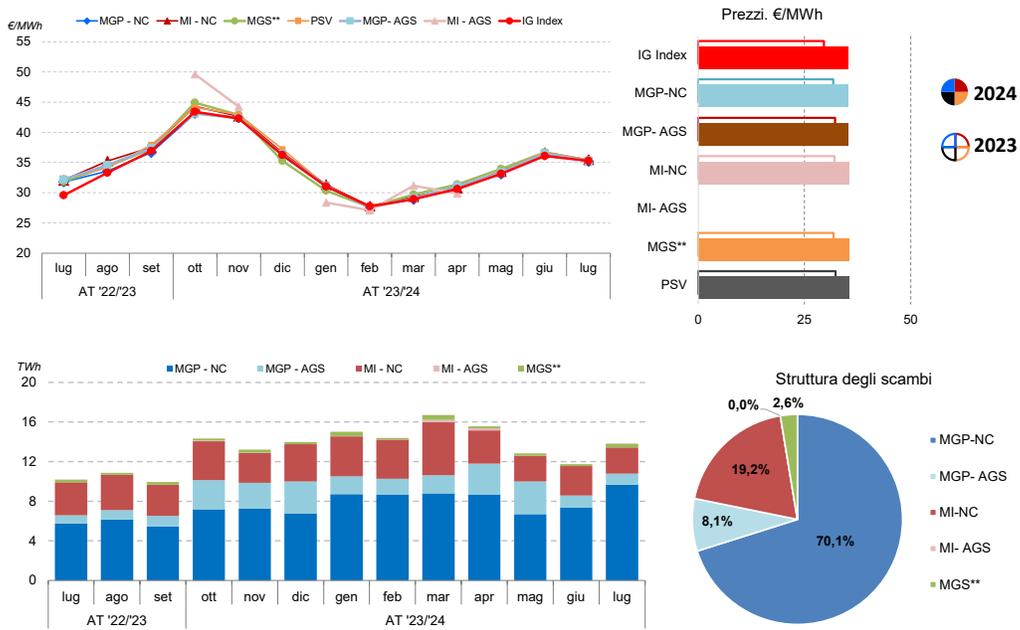
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a luglio non sono stati registrati scambi.

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>	35,30	(29,58)		34,05	37,72		
<b>MP-GAS</b>							
<i>MGP</i>							
<i>Negoziazione continua</i>	35,19	(31,79)	+10,7%	32,30	37,80	9.681.264	(5.741.136) +68,6%
<i>Comparto AGS</i>	35,33	(32,18)	+9,8%	33,50	36,90	1.114.320	(844.896) +31,9%
<i>MI</i>							
<i>Negoziazione continua</i>	35,47	(32,08)	+10,6%	33,50	39,50	2.650.608	(3.320.856) -20,2%
<i>Comparto AGS</i>	-	(-)	+0,0%	-	-	-	(-) -
<b>MGS**</b>	35,34	(31,85)	+10,9%	33,40	38,66	360.053	(270.431) +33,1%
<i>Stogit</i>	35,34	(31,85)	+10,9%	33,40	38,66	360.053	(270.431) +33,1%
<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.

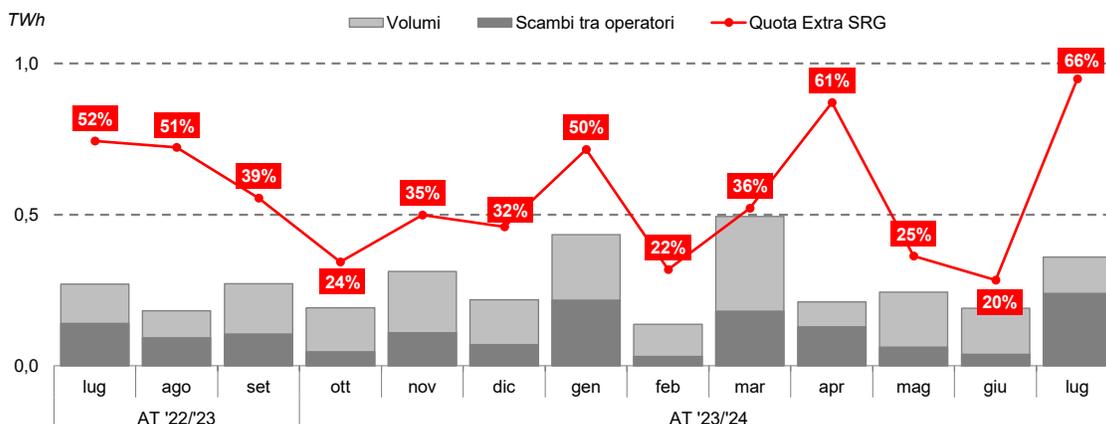
\*\* A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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>360.053</b>	(270.431)	<b>360.053</b>	(270.431)	-	(-)	-	(-)
SRG	84.671	(36.154)	36.313	(93.496)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	84.671	(36.154)	36.313	(93.496)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	275.381	(234.277)	323.740	(176.935)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



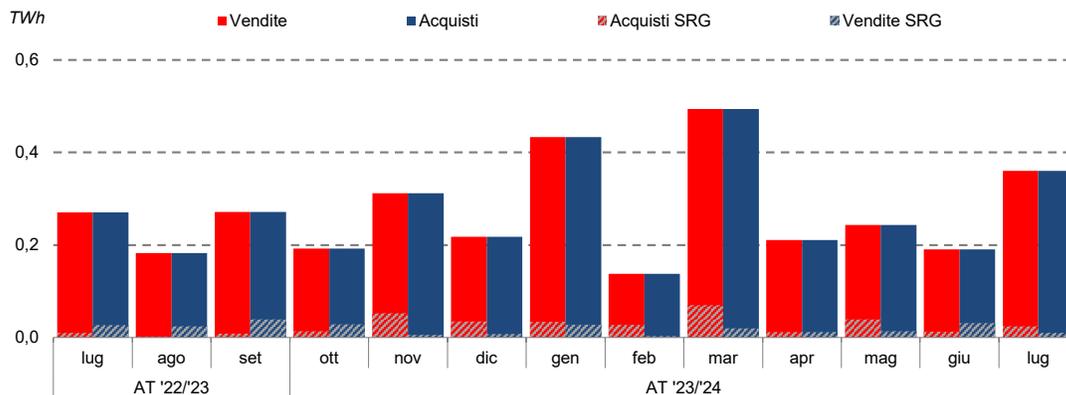


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo €/MWh	Prezzo massimo €/MWh	Prezzo di controllo* €/MWh	Negoziations variazioni %	N. N.	Volumi MWh	Registrazioni N.	Volumi MWh	Volumi MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2024-07	-	-	37,10	3,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2024-08	-	-	32,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-08	-	-	31,98	-16,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-09	-	-	36,29	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-10	-	-	37,84	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-11	-	-	37,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-04	-	-	41,19	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-01	-	-	43,68	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-02	-	-	36,22	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-03	-	-	37,45	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2024/2025	-	-	43,42	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2025	-	-	37,75	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2025	-	-	38,59	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
<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 luglio tornano in aumento mensile le quotazioni di greggio e olio combustibile, mentre si riducono il prezzo del carbone e quello del gas sui principali hub europei. Dinamiche diversificate si

osservano, invece, nelle borse europee sui prezzi dell'elettricità, risultati in crescita in Francia, Spagna e, meno intensamente, in Italia e in calo in Germania e in Scandinavia.

A luglio salgono le quotazioni del Brent (86,89 \$/bbl, +5% su giugno) e dell'olio combustibile (558,38 \$/MT, +4%), mentre restano invariate quelle del gasolio (749,62 \$/MT). In calo, invece, il carbone (117,88 \$/MT, -3%).

Le aspettative espresse per i prossimi mesi dai mercati a termine mostrano quotazioni progressivamente inferiori agli

attuali livelli spot per Brent, olio combustibile e carbone e in rialzo per il gasolio. Il tasso di cambio euro/dollaro risulta in lieve aumento mensile (1,08 €/\$, +1%), con conseguente modesta variazione dell'intensità delle variazioni osservate sui prezzi del greggio e dei combustibili nelle loro conversioni in euro.

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

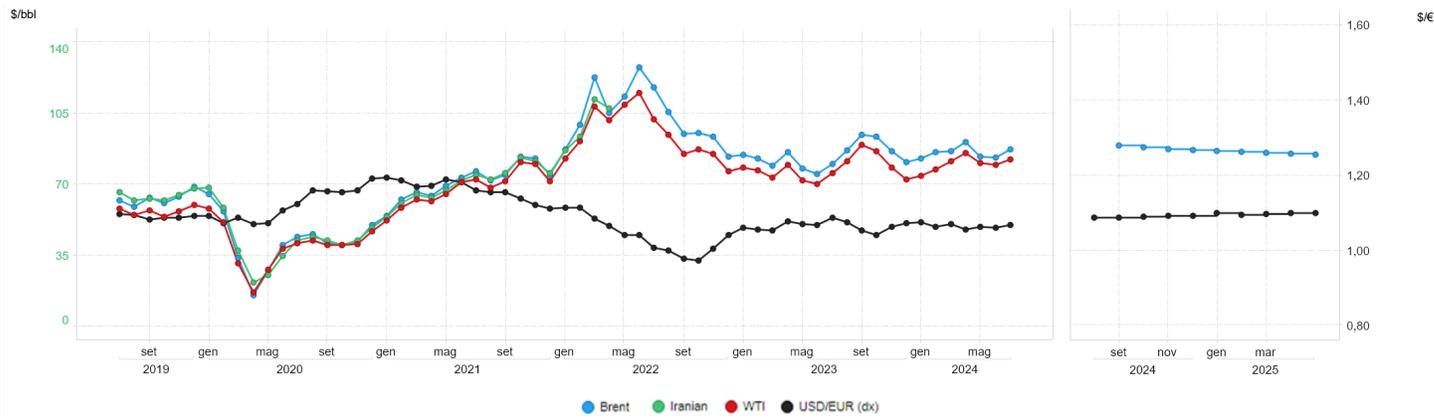
FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/BBL	86,89	5%	9%				83,88	2%	83,03	1%		
Olio Combustibile	USD/MT	558,38	4%	7%	502,75	489,75	2%	485,35	2%	479,88	2%	458,85	1%
Gasolio	USD/MT	749,62	0%	-2%	785,50	767,13	1%	768,17	1%	769,39	1%		
Carbone	USD/MT	117,88	-3%	0%	115,33	117,88	3%	110,50	-6%	116,44	-2%	125,01	-5%

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	80,17	4%	11%				77,13	-	76,24	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	515,21	4%	9%		450,98	-	446,29	-	440,64	-	416,31	-
Gasolio	EUR/MT	691,69	0%	0%		706,28	-	706,24	-	706,36	-		-
Carbone	EUR/MT	108,74	-3%	2%		108,55	-	101,61	-	106,92	-	113,42	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,08	1%	-2%	1,07	1,09	-	1,09	-	1,09	-	1,10	-

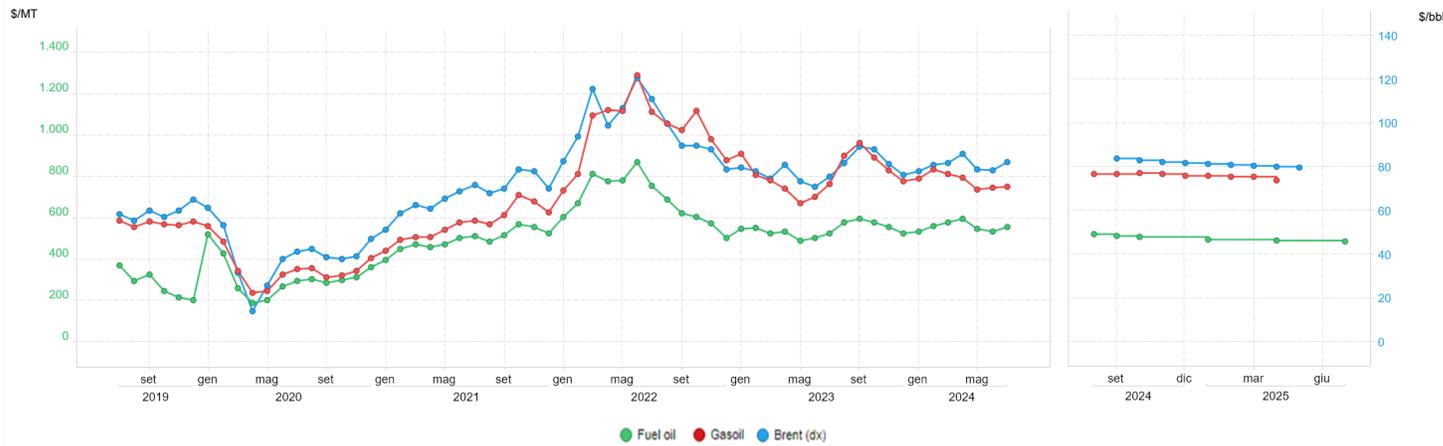
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



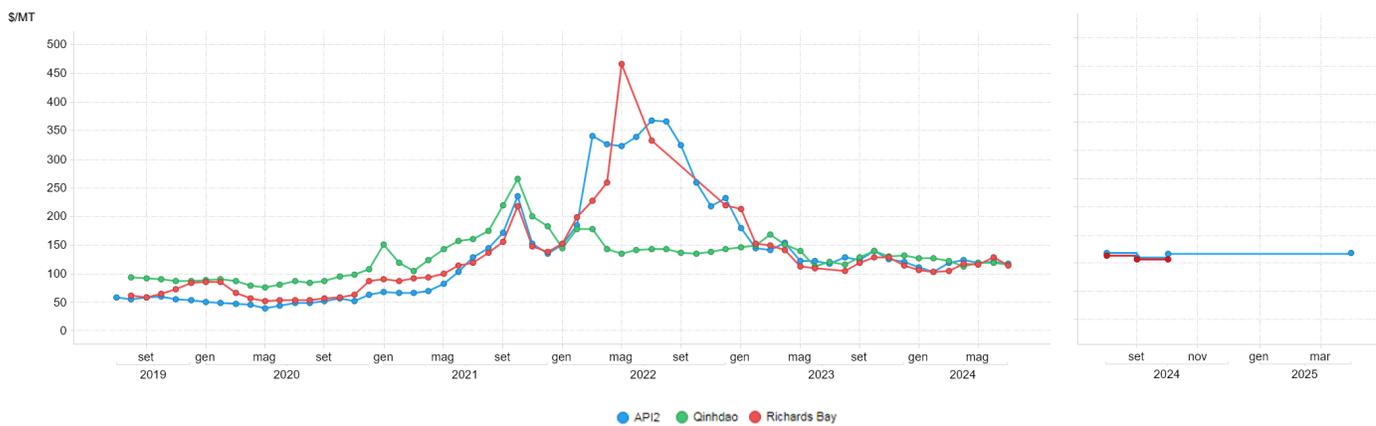
Fonte: LSEG Data & Analytics

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

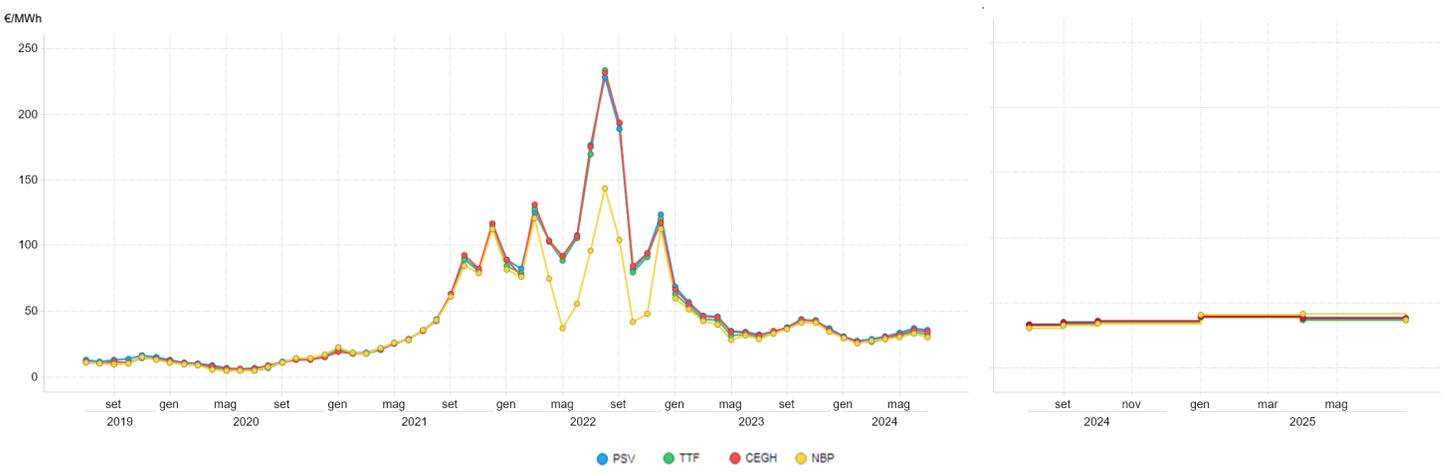
# MERCATI ENERGETICI EUROPA

Pur rimanendo più elevati rispetto alla prima parte dell'anno, tornano in calo mensile i prezzi del gas europei, attestatisi a 35,49 €/MWh al PSV italiano (-3%) e a 32,17 €/MWh al TTF olandese (-6%). Lo spread tra i due riferimenti si posiziona poco sopra i 3 €/MWh come non accadeva da oltre un anno

(3,32 €/MWh, +0,84 €/MWh), con punte fino a 4,4 €/MWh osservate a metà mese. Tale differenziale si assottiglia nelle aspettative future espresse dai mercati a termine che mostrano per l'autunno un fisiologico rialzo dei prezzi della commodity rispetto agli attuali livelli spot.

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	35,49	-3%	10%	36,40	33,36	-6%	35,07	-5%	36,05	-5%	38,60	-1%
TTF	NL	32,17	-6%	7%	34,15	32,36	-7%	33,39	-6%	34,73	-5%	37,26	0%
CEGH	AT	34,17	-5%	8%	35,23	33,46	-6%	34,49	-6%	35,87	-6%	38,86	-1%
NBP	UK	30,39	-8%	5%	32,49	30,41	-9%	32,24	-7%	33,78	-62%		



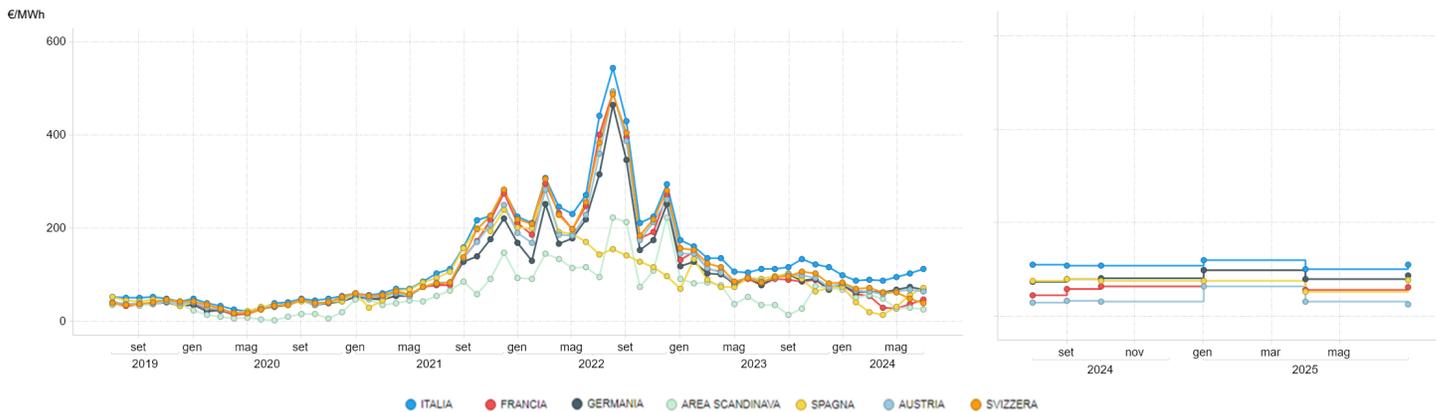
Fonte: LSEG Data & Analytics

In ambito elettrico il Pun italiano si porta al suo massimo annuo (112 €/MWh, +9%), sostenuto anche da acquisti sul mercato MGP ai massimi degli ultimi cinque anni. Incrementi più intensi si registrano in Spagna (72 €/MWh, +29%) e in Francia (47 €/MWh, +25%), mentre in calo risultano le quotazioni in Germania (68 €/

MWh, -7%) e nell'Area Scandinava (24 €/MWh, -18%). I mercati a termine indicano per i prossimi mesi una progressiva riduzione dello spread tra il prezzo elettrico italiano e quello delle altre borse, con il primo atteso in calo rispetto degli attuali spot e gli altri in graduale crescita.

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 (%)
<b>ITALIA</b>	112,32	9%	0%	94,19	109,54	0%	107,16	0%	107,78	0%	113,72	0%
<b>FRANCIA</b>	47,03	25%	-39%	34,32	44,87	0%	57,22	-6%	64,21	-1%	75,29	4%
<b>GERMANIA</b>	67,70	-7%	-13%	86,14	72,64	-7%	79,72	-8%	81,67	-4%	90,39	-2%
<b>AREA SCANDINAVA</b>	24,47	-18%	-30%	25,50	29,29	-13%	32,42	-17%	31,26	-18%	42,01	-8%
<b>SPAGNA</b>	72,31	29%	-20%	75,90	75,05	-3%	78,90	-2%	76,03	0%	70,97	5%
<b>AUSTRIA</b>	63,40	-6%	-25%									
<b>SVIZZERA</b>	38,71	-20%	-53%									



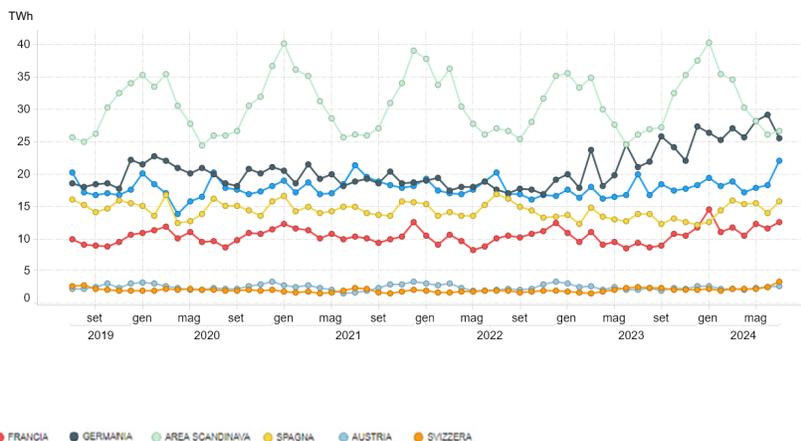
Fonte: LSEG Data & Analytics

Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici a pronti, si osservano rialzi generalizzati su base annua, mentre sull'orizzonte mensile alla crescita dei volumi in Italia (22,1 TWh, +17% su

giugno), Francia (12,6 TWh, +5%) e Spagna (15,8 TWh, +9%) si contrappongono le riduzioni rilevate nell'Area scandinava (26,6 TWh, -1%) e in Germania (25,5 TWh, -15%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
<b>ITALIA</b>	22,11	17%	11%
<b>FRANCIA</b>	12,55	5%	35%
<b>GERMANIA</b>	25,52	-15%	21%
<b>AREA SCANDINAVA</b>	26,63	-1%	2%
<b>SPAGNA</b>	15,82	9%	15%
<b>AUSTRIA</b>	2,72	1%	28%
<b>SVIZZERA</b>	3,41	30%	32%



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

Fonte: LSEG Data & Analytics

N.B.: A seguito dello splitting intercorso tra le zone Germania e Austria sulla borsa EPEX, a partire dal giorno di flusso 01/10/2018 i valori della zona Austria si riferiscono specificatamente agli esiti registrati per la zona "AT" su detta borsa.

<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 luglio, il prezzo medio scende a 246,19 €/tep (-0,6%), mentre gli scambi salgono a 206 mila tep (+74%). Analoghe dinamiche sia in termini di prezzi (-12%) che di volumi (+125%) si osservano sulla piattaforma bilaterale.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2023 il prezzo medio si attesta a 0,54 €/MWh (+43%), inferiore alle quotazioni

bilaterali, queste ultime in crescita a 4,09 €/MWh (+251%). Le Garanzie d'Origine riferite al periodo di produzione 2024, invece, sono state scambiate ad un prezzo medio di 0,98 €/MWh sul MGO e a 1,74 €/MWh sulla PBGO, entrambi in calo. Complessivamente gli scambi ammontano a 104 mila MWh sul mercato organizzato e a 2,1 TWh sulla piattaforma bilaterale. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a luglio non sono stati registrati scambi.

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

Nel secondo mese dell'anno d'obbligo 2024, il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 246,19 €/tep, in calo dello 0,6% rispetto a giugno. In flessione, a 185,14 €/tep, anche la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (-12%), che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a 61 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 10 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 79% (-7 p.p. su giugno). In aumento al 34% (+6 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (243,00-247,45

€/tep). Nelle due sessioni di mercato tenutesi a luglio, i titoli negoziati salgono a 206 mila tep sul MTEE (+74% su giugno), con la liquidità del mercato al 65% (-6 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza di una più intensa crescita delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 109 mila tep (+125%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine luglio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 73.065.826 tep, in aumento di 192.564 tep rispetto a fine giugno. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.856.902 tep, in aumento di 192.564 tep rispetto al mese precedente.

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	246,19	-0,6%	243,00	247,45	205.763	+73,6%	50,66	+72,7%	10.923	+4628,6%	5,3%	+5,1 p.p.	0	-2
Bilaterali	185,14	-11,6%	0,00	250,35	109.210	+125,1%	20,22	+99,0%						
con prezzo >1	235,82	-3,9%	105,83	250,35	85.738	+107,1%	20,22	+99,0%						
Totale	225,02	-4,9%	0,00	250,35	314.973	+88,6%	70,87	+79,4%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

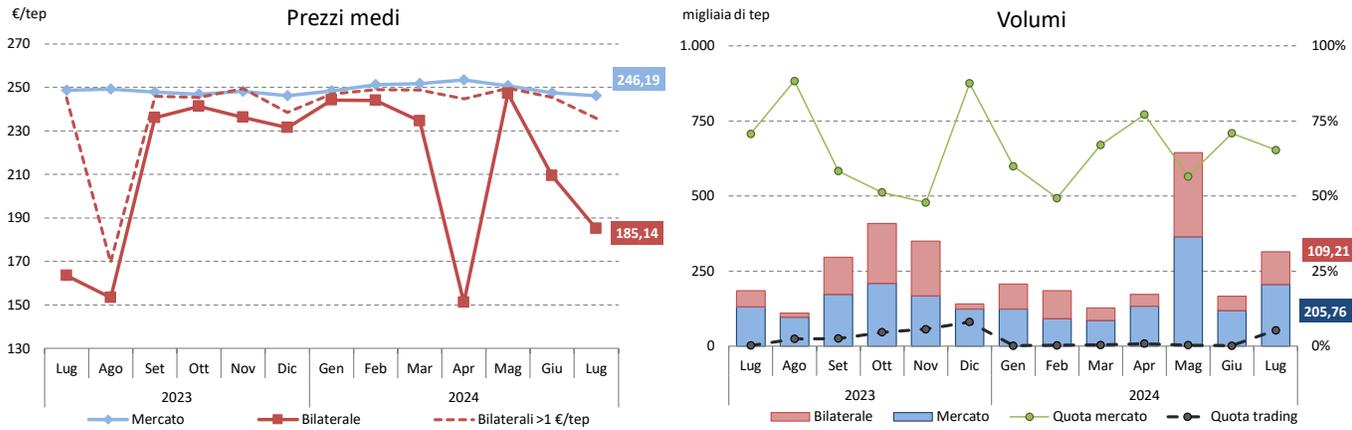


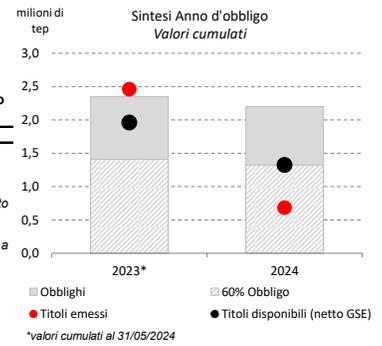
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2023

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
Sessioni N°	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	Volumi >260 €/tep						
4	246,70	324.266	157.735	166.531	244,31	120.828	246,33	3.856.902	73.065.826	2.537.467

\*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.

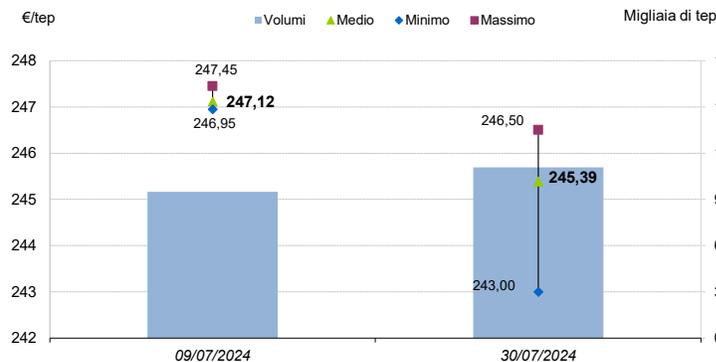


L'analisi delle due sessioni di luglio mostra una riduzione di circa 2 €/tep delle quotazioni medie in corso di mese (da 247,12 €/tep a 245,39 €/tep), con un valore minimo di

scambio pari a 243,00 €/tep registrato nella seduta di fine luglio. Crescono contestualmente, invece i volumi scambiati per sessione, a luglio mediamente pari a 102,9 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



## GARANZIE D'ORIGINE (GO): mercato organizzato (MGO) e contrattazioni bilaterali (PBG0)

A luglio, sul Mercato delle Garanzie di Origine, il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2023, indipendentemente dalla tipologia, aumenta rispetto al mese precedente a 0,54 €/MWh (+43%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale salgono a 4,09 €/MWh (+251%).

Sul MGO le quotazioni delle tre tipologie scambiate si collocano intorno a 0,5 €/MWh, con l'eccezione della tipologia Eolico attestatasi a 0,91 €/MWh. Variano, invece, tra 0,64 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile ed i 4,78 €/MWh della tipologia Solare i prezzi

sulla PBGO. Con riferimento alle Garanzie d'Origine riferite all'anno di produzione 2024, i prezzi medi risultano pari a 0,98 €/MWh sul MGO e a 1,74 €/MWh sulla PBGO. Su quest'ultima piattaforma i prezzi delle diverse tipologie scambiate oscillano tra 0,86 €/MWh della categoria Idroelettrico e 4,60 €/MWh di quella Bio.

A luglio i volumi complessivamente negoziati sul MGO si portano a 104 GWh, di questi 83 GWh riferiti all'anno di produzione 2024 (80% del totale), mentre risultano pari a 2,1 TWh gli scambi bilaterali, con il 75% relativo all'anno 2024 (1,6 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>0,54</b>	<b>+43,3%</b>	<b>0,45</b>	<b>0,91</b>	<b>20.742</b>	<b>-82,0%</b>	<b>11.197</b>	<b>-74,1%</b>
Settore Elettrico	0,54	+12,9%	0,45	0,91	20.742	-72,8%	11.197	-69,3%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Bilaterali</b>	<b>4,09</b>	<b>+250,6%</b>	<b>0,00</b>	<b>8,75</b>	<b>529.665</b>	<b>+44,7%</b>	<b>2.165.761</b>	<b>+407,5%</b>
Settore Elettrico	4,35	+52,9%	0,00	8,75	492.442	+228,5%	2.142.110	+402,4%
Settore Gas	0,64	+30790,4%	0,04	0,80	37.223	-82,8%	23.650	+5221,7%
con prezzo >0	4,11	+52,3%	0,04	8,75	527.438	+233,3%	2.165.761	+407,5%

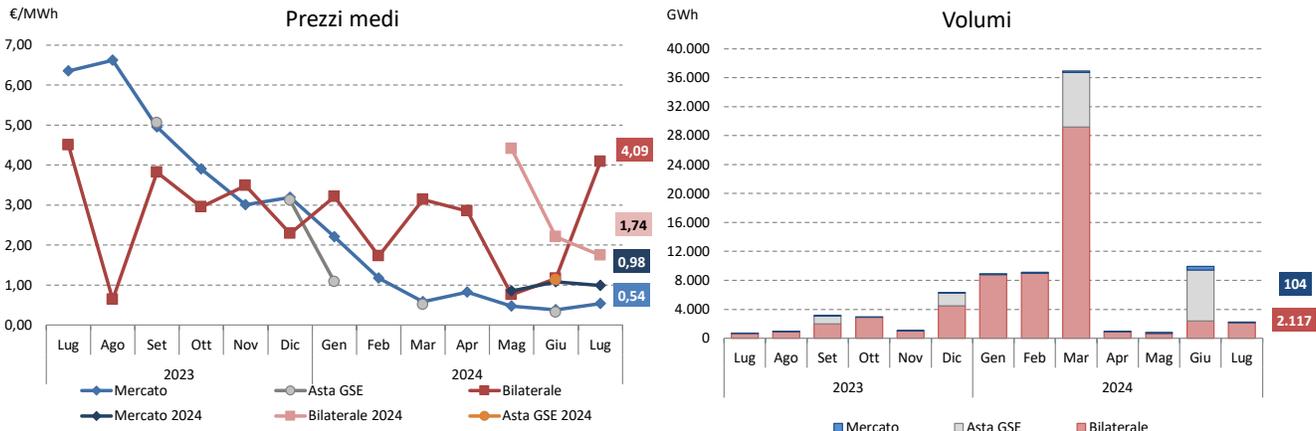
Tabella 4: GO Anno di produzione 2024, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
<b>Mercato</b>	<b>0,98</b>	<b>-8,8%</b>	<b>0,55</b>	<b>1,00</b>	<b>82.990</b>	<b>-78,0%</b>	<b>81.728</b>	<b>-79,9%</b>
Settore Elettrico	0,98	-8,8%	0,55	1,00	82.990	-78,0%	81.728	-79,9%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Bilaterali</b>	<b>1,74</b>	<b>-21,1%</b>	<b>0,00</b>	<b>8,00</b>	<b>1.587.794</b>	<b>-22,1%</b>	<b>2.764.959</b>	<b>-38,5%</b>
Settore Elettrico	1,75	-20,9%	0,00	8,00	1.576.942	-22,6%	2.752.595	-38,8%
Settore Gas	1	-	0	1	10.852	-	12.365	-
con prezzo >0	1,76	-20,6%	0,01	8,00	1.574.278	-22,5%	2.764.959	-38,5%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 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 (44%). La struttura degli

scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2024 evidenzia un'analogia distribuzione, con una predominanza della tipologia Idroelettrico sul MGO (45%) e nella contrattazione bilaterale (53%) e Solare nelle aste di assegnazione del GSE (47%).

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

Fonte: dati GME

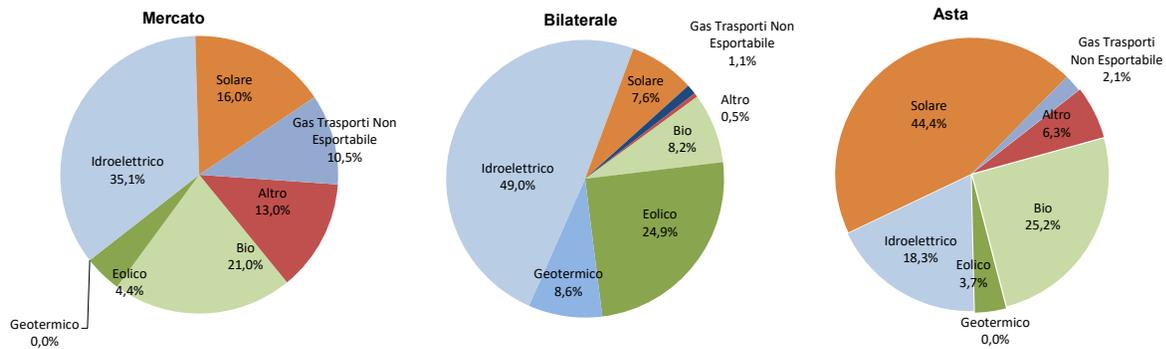
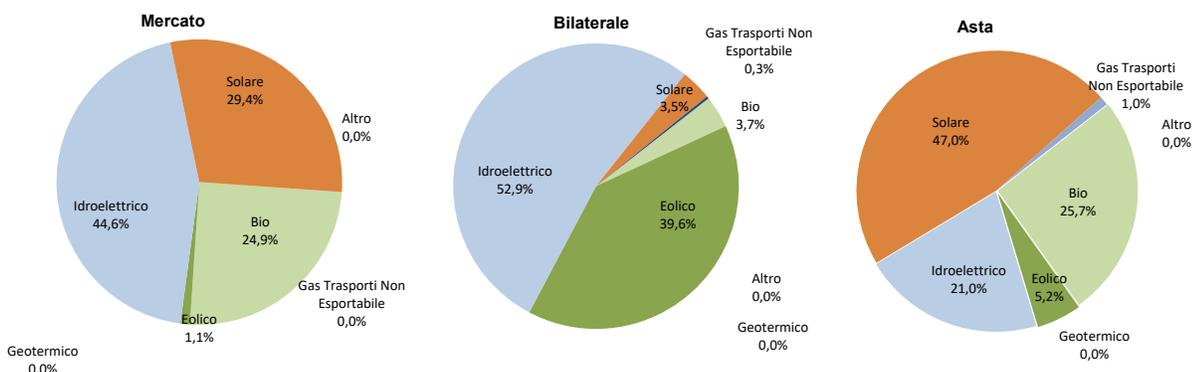


Figura 5: GO Anno di produzione 2024, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME



# MATERIE PRIME DELLA TRANSIZIONE E SICUREZZA ENERGETICA

Chiara Proietti Silvestri - RIE

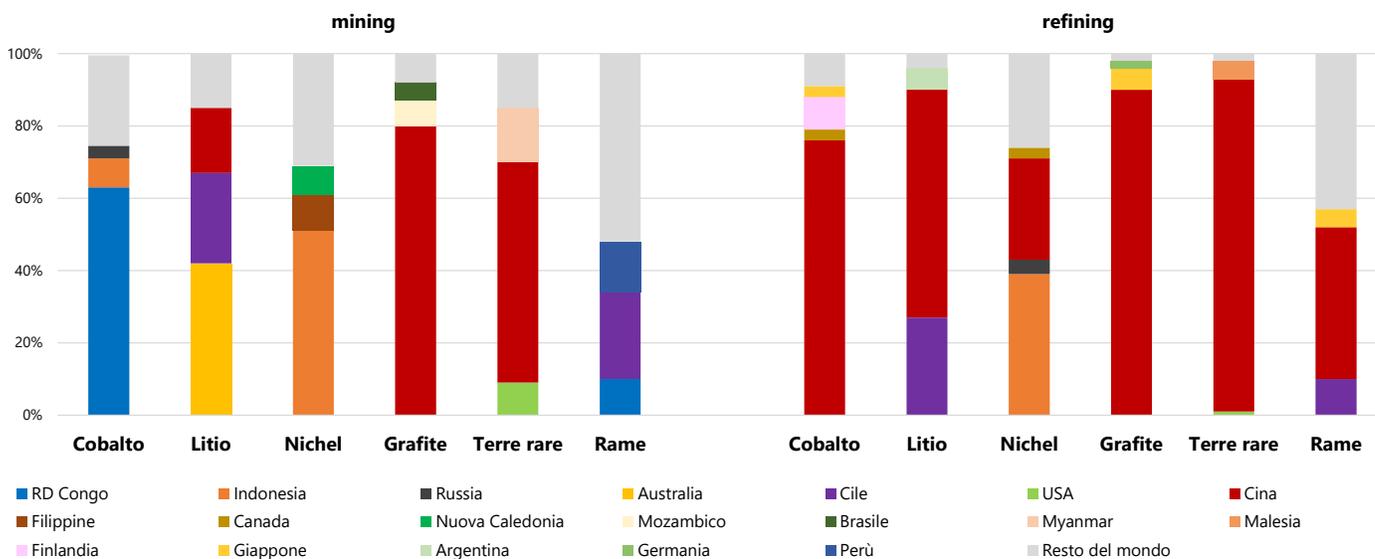
(continua dalla prima)

Tale calo è ascrivibile ad un forte aumento dell'offerta conseguente a più fattori: crescita produttiva, eccedenza di scorte e una correzione degli aumenti di prezzo eccessivi avuti nel biennio precedente. Tutto ciò ha prodotto una pressione al ribasso sulle quotazioni, nonostante una domanda in costante crescita sostenuta anche da un ventaglio sempre più ampio di tecnologie che ne fanno uso.

Lato offerta, l'aumento della produzione globale non è andato di pari passo con la sua diversificazione sia nella fase di estrazione che in quella del processamento. Il nichel, in

particolare, è il minerale che evidenzia l'aumento maggiore nella concentrazione geografica delle miniere, con l'Indonesia<sup>4</sup> che negli ultimi tre anni ha aumentato la sua quota dal 34% al 52% nel mining e dal 23% al 37% nel refining. La Cina domina il mercato del downstream a livello mondiale; non solo, è responsabile dell'80% della produzione di grafite e del 60% delle terre rare. Nella filiera dell'e-mobility, inoltre, la Cina ha un ruolo chiave nella componentistica, dominando la produzione di celle per batteria, catodi e anodi a livello globale e produce anche i due terzi dei veicoli elettrici del mondo.

Fig. 1 – Distribuzione di una selezione di materie prime della transizione per paese



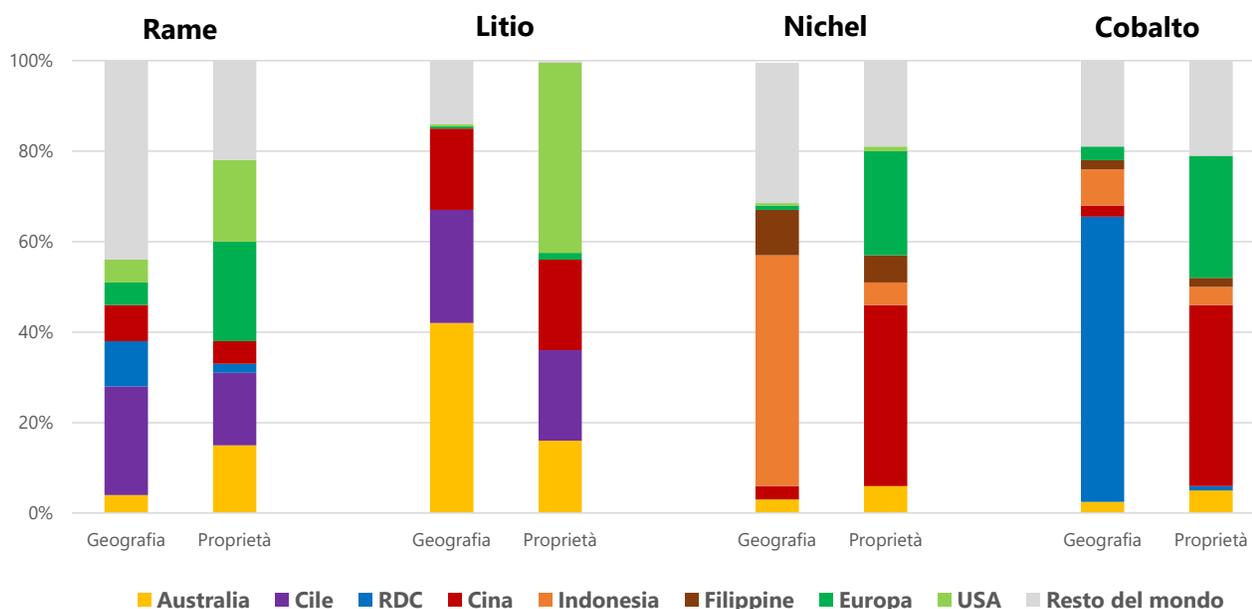
Nota: nel grafico, sono visibili i primi tre paesi per produzione e raffinazione a livello mondiale.

Fonte: Elaborazioni su dati IEA 2024

Per un quadro completo, è interessante verificare come cambia la distribuzione delle risorse attraverso la lente della proprietà degli asset. Il quadro appare diverso per quanto riguarda il ruolo di UE e USA che risulta più attivo rispetto a

quello che emerge dalla distribuzione geografica. Compagnie europee hanno acquisito quote rilevanti nella produzione di rame, nichel e cobalto; similmente, quelle statunitensi stanno dominando il mercato del litio.

Fig. 2 – Distribuzione proprietaria vs quella geografica delle materie prime della transizione



Fonte: Elaborazioni su dati IEA 2024

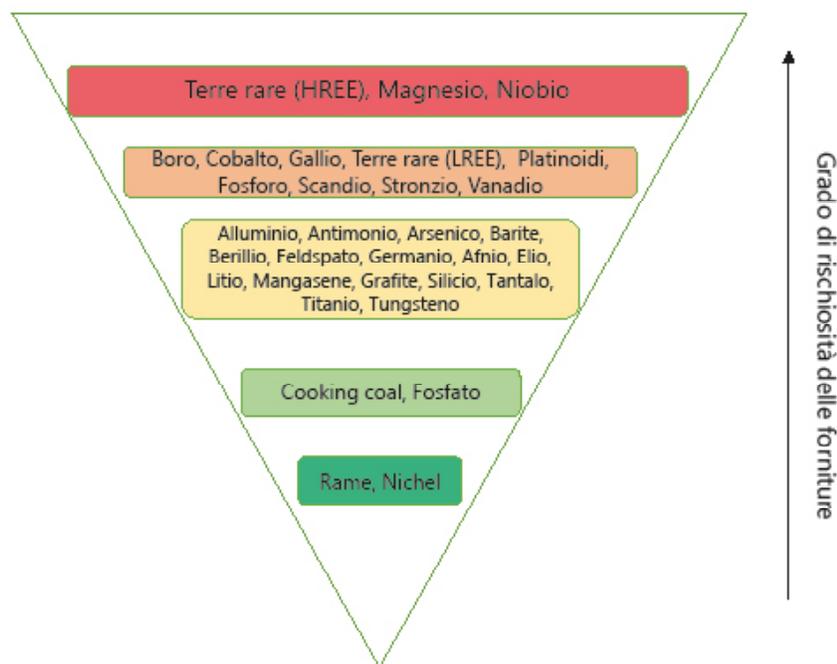
Tuttavia, come vediamo dal grafico, il primato della Cina si conferma anche sotto questa lente, con compagnie cinesi che acquistano terreno in quelle produzioni come nichel e cobalto dove la Cina è scarsamente presente in termini di distribuzione geografica. La Strategia della Cina è, infatti, quella di investire nella filiera estrattiva sia a livello domestico che internazionale per entrare anche in mercati dove conta minori risorse. Nel solo 2023, gli investimenti cinesi nel settore dell'estrazione dei metalli all'interno della Belt and Road Initiative hanno raggiunto i 19,4 miliardi di dollari, il livello più alto degli ultimi dieci anni<sup>5</sup>. Questa scarsa diversificazione rende le catene di approvvigionamento più vulnerabili alle interruzioni nel caso in cui i maggiori produttori dovessero essere colpiti da problematiche di vario genere come conflitti, controversie commerciali, proteste interne, condizioni metereologiche estreme. Questa monopolizzazione delle forniture, con la Cina a dominare gran parte delle filiere solleva quesiti di non poco conto a livello politico ed economico, specialmente con una domanda di materiali critici in costante espansione. La stessa IEA mette in guardia da possibili squilibri tra domanda e offerta, ritenendo che la condizione odierna di un mercato ben fornito potrebbe non essere confermata per il futuro. In questo contesto, il calo attuale dei prezzi – che

ha interrotto un biennio di forte aumento dei prezzi e il rischio di “Greenflation<sup>6</sup>” – può divenire un’arma a doppio taglio, se dovesse reiterarsi nel tempo. Da una parte, rappresenta un vantaggio per i consumatori e per l’accessibilità economica delle tecnologie verdi – i prezzi per le batterie si sono ridotti del 14% nel 2023 – dall’altra, può divenire uno svantaggio in termini di attrazione degli investimenti futuri. Nel solo 2023, il volume d’affari si è contratto del 10% a 325 miliardi di dollari; se i prezzi fossero rimasti ai livelli dell’anno precedente il valore avrebbe registrato un aumento del 20%<sup>7</sup>.

### Come si muove la politica europea

Lo scorso anno, la Commissione Europea ha aggiornato nuovamente la lista delle materie prime considerate critiche dall’UE, portando il totale a 34 rispetto ai 30 elementi dell’ultimo aggiornamento avvenuto nel 2020<sup>8</sup>. Quasi la totalità di questi trova impiego nelle tecnologie della transizione energetica (batterie elettriche, pannelli solari, pale eoliche), ma sono anche alla base di altre catene del valore come l’industria della robotica, ICT, droni, stampanti 3D. L’intero settore del digitale non potrebbe esistere senza l’apporto di importanti risorse minerarie, il che evidenzia la loro strategicità per la politica economica, di difesa, energetica, industriale e ambientale di ogni singolo Stato.

Fig. 3 – Lista UE delle materie prime “critiche” per grado di rischio delle forniture<sup>9</sup>



Fonte: Elaborazioni RIE su dati della Commissione Europea 2023

La strategicità delle materie prime della transizione richiede sforzi maggiori verso un miglior posizionamento dell'Europa lungo tutta la catena del valore.

La politica europea punta, da un lato, ad aumentare la capacità di estrazione e lavorazione sul territorio europeo – in questo ambito, l'Europa è quasi totalmente dipendente dalle importazioni – dall'altro a diversificare i partner commerciali per ridurre la dipendenza da Cina e paesi politicamente instabili.

A tal fine, è stato approvato a fine 2023 il Critical Raw Materials Act, un pacchetto di misure che ha l'obiettivo principale di garantire un approvvigionamento “sicuro, diversificato e sostenibile” delle materie prime critiche, con una attenzione a ridurre le esternalità negative sull'ambiente lungo la catena del valore e a promuoverne il riciclo. Qui di seguito i principali obiettivi al 2030:

- Aumentare l'utilizzo delle risorse interne, arrivando ad estrarre il 10% delle materie prime critiche consumate annualmente in UE (obiettivo dipendente dall'effettiva disponibilità di risorse geologiche);
- aumentare la capacità di trasformazione dell'Unione arrivando a coprire almeno il 40% del consumo annuo di materie prime strategiche raffinate in Europa;
- aumentare la capacità di riciclo, puntando a raggiungere il 25% del consumo annuo di materie prime critiche (target aumentato dal 15% iniziale);
- non dipendere per oltre il 65% da un unico paese per la fornitura di ogni singola materia prima strategica, con

eccezioni previste per i Paesi con i quali l'UE siglerà dei partenariati strategici.

Il Critical Raw Materials Act stabilisce, inoltre, delle norme per garantire tempi rapidi e certi per i progetti minerari: al massimo 27 mesi per l'autorizzazione e l'apertura delle miniere e 15 mesi per la realizzazione di progetti per la raffinazione e il riciclaggio. Ad oggi, infatti, la realizzazione di gran parte delle nuove miniere pianificate in Europa è stata rallentata da mancanza di accettazione locale, incertezze tecniche o problemi di autorizzazione.

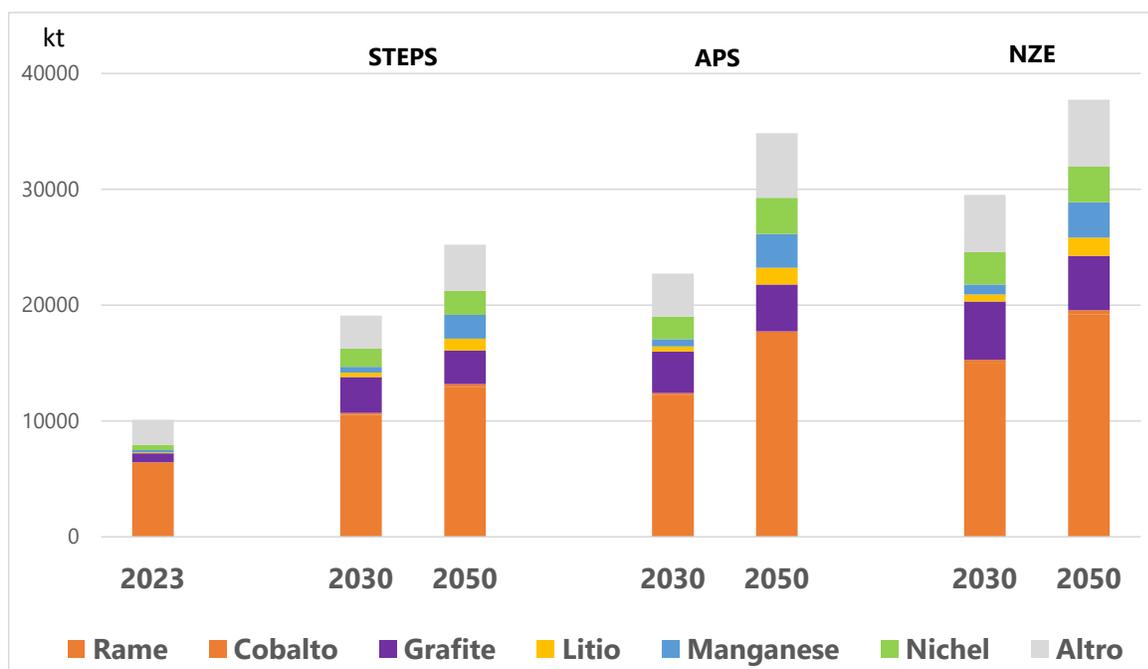
Resta il fatto che, in termini di disponibilità geologica, le maggiori riserve di minerali e metalli della transizione si trovano in via di sviluppo dove non sono presenti le stesse normative stringenti a livello di tutela dei lavoratori e del territorio che troviamo in Europa. Secondo una valutazione del rischio della IEA, le attività di estrazione della maggior parte dei minerali sono esposte ad elevati rischi ambientali, sociali e di governance che vanno dal lavoro minorile e abuso dei diritti umani, al consumo eccessivo di acqua in paesi a stress idrico, al rischio geopolitico e di approvvigionamento causato dall'instabilità politica fino alle emissioni di CO<sub>2</sub> legate alle operazioni di raffinazione in paesi con reti elettriche basate sul carbone. Il progressivo venire meno delle fonti fossili e l'avanzare delle rinnovabili ci impone, quindi, nuove sfide da affrontare, specie in riferimento la sostenibilità dell'intera filiera dei minerali e metalli strategici su cui si gioca la partita più importante per una transizione energetica effettivamente “green”.

**Le prospettive future e le sfide da affrontare**

Se consideriamo il progredire dei processi di elettrificazione nei diversi settori d'uso (trasporti, residenziale, industria) sia a livello europeo che internazionale risulta evidente come avremo sempre più bisogno dei materiali che compongono le batterie. Le proiezioni della IEA confermano tutto ciò, mostrando una domanda in rapida crescita delle materie prime critiche che raddoppia al 2030 in uno scenario che riflette le attuali politiche, lo Stated Policies Scenario (STEPS), accelerando i ritmi di crescita negli scenari allineati agli obiettivi climatici più ambiziosi, l'Announced

Pledges Scenario (APS) e, l'ancor più sfidante, il Net Zero Emissions (NZE). La domanda di litio registra la crescita più rapida, a seguito della crescente richiesta di batterie per veicoli elettrici. In termini di volume della produzione, il rame – fondamentale per l'elettrificazione dei sistemi energetici – è quello che registra l'aumento maggiore. La forte crescita della domanda determinerà un notevole aumento del valore complessivo dei mercati dei minerali critici, previsto più che raddoppiare negli scenari APS e NZE fino a raggiungere i 770 miliardi di dollari entro il 2040.

Fig. 4 – Scenari della domanda di materie prime della transizione



Fonte: Elaborazioni su dati IEA 2024

Da qui al 2030, circa il 70-75% della crescita prevista dell'offerta di litio, nichel, cobalto e terre rare raffinate proverrà dai tre principali produttori attuali. Per quanto riguarda la grafite per batterie, quasi il 95% della crescita proverrà dalla Cina. Si confermano quindi gli elevati livelli di concentrazione della produzione che rappresentano un rischio per la velocità delle transizioni energetiche e per i futuri equilibri tra domanda e offerta.

Di fronte a tali sfide, anche il G7 ha cercato di rispondere all'esigenza di diversificare la supply chain e migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti. Nel 2023, il G7 riunitosi al vertice sul clima di Sapporo in Giappone ha prodotto un Piano in 5 punti per migliorare gli aspetti di sicurezza legati allo sviluppo dei minerali critici. Il piano prevede una collaborazione sempre più stretta con l'International Energy

Agency (IEA) per avere scenari aggiornati a medio-lungo termine sul mercato delle materie prime critiche a supporto dei decisori; un'azione coordinata per favorire l'adozione di standard ambientali e la tracciabilità dei materiali lungo tutta la filiera, supportando iniziative già in essere, come la Minerals Security Partnership, la Sustainable Critical Minerals Alliance e il club sulle materie prime proposto dalla Commissione europea; rafforzare le capacità di riuso e recupero, in particolare dai prodotti a fine vita dell'elettronica e in seguito di batterie e auto elettriche; investire sull'innovazione e la condivisione di best practices, informazioni e tecnologie che possano mitigare la criticità delle materie prime; infine, accogliendo una proposta IEA, preparare piani di contingenza in caso di interruzione delle forniture<sup>10</sup>.

L'accordo del G7 è sicuramente un importante passo nella direzione di una politica sulle forniture coordinata, dal momento che la mancanza di una supply chain resiliente e sostenibile rappresenta un rischio cruciale per il successo della transizione energetica basata sulle rinnovabili. Questo è tanto vero in un contesto come quello attuale caratterizzato da sempre più frequenti restrizioni

al commercio o tasse sulle esportazioni da parte di alcuni stati produttori, a volte anche in contrasto con le norme WTO<sup>11</sup>. L'utilizzo delle risorse o delle tecnologie come arma geopolitica, facendo anche ricorso ad un certo tecnonazionalismo, è quindi un rischio concreto e un ulteriore elemento di sfida alla transizione energetica che non può essere ignorato.

<sup>1</sup> I metalli si trovano in natura sotto forma di minerali, i quali a loro volta sono presenti nelle rocce e nei depositi naturali. I minerali si distinguono in metalliferi (da cui si può ricavare uno o più metalli) e non metalliferi e sono fondamentali nei processi e nelle applicazioni tecniche in campo industriale;

<sup>2</sup> Solo per citare alcuni esempi, una tipica auto elettrica richiede sei volte l'apporto di risorse minerarie di un'auto convenzionale, mentre un impianto eolico onshore richiede nove volte l'apporto di risorse minerarie di uno a gas. Particolarmente evidente è il caso di un metallo come il rame, che viene utilizzato nella realizzazione delle automobili: per un veicolo a motore termico occorrono circa 20 kg di rame, che raddoppiano nel caso di un veicolo ibrido fino a quadruplicare per un veicolo elettrico. Wood Mackenzie, Copper: Powering up the electric vehicle, Agosto 2019;

<sup>3</sup> Il rame, invece, è rimasto sostanzialmente stabile. IEA, Global Critical Minerals Outlook 2024, Maggio 2024;

<sup>4</sup> La quota dell'Indonesia nell'estrazione di nichel è aumentata dal 34% al 52% tra il 2020 e il 2023, mentre la sua quota del refining è aumentata dal 23% al 37%;

<sup>5</sup> Christoph Nedopil, China Belt and Road Initiative (BRI) Investment Report 2023, Griffith Asia Institute, Febbraio 2024;

<sup>6</sup> A new age of energy inflation: climateflation, fossilflation and greenflation, Speech by Isabel Schnabel, Member of the Executive Board of the ECB, at a panel on "Monetary Policy and Climate Change" at The ECB and its Watchers XXII Conference. 17 marzo 2022;

<sup>7</sup> IEA, cit. 2024,

<sup>8</sup> Commissione Europea, Study on the critical raw materials for the EU, 2023;

<sup>9</sup> Il grafico è stato costruito prendendo a riferimento l'indice di supply risk dell'ultimo "Study on the critical raw materials for the EU" 2023. Da 0 a 0,5= molto basso; da 0,6 a 1=basso; da 1,1 a 2=moderato; da 2,1 a 4=alto; >4,1=molto alto;

<sup>10</sup> Comunicato del G7 di Sapporo, Five-Point Plan for Critical Minerals Security, Aprile 2023; Prima Cerai A., I 5 punti del G7 per svincolarsi da Pechino sulle materie prime, 18 aprile 2023, Formiche.net;

<sup>11</sup> Secondo l'ultimo rapporto della IEA, il 2023 ha visto una proliferazione di questo tipo di interventi, anche da parte della Cina che punta a restringere e controllare le esportazioni di gallio, germanio, grafiche e tecnologie per il processamento delle terre rare. Anche l'Indonesia ha implementato questo tipo di azioni sul nichel nel 2020, sollevando le proteste dell'UE in seno al WTO, e ha reiterato le restrizioni nel 2023 sulla bauxite e a partire da giugno 2024 sul rame. Sempre nel 2023, la Namibia e lo Zimbabwe hanno lanciato un divieto all'esportazione di litio. IEA, cit. 2024.

# Novità normative di settore

a cura del GME

## MERCATI ENERGIA - REMIT

**Comunicati del GME | “Mercati dell'energia elettrica, del gas naturale e della piattaforma di negoziazione per lo scambio di gas naturale – modifica delle Regole ai sensi del Regolamento (UE) n. 2024/1106 in tema di attività di Data Reporting. Comunicazione di prossimo avvio”, “Piattaforma PDR - Modifiche al contratto di Data Reporting per i servizi offerti sulla piattaforma” e “Mercati dell'energia elettrica, del gas naturale e della piattaforma di negoziazione per lo scambio di gas naturale – accesso alla piattaforma Organized Market Place Reporting (OMPR)” | pubblicati, rispettivamente in data 8, 8 e 24 luglio 2024 | Download <https://gme.mercatoelettrico.org>**

Con il Regolamento (UE) 2024/1106, come noto, il Parlamento europeo e il Consiglio hanno modificato i regolamenti (UE) n. 1227/2011 e (UE) 2019/942 in tema di miglioramento della protezione dell'Unione dalla manipolazione del mercato nel mercato dell'energia all'ingrosso (nel seguito: Regolamento Remit).

In particolare, con riferimento all'attività di data reporting, il Regolamento Remit ha ridistribuito, tra le parti coinvolte nel processo, compiti e responsabilità riducendo gli obblighi di segnalazione in capo ai market participants e ampliando, invece, quelli in capo ai mercati organizzati (nel seguito: OMP) fra i quali rientra il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME).

Facendo seguito a quanto sopra richiamato, con il primo dei tre comunicati in oggetto il GME ha reso noto che - a partire dal 1° ottobre 2024 - effettuerà il servizio di data reporting verso ACER per tutti gli operatori iscritti ai mercati dallo stesso gestiti e rientranti nell'ambito di applicazione della normativa (segnatamente, allo stato, MPE, MTE, MP-GAS, MT-GAS e P-GAS, nel seguito Mercati Remit).

Al fine di adempiere ai nuovi obblighi normativi, il GME procederà a modificare i testi regolatori disciplinanti i Mercati Remit (i.e. Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico, Disciplina del Mercato del Gas Naturale e Regolamento della Piattaforma di Negoziazione per l'offerta di Gas Naturale) per consentire la comunicazione - da parte del GME ad ACER, per conto di ciascun operatore - dei dati sulle operazioni nel mercato dell'energia all'ingrosso, compresi gli ordini di compravendita, che sono effettuati, conclusi o eseguiti sui Mercati Remit. Tali modifiche ai testi regolatori avranno efficacia, come detto, a partire dal 1° ottobre 2024.

Al riguardo, il GME ha altresì rappresentato che per effettuare la trasmissione delle informazioni rilevanti ad ACER, metterà a disposizione una apposita piattaforma informatica denominata Organized Market Place Reporting (nel seguito:

OMPR). Tale piattaforma consentirà, inter alia, agli operatori abilitati di verificare i dati di propria pertinenza trasmessi dal GME ad ACER in esecuzione degli obblighi di data reporting, nonché di accedere e scaricare le relative ricevute elettroniche di ritorno associate agli invii effettuati dal GME. Nel comunicato si illustrano inoltre tutti gli adempimenti che gli operatori devono effettuare entro il 1° ottobre al fine di permettere al GME di trasmettere, da quella data, i suddetti dati ad ACER, per conto degli operatori stessi.

Con il secondo dei comunicati, il GME ha reso noto che, alla luce delle novità introdotte dal Regolamento Remit con riferimento alle attività di data reporting verso ACER, adeguerà i servizi precedentemente offerti in qualità di Registered Reporting Mechanism (RRM) mediante la Piattaforma di Data Reporting (nel seguito: PDR).

In particolare, il GME effettuerà, nei confronti degli operatori della PDR, una modifica unilaterale del contratto di adesione (i.e. Contratti di servizio di Data Reporting) volta a circoscrivere l'ambito di tale contratto unicamente al servizio di Upload Dati Esterni - attraverso il quale gli operatori della PDR potranno continuare ad adempiere ai loro obblighi Remit in relazione ai dati e alle transazioni concluse al di fuori dei mercati organizzati dal GME - e ad eliminare dal contratto i servizi di Data Reporting e Download.

Il GME specifica inoltre che le predette modifiche al contratto PDR avranno efficacia dal 1° ottobre 2024, data a partire dalla quale i servizi di Data Reporting e Download verranno gestiti nell'ambito della nuova piattaforma OMPR, fermo restando il regolare espletamento di tali servizi sulla piattaforma PDR fino al giorno 30 settembre 2024.

A completamento, il GME segnala altresì che tutti i contratti di servizio di Data Reporting stipulati unicamente per i servizi di Data Reporting e/o Download, e non anche per il servizio di Upload Dati Esterni, si intenderanno automaticamente risolti a far data dal 1° ottobre 2024.

Con il terzo dei comunicati in oggetto, il GME ha reso noto che a partire dal 24 luglio u.s. è stata resa disponibile la piattaforma OMPR, rinnovando l'invito agli operatori dei Mercati Remit a procedere, entro il 30 settembre 2024, con le attività specificate nel comunicato dell'8 luglio 2024.

## MERCATO ELETTRICO

**Documento per la consultazione TERNA S.p.A. | “AVVISO CONSULTAZIONE CODICE DI RETE – SECONDA CONSULTAZIONE TIDE” | pubblicato il 16 luglio 2024 | Download <https://www.terna.it>**

Con il documento per la consultazione in oggetto, TERNA S.p.A. ha pubblicato un secondo pacchetto di proposte di

aggiornamento del Codice di Rete<sup>1</sup> volte a recepire le novità introdotte dal Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE - Allegato A alla Delibera ARERA 345/2023).

Come noto, tenuto conto della portata e della complessità della riforma del modello di dispacciamento elettrico nazionale prevista dal TIDE, Terna ha avviato un percorso di modifica del Codice di Rete per fasi.

In particolare, con il DCO in oggetto, il Gestore di Rete sottopone alla valutazione degli operatori le proposte di modifica relative:

- I. ai requisiti tecnici, modalità di fornitura e/o approvvigionamento dei servizi di modulazione straordinaria e meccanismi di remunerazione;
- II. ai requisiti tecnici per UVAN e UVAZ correlati alla fornitura dei servizi ancillari per il bilanciamento e del ridispacciamento, modalità di esecuzione delle relative prove di abilitazione e modalità di scambio dati in tempo reale ai fini del monitoraggio e del telecontrollo;
- III. alla programmazione delle indisponibilità sulla base dei nuovi aggregati anagrafici e della ripartizione di responsabilità tra Balance Responsible Party e Balancing Service Provider;
- IV. alle modalità di comunicazione e aggiornamento del set di dati tecnici delle unità abilitate e significative per la programmazione ai fini della registrazione nel sistema GAUDÌ e dello svolgimento del Mercato elettrico e modalità di aggiornamento delle comunicazioni di variazione temporanea dei dati tecnici e di indisponibilità delle unità.

Le osservazioni alla consultazione in oggetto possono essere inviate, entro il 16 settembre 2024, all'indirizzo di posta elettronica: [consultazioneCdR@terna.it](mailto:consultazioneCdR@terna.it).

**Deliberazione 10 luglio 2024 285/2024/R/eel | “Governance del mercato elettrico europeo, verifica della proposta di emendamento allo schema contrattuale ANCA” | pubblicata in data 10 luglio 2024 | Download <https://www.arera.it>**

Con la Deliberazione 285/2024/R/eel, l'ARERA ha positivamente verificato le modifiche apportate al contratto denominato “All Nemo Cooperation Agreement” (ANCA), sottoscritto da tutti i Nominated Electricity Market Operator (di seguito: NEMO) per regolare le attività di cooperazione e di governance funzionali alla gestione del market coupling europeo con riferimento sia ai mercati del giorno prima (SDAC) che a quelli infra giornalieri (SIDC).

In particolare, il predetto contratto ANCA è stato modificato dai NEMO al fine di introdurre specifiche disposizioni per la disciplina dei diritti di voto degli Energy Community NEMO all'interno dell'organo di governance “All NEMO Committee”, nonché per adeguare le condizioni per il rinnovo del Presidente

di tale organo di governance.

**Comunicato del GME | “Pubblicazione della DTF n.08 MPE (Rev. 02)” | pubblicato in data 23 luglio 2024 | Download <https://gme.mercatoelettrico.org>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto agli operatori l'entrata in vigore - con efficacia a partire dal giorno di flusso 24 luglio u.s. - della versione aggiornata della DTF n.08 MPE (Rev.02) recante le “Modalità di calcolo dei margini ai fini del MGP e del MI da parte del GME in caso di mancata ricezione”.

In particolare, la richiamata DTF è stata modificata al fine di introdurre il nuovo valore di “default” (pari a 800,000 MW) assegnato dal GME, ai sensi dell'Art. 40, comma 40.5, del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico, in corrispondenza dei margini a scendere dei punti di offerta in prelievo appartenenti ad una zona geografica e non abilitati al MSD, con riferimento ai quali i rispettivi Utenti del Dispacciamento non abbiano mai comunicato, ovvero inserito sulla Piattaforma IPEX, alcun valore.

Al riguardo si specifica che, in caso di assenza di qualsivoglia precedente comunicazione, il nuovo margine di default applicato e impostato dal GME per ciascun punto di offerta in prelievo non abilitato al MSD, sarà valido fino a successiva modifica da parte dell'operatore stesso, e che detta modifica potrà essere effettuata dall'operatore in qualunque momento, secondo le modalità indicate nella richiamata DTF n.08 MPE.

**Deliberazione 23 luglio 2024 304/2024/R/eel | “Superamento del prezzo unico nazionale e modifiche al Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) funzionali alla sua entrata in operatività all'1 gennaio 2025” | pubblicata in data 25 luglio 2024 | Download <https://www.arera.it>**

Facendo seguito ai due precedenti DCO 194/2024/R/EEL<sup>2</sup> e DCO 204/2024/R/EEL<sup>3</sup>, l'ARERA con la Deliberazione 304/2024/R/eel ha approvato, in un unico provvedimento, sia la versione aggiornata del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), sia le modalità per il superamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN) a partire dal 1° gennaio 2025.

Con riferimento al TIDE, come anticipato durante la consultazione, il Regolatore ha confermato l'attuazione dello stesso al 1° gennaio 2025 - nella versione da ultimo modificata e ripubblicata - con una prima fase transitoria, tenuto conto che, per tale data, non sarà possibile introdurre tutte le nuove disposizioni previste, stante la non completa implementazione delle modifiche al Codice di Rete di Terna. In tale prima fase verranno introdotte, inter alia, il periodo di settlement degli sbilanciamenti a 15 minuti, la nuova articolazione dei mercati dell'energia (che si pone in ogni caso

in continuità con quanto già in essere), nonché le nuove funzionalità della piattaforma di nomina, con la separazione fra programmi e posizione commerciale per le singole unità. Tuttavia, diversamente da quanto anticipato in consultazione, la prima fase transitoria durerà fino al 1° febbraio 2026 e sarà seguita da una fase di consolidamento in cui troveranno applicazione tutte le disposizioni di cui al TIDE, fatta eccezione per la separazione del ruolo di BSP e BRP per gli impianti essenziali (per i quali il BRP assumerà comunque la qualifica di BSP fino a fine 2026) e per l'approvvigionamento a mercato della Frequency Containment Reserve (FCR), la cui introduzione seguirà, invece, un cronoprogramma dedicato con un avvio previsto a regime al 1° agosto 2028. Sempre con riferimento al TIDE, l'ARERA ha rivisto, inoltre, le tempistiche per l'invio delle modifiche, rispettivamente, al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico e al Regolamento PCE da parte del GME e al Codice di rete da parte di TERNA. In particolare, il GME dovrà completare le attività di propria competenza entro il 15 ottobre 2024, mentre Terna dovrà fornire una prima proposta di aggiornamento entro il 15 novembre 2024.

Per quanto riguarda il superamento del prezzo unico nazionale, il provvedimento in oggetto ha confermato gli orientamenti prospettati nel relativo DCO, con l'applicazione dal 1° gennaio 2025 di una componente compensativa sugli acquisti sul MGP relativi ai portafogli zonali di prelievo.

Nello specifico, la regolazione di tale componente verrà effettuata fra operatore di mercato e GME, in caso di capienza delle garanzie dell'operatore stesso nei confronti del Gestore, e fra Terna e il relativo BRP in caso di incapienza delle garanzie.

L'ARERA indica, inoltre, che il PUN Index GME - calcolato ai sensi di quanto previsto dal D.M. MASE n.151 del 18 aprile 2024<sup>4</sup> - sarà pubblicato dal GME contestualmente agli esiti del MGP, indipendentemente dal suo utilizzo ai fini della componente compensativa.

Relativamente al mercato retail, l'Autorità conferma l'indicizzazione al PUN Index GME, in luogo del prezzo unico nazionale, delle componenti del prezzo a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica dei servizi di ultima istanza di energia elettrica e dell'Offerta PLACET, fermo restando quanto sarà definito del MASE, con apposito

decreto, in merito ai corrispettivi del servizio di salvaguardia per il prossimo periodo di erogazione.

L'Autorità indica altresì che continuerà a pubblicare sul proprio sito i valori a consuntivo del PUN Index GME che rileveranno per le condizioni economiche dell'offerta PLACET e del servizio a tutele gradualità.

Da ultimo, l'ARERA ritiene che non vi siano, al momento, elementi sufficienti per definire i criteri per un eventuale superamento della richiamata componente compensativa, anticipando a tal fine la pubblicazione di un DCO dedicato, tenendo conto dell'anticipo di almeno 24 mesi auspicato da diversi operatori per minimizzare l'impatto sui contratti già stipulati con i clienti finali.

## RIGASSIFICAZIONE

**Comunicato del GME | “Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR): modifiche al Regolamento PAR per il nuovo Comparto FSRU Italia di Ravenna” | pubblicato in data 5 luglio 2024 | Download <https://gme.mercatoelettrico.org>**

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME) ha reso noto che, nella data del 5 luglio u.s. - con la pubblicazione sul proprio sito internet - sono entrate in vigore le modifiche al Regolamento della Piattaforma per l'assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) - nonché le versioni aggiornate delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) - introdotte al fine di disciplinare le modalità di organizzazione e funzionamento del comparto gestionale, denominato “Comparto FSRU Italia”, nell'ambito del quale verranno svolte le procedure di conferimento della capacità di rigassificazione del terminale di rigassificazione di Ravenna gestito da FSRU Italia S.r.l..

Con il medesimo comunicato, il GME ha altresì ricordato che tutti i soggetti interessati a partecipare alle aste, che verranno attivate sul suddetto comparto della PAR secondo le tempistiche all'uopo definite da FSRU Italia S.r.l. e rese note dal GME, dovranno preventivamente acquisire la qualifica di operatore della PAR ai sensi del relativo Regolamento.

<sup>1</sup> cfr. Newsletter n.173 di agosto 2023;

<sup>2</sup> cfr. Newsletter n.182 giugno 2024;

<sup>4</sup> cfr. Newsletter n.183 luglio 2024;

<sup>5</sup> cfr. Newsletter n.181 maggio 2024.

# Gli appuntamenti

18-20 agosto

## **International Conference on Smart Energy Grid Engineering**

Evento online e in presenza

Oshawa, Canada

Organizzato da Ontario Tech University

<http://www.ieee-sege.com>

20-22 agosto

## **International Conference on Civil and Urban Engineering**

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da ICCUE

<http://www.iccue.org>

20-22 agosto

## **International Conference on Environmental Systems Research**

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da ICESR

<http://www.icesr.org>

20-25 agosto

## **Rimini Meeting 2024**

Rimini, Italia

Organizzato da Rimini Meeting

<https://www.meetingrimini.org/edizioni/edizione-2024>

21-23 agosto

## **International Conference on Environment and Sustainable Development**

Evento online e in presenza

Londra, Regno Unito

Organizzato da ESD

<https://www.esdconf.org>

21-23 agosto

## **International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering**

Evento online e in presenza

Nantes, Francia

Organizzato da Nantes Campus of ISEN

<http://reee.net>

22-24 agosto

## **Power System and Green Energy Conference**

Evento online e in presenza

Shanghai, Cina

Organizzato da Shanghai Jiaotong University

<http://www.psgec.org>

24-26 agosto

## **International Conference on Clean and Green Energy Engineering**

Evento online e presenza

Izmir, Turchia

Organizzato da CGEE

<http://www.cgee.org>

26-29 agosto

## **Photonics Global Conference**

Evento online e in presenza

Wroclaw, Polonia

Organizzato da Southern University of Science and Technology

<https://www.optoin.org/PGC>

4-6 settembre

## **International Conference on Solar Technologies & Hybrid Mini Grids**

Palma di Maiorca, Spagna

Organizzato da Universitat de les Illes Balears

<https://energy-access-conferences.com>

6-8 settembre

## **International Conference on Power and Energy Systems Engineering**

Evento online e in presenza

Nara City, Giappone

Organizzato da Naragakuen University, Giappone, e University del Kurdistan, Iran.

<http://www.cpese.net>

11 settembre

## **Elettrificazione dei consumi ed efficienza energetica Webinar**

Organizzato da Kyoto Club e Legambiente

<https://register.gotowebinar.com>

11-13 settembre

## **Hydrogen Expo 2024**

Piacenza, Italia

Organizzato da Piacenza Expo

<https://hydrogen-expo.it>

11-12 settembre

## **International Conference on Sustainable Development**

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da European Center of Sustainable Development

<https://ecsdev.org/conference/12th-icsd-2024>

11-12 settembre

**Pure & Applied Sciences International Conference**

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da Scientific & Technical Research Association

<https://straevents.org/symposium>

15-18 settembre

**ASME Power Division Conference**

Washington, D.C., Usa

Organizzato da ASME

<https://event.asme.org/POWER>

16-17 settembre

**Greentech global forum**

Roma, Italia

Organizzato da Lazio Innova

<https://www.lazioinnova.it/greentech-global-forum>

16-22 settembre

**Rome Future Week**

Roma, Italia

Organizzato da SCAI

<https://romefutureweek.it>

17 settembre

**Net Zero Economy al 2050: miraggio o realtà?**

Milano, Italia

Organizzato da Aici

<https://agici.it>

18 settembre

**ESG Summit 2024**

Milano, Italia

Organizzato da Top Legal

<https://www.toplegal.it/eventi/esg-summit>

18 settembre

**Gestione del credito Gas&Power**

Milano, Italia

Organizzato da Bologna Fiere Water&Energy

<https://www.wateregas.it>

18-20 settembre

**RemTech Expo 2024**

Ferrara, Italia

Organizzato da Ferrara Expo

<https://remtechexpo.com>

19 settembre

**Procedure autorizzative per impianti fotovoltaici e sviluppi tecnologici della rete elettrica**

Bari, Italia

Organizzato da Italia Solare

<https://www.italiasolare.eu/is-eventi/31738>

20 settembre

**H2ERE Network, la rete per l'idrogeno che unisce ricerca e impresa**

Milano, Italia

Organizzato da LE2C, Assolombarda e H2IT

<https://www.energycluster.it/it/eventi/h2ere>

20-22 settembre

**International Conference on Environmental Science and Engineering**

Evento online e in presenza

Hong Kong, Cina

Organizzato da ICESE

<http://www.icese.org>

20-23 settembre

**International Conference on Smart Grid Technologies Evento online e in presenza**

Guangzhou, Cina

Organizzato da South China University of Technology

<http://www.icsgt.org>

23-25 settembre

**Global Research Conference on Renewable Energy and Sustainable Development**

Evento online e in presenza

Monaco di Baviera, Germania

Organizzato da Foster Research

<https://renewableresearch2024.com>

23-27 settembre

**European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**

Vienna, Austria

Organizzato da Solar Power Europe

<https://www.solarpowereurope.org>

24 settembre

**Microgrid Global Innovation Forum**

San Francisco, CA, Usa

Organizzato da Smart Grid Observer

<https://microgridinnovation.com/2024/index.htm>

24-26 settembre

**Festival dell'acqua**

Firenze, Italia

Organizzato da Utilitalia

<https://festivalacqua.org/>

24-27 settembre

**WindEnergy Hamburg**

Amburgo, Germania

Organizzato da Wind Energy

<https://www.windenergyhamburg.com>

25 settembre

**Resilienza idrica e rigenerazione urbana: dalla tutela della risorsa alla valorizzazione dei territori**

Firenze, Italia  
Organizzato da Agici  
<https://agici.it>

25-26 settembre

**Italian Energy Summit 2024**

Milano, Italia  
Organizzato da Il Sole 24 Ore  
<https://24oreventi.ilsole24ore.com>

25-27 settembre

**International Conference on Renewable Energy and Power Engineering**

Evento online e in presenza  
Beijing, Cina  
Organizzato da REPE  
<http://www.repe.net>

25-27 settembre

**HEYSUN**

Misterbianco, Italia  
Organizzato da SiciliaFiera  
<https://www.infobuildenergia.it>

25-27 settembre

**Earth Technology Expo**

Firenze, Italia  
Organizzato da Fondazione Earth and Water Agenda  
<https://www.etexpo.it>

26-29 settembre

**Milano Green Week 2024**

Milano, Italia  
Organizzato da Comune di Milano  
<https://milanogreenweek.eu>

27-29 settembre

**International Conference on Renewable Energy and Environment**

Evento online e in presenza  
Ankara, Turchia  
Organizzato da Icree  
<https://www.icree.org>

30 settembre – 1 ottobre

**Energy Transition Europe 2024**

Londra, Regno Unito  
Organizzato da Reuters Events  
<http://go.evvnt.com/2453021-0?pid=80>

7-8 ottobre

**III Seminario della SETAC ILB**

Milano, Italia  
Organizzato da Ispra  
<https://www.isprambiente.gov.it>

8-11 ottobre

**SolarPACES 2024**

Roma, Italia  
Organizzato da Conexio  
<https://www.solarpaces-conference.org>

9 ottobre

**Andamento della gestione dei rifiuti urbani e aggiornamento sulle novità normative per le amministrazioni locali**

Webinar  
Organizzato da Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile  
<https://form.fondazionevilupposostenibile.org>

9-10 ottobre

**Carbon Capture, Utilization and Storage Conference**

Houston, Texas, Usa  
Organizzato da Wood Mackenzie  
<https://www.woodmac.com>

10-13 ottobre

**ENERGY EXPO 2024**

Bucarest, Romania  
Organizzato da MTR Media Group  
<https://energyexpo.ro>

9-11 ottobre

**Fueling tomorrow**

Bologna, Italia  
Organizzato da BFWF  
<https://fuelingtomorrow.it>

10 ottobre

**Farming Days '24**

Salizzole, Italia  
Organizzato da Consorzio Italiano Biogas  
<https://www.consorziobiogas.it/farming-days>

16-17 ottobre

**mcTER EXPO**

Verona, Italia  
Organizzato da Verona Fiere  
<https://www.mcter.com/expo/evento.asp>

16-18 ottobre

**Zero Emission Mediterranean 2024**

Roma, Italia  
Organizzato da A151 Srl  
<https://www.zeroemission.show>

22-23 ottobre

## **Gas, LNG and The Future of Energy Conference**

Londra, Regno Unito

Organizzato da Wood Mackenzie

<https://www.woodmac.com/events/gas-lng-future-energy>

24-25 ottobre

## **RE-Source 2024**

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da RE-Source

<https://resource-platform.eu>

29-30 ottobre

## **L'idroelettrico nella transizione energetica**

Piacenza, Italia

Organizzato da Aquawatt

<https://www.aquawatt.it>

5-8 novembre

## **Ecomondo 2024**

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

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

11-22 novembre

## **COP 29**

Baku, Azerbaigian

Organizzato da Nazioni Unite

<https://cop29.az/en>

18 novembre

## **AIEE Energy Symposium – Current and future challenges to energy security**

Padova, Italia

Organizzato da AIEE

<https://www.elettricitafutura.it>

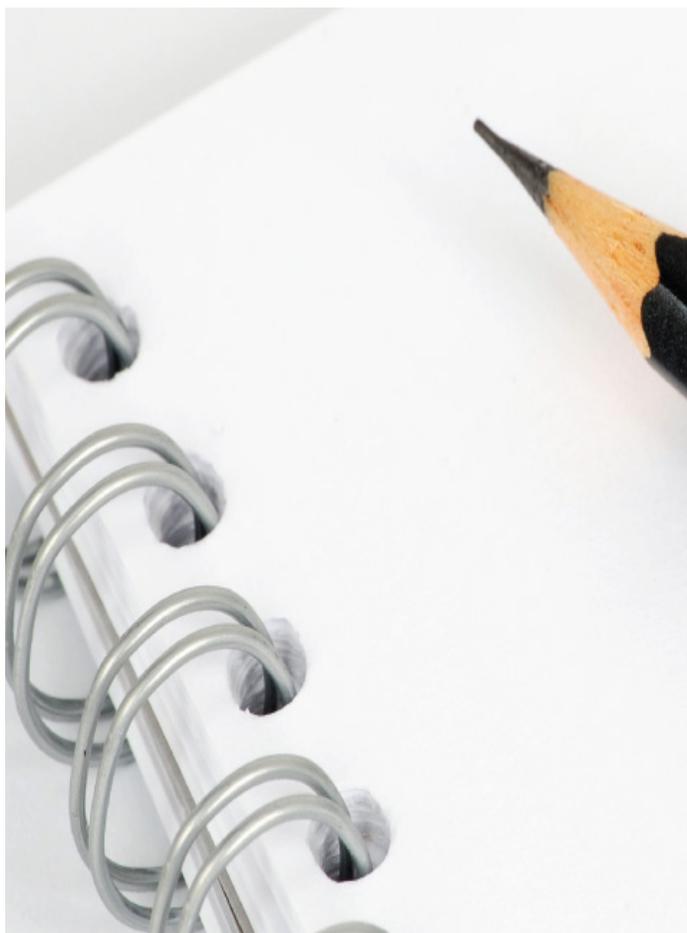
19 novembre

## **Intermodality Future Ways**

Rimini, Italia

Organizzato da Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile

<https://www.fondazionevilupposostenibile.org>



20-22 novembre

## **Assemblea ANCI 2024 – Facciamo l'Italia, giorno per giorno**

Torino, Italia

Organizzato da ANCI

<https://www.ancicomunicare.it>

27-28 novembre

## **ACCADUEO**

Bari, Italia

Organizzato da Fiera del Levante

<https://www.accadueo.com/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](http://www.mercatoelettrico.org)**  
[governance@mercatoelettrico.org](mailto: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.