

**APPROFONDIMENTI**

**IL CAOS CALMO DEL MERCATO PETROLIFERO**

di Lisa Orlandi - RIE

Ci ha abituati a tutto, il petrolio. La sua lunga storia ci ha insegnato come le dinamiche di questo mercato non abbiano mai seguito un percorso lineare. Ci sono stati momenti in cui le ragioni alla base di un calo o di un rialzo dei prezzi erano facilmente individuabili; altri in cui gli elementi in gioco erano troppi per capirne il peso; altri ancora in cui si additava la speculazione come unica causa di un prezzo (o di una sua significativa variazione) non altrimenti giustificabile; altri, infine, in cui sono state fornite letture completamente errate dei fondamentali reali, lasciandoci sbalorditi di fronte a spike inattesi o a crolli repentini. Il difetto principale di questa commodity è forse proprio la sua difficoltà interpretativa: che impedisce di far tesoro delle lezioni del passato, che non permette di comprendere i fattori evolutivi presenti in ogni ciclo storico, che – in altri termini – non consente di individuare con chiarezza il punto in cui siamo né tantomeno quello in cui arriveremo.


Osserviamo, ad esempio, gli ultimi dieci anni: siamo passati da prezzi stabilmente sopra i 100 doll/bbl durante la Primavera Araba (fino al 2014) a successivi crolli nel range 50-70 in risposta all'abbondanza di offerta non convenzionale di provenienza USA (2015-2016). Abbiamo assistito alla peggior crisi della storia petrolifera nel 2020, con un vuoto di domanda tale da far sprofondare i prezzi verso i 10 doll/bbl, per poi approdare, appena due anni dopo, ad una condizione contraria. Tra la fine del 2021 e l'inizio del 2022, infatti, i prezzi del Brent si sono riportati nel range 80-90 doll/bbl, esibendo una spinta che, se di certo era prevedibile in termini di direzione, non lo era affatto in termini di entità. A determinare ciò è stata la mancanza di reattività dell'offerta a fronte di una domanda che aveva vigorosamente rialzato la testa. In un simile contesto, è andata ad innestarsi l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia (febbraio 2022), amplificatore di matrice geopolitica della fragilità strutturale del mercato.

continua a pagina 25

Monitoraggio costante ai mercati

**Scarica  
la GME APP**

Available on the Google Play | Download on the App Store




**IG Index  
GME**

Nuovo indice del prezzo del gas

**IN QUESTO NUMERO**

■ **REPORT/ MAGGIO 2024**

Mercato elettrico Italia  
pag 2

Mercato gas Italia  
pag 12

Mercati energetici Europa  
pag 17

Mercati per l'ambiente  
pag 21

■ **APPROFONDIMENTI**

*Il caos calmo del mercato petrolifero*  
Di Lisa Orlandi (RIE)

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 30

■ **APPUNTAMENTI**

pagina 33

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A maggio il Pun cresce a 94,88 €/MWh (+8,08 €/MWh rispetto ad aprile). Tale dinamica risulta guidata da una crescita dei costi di generazione a gas e sostenuta da un aumento degli acquisti (MGP: 22,1 TWh), in un contesto in cui si osserva un incremento sia dei volumi rinnovabili, al livello più alto mai osservato su base mensile, sia dell'import netto. La liquidità del mercato si conferma elevata e stabile all'81,4%. I volumi scambiati sul Mercato Infragiornaliero

(MI) scendono a 2,6 TWh (-0,1 TWh su aprile), di cui oltre 0,8 TWh nella contrattazione XBID, al nuovo massimo storico mensile.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) i prezzi di controllo appaiono stabili o in aumento, con il baseload Giugno 2024 che chiude il mese a 89,93 €/MWh. In leggera crescita le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

### IL PUN

Nel mese di maggio il Pun sale a 94,88 €/MWh (+8,08 €/MWh su aprile) e si porta ai massimi da febbraio seguendo la crescita registrata nel corso del mese dai principali riferimenti di prezzo del gas, ai massimi da inizio anno (con l'IGI a 33,14 €/MWh, +2,52 €/MWh su aprile), ai quali si affianca un modesto rialzo degli acquisti. Mitigano l'aumento del Pun vendite rinnovabili ai massimi storici e una leggera ripresa delle importazioni nette. Sulle altre principali borse elettriche

europee si osservano dinamiche differenziate, con quotazioni sostanzialmente stabili o in debole calo in Svizzera e Francia (62/27 €/MWh, -1 €/MWh) e in modesto rialzo in Austria e Germania (64/67 €/MWh, +5 €/MWh). L'incremento del prezzo italiano è osservabile in tutti i gruppi di ore, per un rapporto picco/baseload in lieve crescita a 1,03 (Grafico 1 e Tabella 1). Si segnalano minimi orari di 2,06 €/MWh nella giornata di domenica 12 maggio.

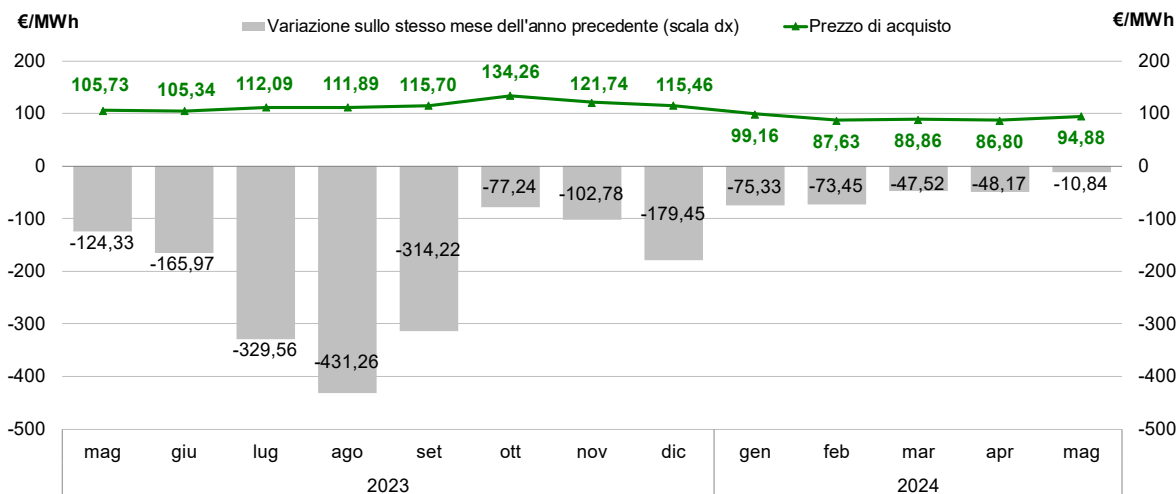
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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>94,88</b>	105,73	-10,84	-10,3%	<b>24.132</b>	+9,1%	<b>29.643</b>	+1,2%	<b>81,4%</b>	75,5%
<i>Picco</i>	97,74	112,60	-14,86	-13,2%	28.961	+9,4%	35.148	+0,5%	82,4%	75,7%
<i>Fuori picco</i>	93,31	101,95	-8,64	-8,5%	21.477	+8,9%	26.615	+1,6%	80,7%	75,3%
<i>Minimo orario</i>	2,06	9,10			15.611		19.932		74,3%	66,6%
<i>Massimo orario</i>	164,86	197,19			31.862		37.828		88,2%	85,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



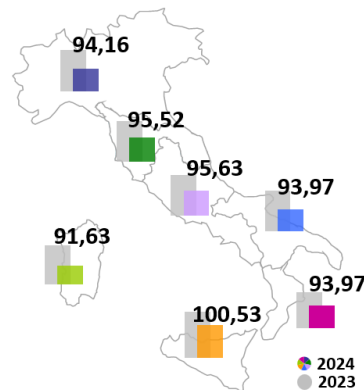
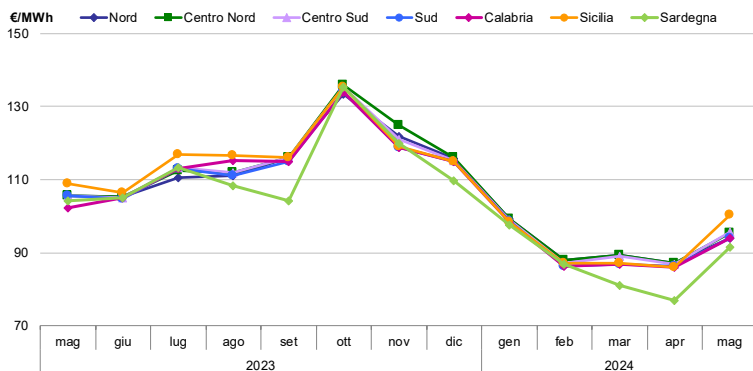
## I PREZZI ZONALI

A livello zonale, in presenza anche di restringimenti sui limiti di transito SUD-CSUD e CALA-SICI, i prezzi di vendita risultano tutti in rialzo, attestandosi sui 92/96 €/MWh sulla penisola e in Sardegna (+7/+15 €/MWh) e sui 101 €/MWh in Sicilia (+14 €/MWh). In corrispondenza di picchi di offerta eolica, si registrano in Sardegna minimi

orari a 0 €/MWh, diffusi in tutto l'arco del mese. Prezzi orari pari a 0 €/MWh o prossimi a esso si osservano anche al meridione e in Sicilia nella giornata di venerdì 3 maggio, in corrispondenza sia di un'accresciuta offerta rinnovabile sia di limitazioni sul transito con il Centro Sud (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



## I VOLUMI

A maggio l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia risulta in modesta crescita, portandosi a 22,1 TWh (+1,4% in media oraria su aprile). La liquidità del mercato si mantiene sostanzialmente stabile e su livelli elevati, pari all'81,4%, in corrispondenza di una leggera crescita sia dei volumi negoziati sulla borsa elettrica del GME, portatisi a 18,0 TWh (+1,4%), sia delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP, attestatesi a 4,1 TWh (+1,8%)

(Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Sul lato della domanda, a fronte di un lieve incremento degli acquisti nazionali a 21,8 TWh (+1,5%), gli acquisti esteri (esportazioni) mostrano un calo a 0,3 TWh (-4,5%). Sul lato dell'offerta, le vendite nazionali aumentano debolmente a 17,8 TWh (+0,8%), mentre risulta più accentuata la ripresa dai bassi livelli di aprile delle vendite estere (importazioni), attestatesi a 4,2 TWh (+4,3%) (Tabella 4).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.954.536</b>	<b>+9,1%</b>	<b>81,4%</b>
Operatori	10.938.091	+17,2%	49,6%
GSE	2.893.144	+15,7%	13,1%
Zone estere	4.123.302	-10,8%	18,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>4.099.532</b>	<b>-23,3%</b>	<b>18,6%</b>
Zone estere	86.546	+723%	0,4%
Zone nazionali	4.012.986	-24,8%	18,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>22.054.069</b>	<b>+1,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>20.727.398</b>	<b>+18,3%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>42.781.467</b>	<b>+8,8%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.954.536</b>	<b>+9,1%</b>	<b>81,4%</b>
Acquirente Unico	1.048.229	-17,4%	4,8%
Altri operatori	13.711.657	+17,2%	62,2%
Pompaggi	82.154	+221,1%	0,4%
Zone estere	288.589	+16,6%	1,3%
Saldo programmi PCE	2.823.907	-12,1%	12,8%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>4.099.532</b>	<b>-23,3%</b>	<b>18,6%</b>
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	77.856	-	0,4%
Zone nazionali altri operatori	6.845.584	-20,0%	31,0%
Saldo programmi PCE	-2.823.907	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>22.054.069</b>	<b>+1,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>992.819</b>	<b>+9,0%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>23.046.888</b>	<b>+1,5%</b>	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

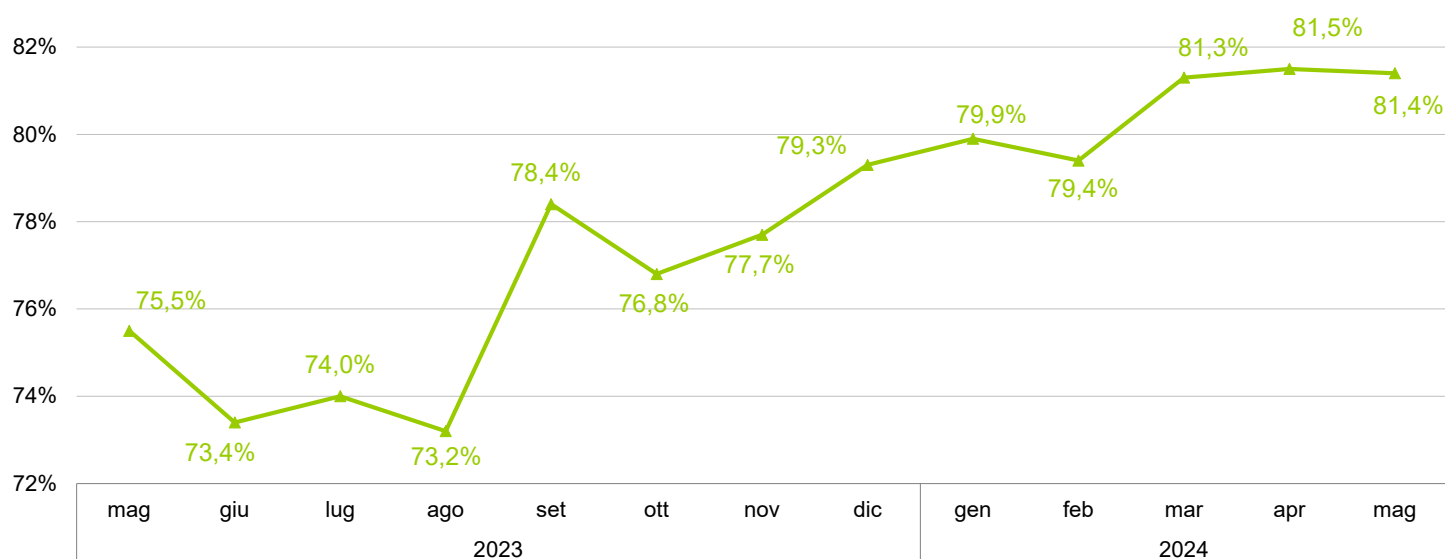


Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.560.562	26.291	+7,6%	9.854.587	13.245	+7,4%	12.532.886	16.845	+1,0%
Centro Nord	1.594.694	2.143	-5,0%	1.240.188	1.667	-9,5%	1.868.971	2.512	+0,1%
Centro Sud	6.450.894	8.671	+42,1%	2.124.385	2.855	+21,8%	3.798.256	5.105	+2,6%
Sud	4.776.791	6.420	+0,2%	2.124.599	2.856	-0,4%	1.332.207	1.791	-1,9%
Calabria	2.346.184	3.153	+16,8%	741.366	996	-18,3%	391.570	526	-1,1%
Sicilia	2.596.008	3.489	+15,0%	793.556	1.067	-24,5%	1.208.870	1.625	-2,2%
Sardegna	1.215.459	1.634	+0,1%	965.538	1.298	+23,0%	632.721	850	+9,0%
<b>Totale nazionale</b>	<b>38.540.592</b>	<b>51.802</b>	<b>+11,3%</b>	<b>17.844.219</b>	<b>23.984</b>	<b>+3,9%</b>	<b>21.765.479</b>	<b>29.255</b>	<b>+1,0%</b>
Estero	4.240.874	5.700	-9,4%	4.209.849	5.658	-9,2%	288.589	388	+16,6%
<b>Sistema Italia</b>	<b>42.781.467</b>	<b>57.502</b>	<b>+8,8%</b>	<b>22.054.069</b>	<b>29.643</b>	<b>+1,2%</b>	<b>22.054.069</b>	<b>29.643</b>	<b>+1,2%</b>

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

## LE FONTI

Si porta al massimo storico su base mensile la quota di energia rinnovabile venduta nel Sistema Italia, pari al 61,0%. La crescita dei volumi FER interessa le fonti idriche al Nord (+0,9 GWh medi) e il solare, attestatisi rispettivamente ai massimi da luglio 2019 e luglio

2017. Conseguentemente, i volumi derivanti da fonti termiche mostrano un calo, portandosi al 36,4%, con le vendite dei cicli combinati ancora in flessione e al livello più basso da oltre quattordici anni (Tabella 5, Grafico 4).

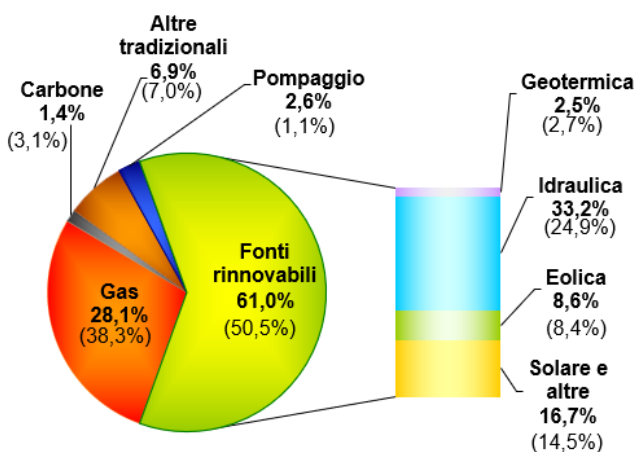
Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

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>4.044</b>	<b>-33,8%</b>	<b>526</b>	<b>-22,8%</b>	<b>1.221</b>	<b>+50,9%</b>	<b>1.107</b>	<b>-15,0%</b>	<b>577</b>	<b>-27,2%</b>	<b>385</b>	<b>-51,7%</b>	<b>881</b>	<b>+29,1%</b>	<b>8.740</b>	<b>-21,8%</b>
Gas	3.188	-37,6%	468	-25,3%	957	+183,1%	899	-13,2%	442	-37,6%	325	-57,6%	455	+73,9%	6.735	-23,9%
Carbone	0	-100,0%	-	-	0	-100,0%	0	-100,0%	0	-	-	-	346	+0,6%	346	-51,3%
Altre	856	-7,5%	58	+5,9%	263	+23,6%	207	-9,4%	135	+59,7%	61	+94,3%	80	+3,8%	1.659	+2,8%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>8.624</b>	<b>+43,6%</b>	<b>1.141</b>	<b>-1,6%</b>	<b>1.600</b>	<b>+5,8%</b>	<b>1.749</b>	<b>+11,8%</b>	<b>420</b>	<b>-1,9%</b>	<b>681</b>	<b>+11,6%</b>	<b>414</b>	<b>+12,9%</b>	<b>14.629</b>	<b>+25,6%</b>
Idraulica	6.244	+58,9%	240	-6,4%	633	-14,2%	478	+2,4%	130	-	165	+13,4%	75	+14,3%	7.965	+38,6%
Geotermica	-	-	594	-4,2%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	594	-4,2%
Eolica	26	+6,8%	24	+8,5%	443	+21,4%	919	+13,9%	203	-3,3%	307	-7,5%	152	-15,9%	2.074	+6,9%
Solare e altre	2.354	+14,8%	283	+8,2%	523	+28,1%	353	+20,9%	86	+16,6%	209	+57,1%	187	+55,1%	3.995	+19,6%
<b>Pompaggio</b>	<b>578</b>	<b>+163,3%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35</b>	<b>+42,3%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,09</b>	<b>-98,2%</b>	<b>3</b>	<b>-49,2%</b>	<b>615</b>	<b>+142,0%</b>
<b>Totale</b>	<b>13.245</b>	<b>+7,4%</b>	<b>1.667</b>	<b>-9,5%</b>	<b>2.855</b>	<b>+21,8%</b>	<b>2.856</b>	<b>-0,4%</b>	<b>996</b>	<b>-18,3%</b>	<b>1.067</b>	<b>-24,5%</b>	<b>1.298</b>	<b>+23,0%</b>	<b>23.984</b>	<b>+3,9%</b>

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

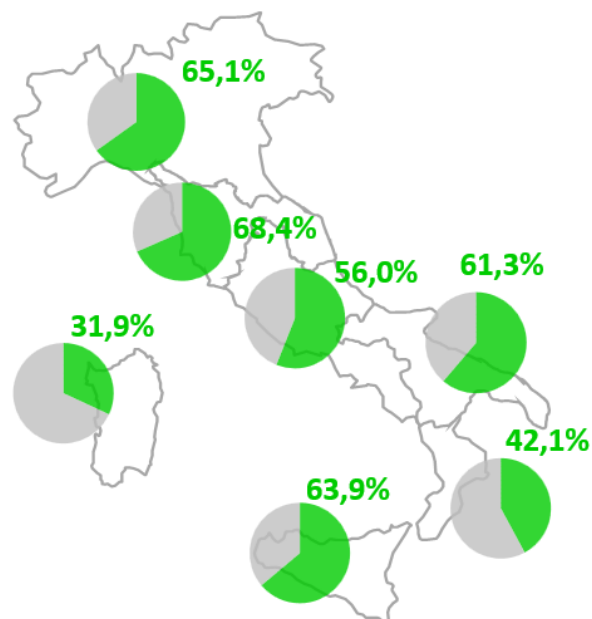
Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



## LE FRONTIERE ESTERE

Le importazioni nette dell'Italia risultano in modesto incremento a 4,0 TWh (+4,6% in media oraria). Tale variazione si osserva per effetto di un incremento della NTC sulla frontiera francese (+0,9 GWh medi), in un contesto connotato da frequenti inibizioni dell'interconnessione con la

Grecia e da una riduzione della NTC sulla frontiera svizzera e slovena. Con quest'ultima, si osserva anche l'inibizione dell'interconnessione per diverse ore a partire dalla giornata di venerdì 24 maggio fino a domenica 26 maggio (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzato %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia*	1.765.674 (1.737.161)	96,8% (98,5%)	2,3% (1,1%)	1% (0,4%)	86,8% (87,0%)	- (-)	2.627 (2.434)	1.777.419 (1.739.578)	1.777.419 (1.738.378)	1.952 (953)	11.745 (2.417)	11.745 (2.417)
Italia - Svizzera	1.440.884 (1.881.090)	94,1% (100,0%)	4,6% (-)	1,3% (-)	- (-)	- (-)	2.290 (2.918)	1.458.328 (1.904.071)	n/a n/a	2.598 (2.408)	17.444 (22.981)	n/a n/a
Italia - Austria*	227.665 (140.033)	85,2% (91,9%)	13,4% (7,0%)	1,3% (1,1%)	77,4% (89,9%)	10,9% (5,8%)	407 (213)	243.768 (143.999)	243.768 (143.999)	179 (79)	16.103 (3.966)	16.103 (3.966)
Italia - Slovenia*	117.877 (300.840)	68,0% (87,8%)	23,0% (11,0%)	9,0% (1,2%)	61,8% (74,7%)	14,0% (4,8%)	381 (552)	191.302 (335.378)	191.302 (335.378)	571 (631)	73.425 (34.538)	73.425 (34.538)
Italia - Montenegro	311.394 (416.766)	86,2% (100,0%)	8,3% (-)	5,5% (-)	14,0% (36,3%)	- (-)	543 (600)	347.832 (429.976)	n/a n/a	771 (585)	36.438 (13.210)	n/a n/a
Italia - Grecia*	151.812 (-26.769)	59,4% (29,3%)	15,1% (39,5%)	25,5% (31,2%)	57,0% (16,6%)	8,9% (22,7%)	500 (500)	191.200 (75.728)	191.200 (75.728)	500 (500)	39.388 (102.497)	39.388 (102.497)
Italia - Malta	-62.679 (-14.905)	- (19,5%)	92,2% (39,7%)	7,8% (40,9%)	- (-)	0,1% (-)	225 (225)	0 (5.907)	n/a n/a	225 (225)	62.679 (20.812)	n/a n/a
<b>TOTALE**</b>	<b>3.952.627</b> (4.434.216)							<b>4.209.848</b> (4.634.636)	<b>2.403.688</b> (2.293.483)		<b>257.221</b> (200.420)	<b>140.660</b> (143.418)

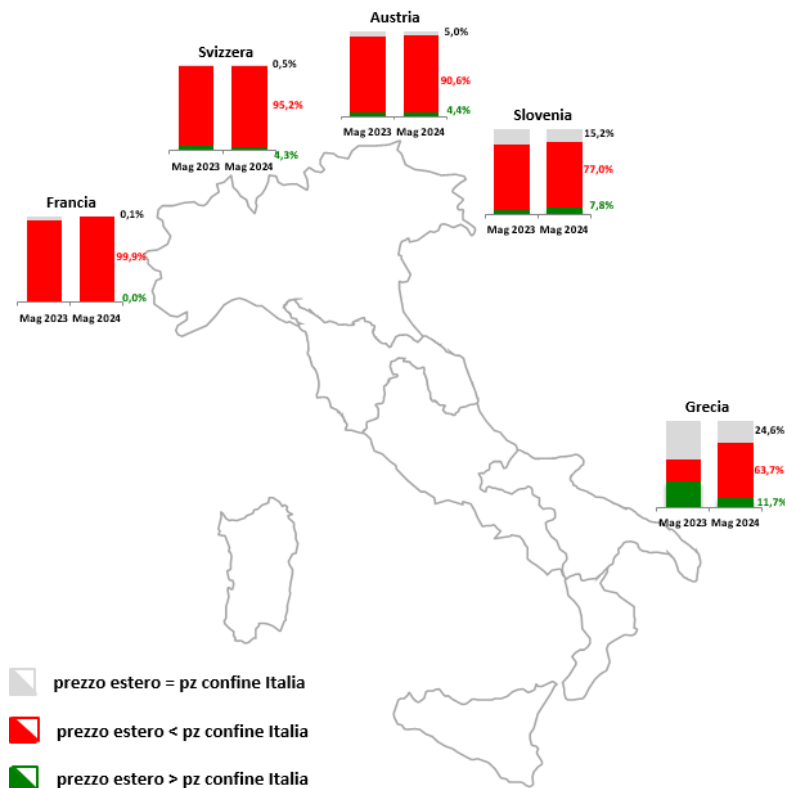
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\* 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



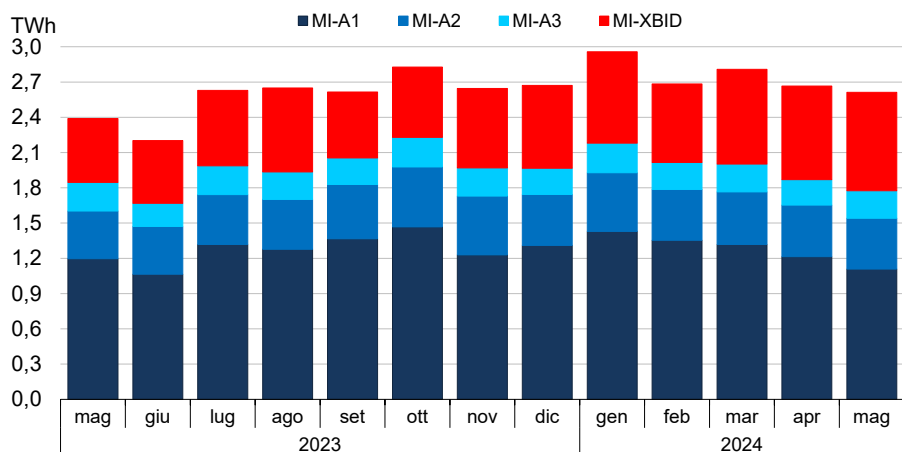
## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel mese di maggio i volumi complessivamente scambiati sui mercati infragiornalieri mostrano una flessione, attestandosi a 2,6 TWh (-5,3% su aprile in media oraria). La variazione si osserva in corrispondenza di un calo degli scambi sui mercati in asta (1,8 TWh, -8,1%), con l'eccezione del MI-A3 in modesto aumento (0,2 TWh, +4,4%). In crescita, invece, gli scambi su XBID (837,9 GWh), al nuovo massimo storico su base mensile. Su XBID si registra, inoltre, un incremento del numero di abbinamenti (oltre 465 mila), sempre concentrati a valle dell'asta MI-A2 (circa l'83% nelle fasi 2 e 3), con la quota degli scambi aventi controparte estera in ripresa al 39% e quelle degli scambi tra zone nazionali e all'interno della medesima

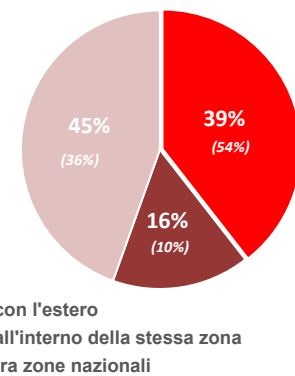
zona in calo al 45% e al 16%. I prezzi medi risultano in crescita a 95/96 €/MWh (+8/+11 €/MWh), con quotazioni sostanzialmente allineate ai corrispondenti valori del Pun sul MI-A3 e leggermente superiori sugli altri mercati. Il ranking dei prezzi zonal segue quanto osservato sul MGP, con quotazioni generalmente più elevate, rispetto al resto della penisola, nelle zone centrali e al settentrione, mentre la Sardegna e la Sicilia presentano rispettivamente il prezzo medio minimo e massimo (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9). In ultimo, si segnalano su XBID abbinamenti a prezzi negativi, distribuiti in tutte le zone in diversi giorni del mese (con prezzi fino a -69 €/MWh in Sardegna e al Centro Sud).

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 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		Totale		XBID (1-24 h)		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	552.919	-6,5%	167.691	15,8%	103.353	15,6%	823.964	-0,2%	257.810	115,7%	1.081.773	14,5%
Centro Nord	74.011	-9,8%	34.346	-0,5%	13.808	-22,3%	122.165	-9,1%	52.812	68,4%	174.976	5,6%
Centro Sud	142.082	-17,5%	86.016	25,6%	38.176	-4,7%	266.274	-5,1%	72.346	15,5%	338.620	-1,4%
Sud	148.548	-5,4%	58.147	-21,1%	29.886	-28,1%	236.581	-13,1%	87.553	55,6%	324.134	-1,3%
Calabria	27.822	-14,2%	11.839	6,3%	6.722	-18,5%	46.383	-10,5%	18.654	46,9%	65.037	0,8%
Sicilia	88.975	-8,7%	30.836	2,1%	15.661	-28,7%	135.473	-9,5%	38.550	69,8%	174.023	1,0%
Sardegna	17.189	-29,2%	13.488	-26,2%	13.044	25,3%	43.722	-17,5%	19.095	157,6%	62.817	4,0%
Esterio	56.542	42,8%	30.618	20,8%	13.045	-9,1%	100.205	26,4%	291.084	26,2%	391.289	26,3%
<b>Totale</b>	<b>1.108.089</b>	<b>-7,4%</b>	<b>432.982</b>	<b>6,5%</b>	<b>233.695</b>	<b>-4,1%</b>	<b>1.774.766</b>	<b>-3,9%</b>	<b>837.903</b>	<b>54,2%</b>	<b>2.612.669</b>	<b>9,3%</b>



Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA								NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		Totale		XBID (1-24 h)		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	535.301	-13,2%	191.473	14,6%	104.533	-2,4%	<b>831.308</b>	-6,7%	<b>299.183</b>	67,1%	<b>1.130.490</b>	5,7%
Centro Nord	89.979	25,4%	20.684	-1,8%	11.892	43,0%	<b>122.555</b>	21,2%	<b>45.519</b>	65,5%	<b>168.074</b>	30,7%
Centro Sud	140.107	-4,6%	73.119	30,6%	32.550	22,7%	<b>245.777</b>	7,2%	<b>103.594</b>	68,5%	<b>349.371</b>	20,1%
Sud	140.175	22,9%	71.155	29,0%	34.164	9,7%	<b>245.495</b>	22,5%	<b>87.529</b>	45,9%	<b>333.023</b>	27,9%
Calabria	65.695	-20,6%	15.789	-3,6%	6.662	-40,9%	<b>88.146</b>	-20,1%	<b>29.571</b>	54,8%	<b>117.717</b>	-9,1%
Sicilia	79.458	-30,7%	25.506	-26,9%	16.568	-21,3%	<b>121.533</b>	-28,8%	<b>36.862</b>	54,8%	<b>158.394</b>	-18,5%
Sardegna	20.126	76,3%	9.545	-29,0%	5.704	-45,2%	<b>35.375</b>	0,3%	<b>23.364</b>	166,1%	<b>58.739</b>	33,4%
Esteri	37.248	-2,2%	25.709	-39,5%	21.622	-22,6%	<b>84.578</b>	-22,1%	<b>212.282</b>	29,8%	<b>296.860</b>	9,1%
<b>Totale</b>	<b>1.108.089</b>	-7,4%	<b>432.982</b>	6,5%	<b>233.695</b>	-4,1%	<b>1.774.766</b>	-3,9%	<b>837.903</b>	54,2%	<b>2.612.669</b>	9,3%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

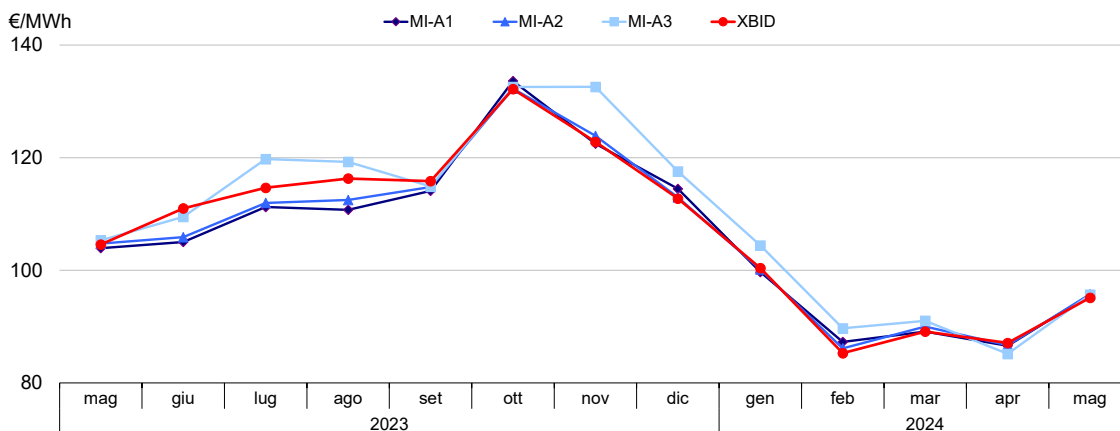


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero							
	MGP (1-24 h) €/MWh	MGP (13-24 h) €/MWh	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA			
			MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		X-BID (1-24 h)	
			€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
<b>Nord</b>	<b>94,16</b>	<b>95,24</b>	<b>94,88</b>	-8,8%	<b>95,28</b>	-9,1%	<b>94,85</b>	-9,7%	<b>94,41</b>	-9,2%
			(+0,8%)		(+1,2%)		(-0,4%)		(+0,3%)	
<b>Centro Nord</b>	<b>95,52</b>	<b>96,33</b>	<b>96,30</b>	-7,4%	<b>96,64</b>	-7,9%	<b>96,59</b>	-8,1%	<b>97,49</b>	-8,2%
			(+0,8%)		(+1,2%)		(+0,3%)		(+2,1%)	
<b>Centro Sud</b>	<b>95,63</b>	<b>96,22</b>	<b>96,09</b>	-7,7%	<b>96,63</b>	-8,0%	<b>96,84</b>	-8,0%	<b>95,67</b>	-8,7%
			(+0,5%)		(+1,0%)		(+0,6%)		(+0,0%)	
<b>Sud</b>	<b>93,97</b>	<b>93,82</b>	<b>94,48</b>	-9,3%	<b>94,62</b>	-9,9%	<b>94,42</b>	-10,1%	<b>94,65</b>	-9,4%
			(+0,5%)		(+0,7%)		(+0,6%)		(+0,7%)	
<b>Calabria</b>	<b>93,97</b>	<b>93,82</b>	<b>94,48</b>	-4,4%	<b>94,63</b>	-7,0%	<b>94,44</b>	-5,8%	<b>94,32</b>	-5,0%
			(+0,5%)		(+0,7%)		(+0,7%)		(+0,4%)	
<b>Sicilia</b>	<b>100,53</b>	<b>100,97</b>	<b>99,72</b>	-5,7%	<b>99,80</b>	-7,8%	<b>101,32</b>	-8,3%	<b>99,43</b>	-7,0%
			(-0,8%)		(-0,7%)		(+0,3%)		(-1,1%)	
<b>Sardegna</b>	<b>91,63</b>	<b>89,93</b>	<b>92,59</b>	-10,1%	<b>93,58</b>	-9,8%	<b>91,24</b>	-12,0%	<b>92,57</b>	-10,8%
			(+1,0%)		(+2,1%)		(+1,5%)		(+1,0%)	

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

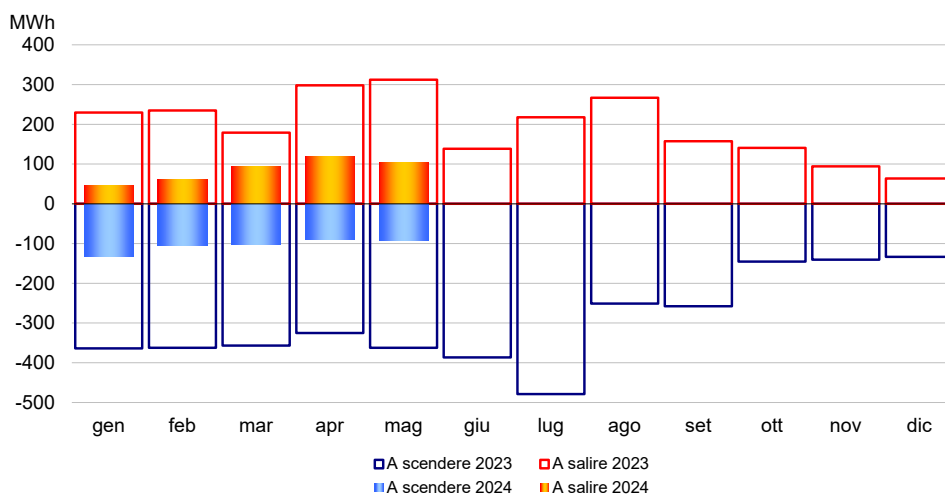


## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Risultano in lieve rialzo le vendite di Terna sul mercato MSD ex-ante, pari a 68 GWh, mentre gli acquisti del TSO nazionale registrano una flessione, portandosi a 78 GWh (Grafico 8).

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

Fonte: GME



## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

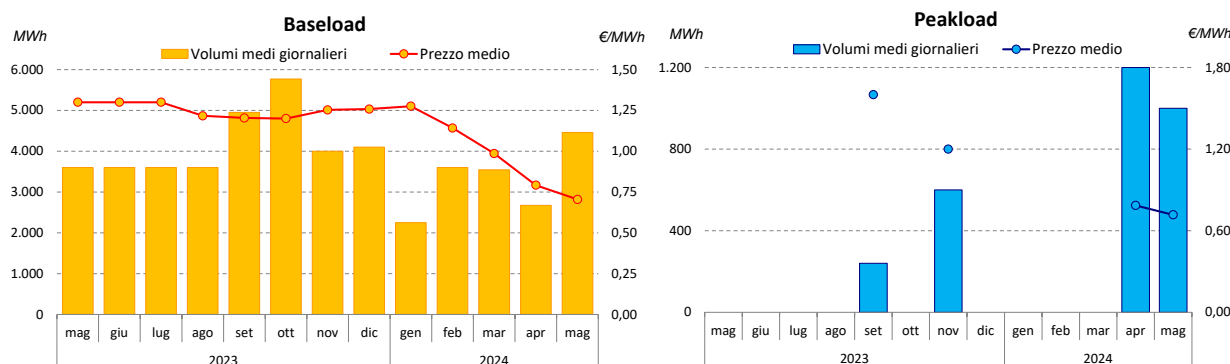
Nel MPEG si osservano 109 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', per volumi pari a 107,1 GWh (+34,6 GWh su aprile), di cui 98,1 GWh sul prodotto baseload (+34,0 GWh) e 9,0 GWh sul prodotto peakload (+0,6 GWh). I prezzi medi di scambio appaiono in calo a 0,70 €/MWh (-0,09 €/MWh) sul profilo baseload e a 0,72 €/MWh (-0,07 €/MWh) sul peakload (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	94	22/31	0,70	0,70	0,80	98.136	4.461
	(12)	12/31	(1,30)	(1,30)	(1,30)	(43.200)	(3.600)
Peakload	15	9/23	0,72	0,65	0,80	9.000	1.000
	(-)	0/23	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
<b>Totale</b>	<b>109</b>					<b>107.136</b>	
	(12)					(43.200)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE sono state registrate a fini di clearing tre contrattazioni bilaterali per 8,8 GWh, relative ai prodotti baseload III Trimestre 2024 (4,4 GWh) e IV Trimestre 2024 (4,4 GWh). Il prodotto Giugno 2024 chiude il

periodo di contrattazione con un prezzo di 89,93 €/MWh sul baseload e di 90,72 €/MWh sul peakload, con la posizione aperta che sale a 34,1 GWh (era 29,3 GWh a fine aprile) (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a maggio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Giugno 2024	89,93	+0,0%	-	-	-	-	-	5	3.600
Luglio 2024	94,19	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2024	109,54	+13,0%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2024	107,16	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2024	103,59	+0,0%	-	-	2	2	-	7	15.456
IV Trimestre 2024	114,68	+0,0%	-	-	2	2	-	7	15.463
I Trimestre 2025	119,19	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2025	99,70	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2025	113,72	+17,1%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			-	-	<b>4</b>	<b>4</b>			<b>30.919</b>

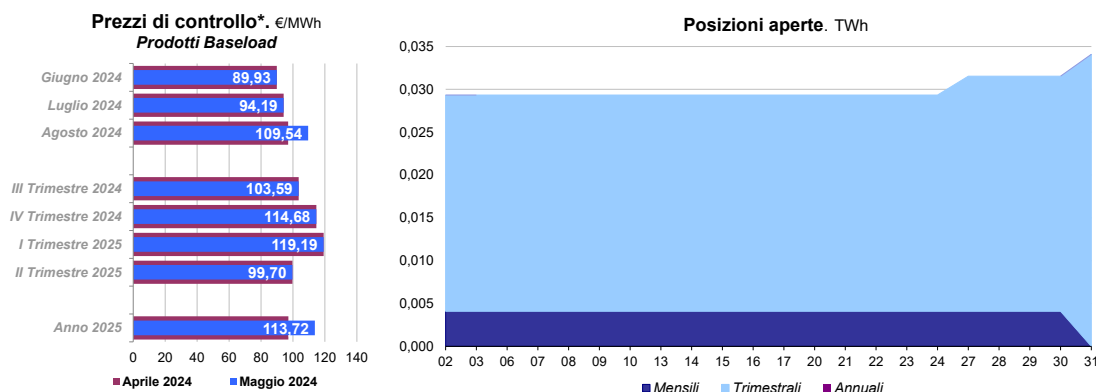
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Giugno 2024	90,72	+0,0%	-	-	-	-	-	2	480
Luglio 2024	104,71	+17,7%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2024	110,45	+16,0%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2024	115,33	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2024	110,00	+4,7%	-	-	-	-	-	2	1.584
IV Trimestre 2024	126,39	+0,0%	-	-	-	-	-	2	1.584
I Trimestre 2025	129,04	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2025	105,62	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2025	120,31	+13,2%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			-	-	-	-			<b>3.168</b>
<b>TOTALE</b>			-	-	<b>4</b>	<b>4</b>			<b>34.087</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 modesta ripresa le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a maggio, pari a 14,2 TWh, con la posizione netta a 9,1 TWh (Tabella 11).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, sale debolmente a 1,56 (Grafico 10).

I programmi registrati ammontano a 4,1 TWh nei conti in immissione e a 6,9 TWh in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 5,0 TWh e a 2,1 TWh.

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

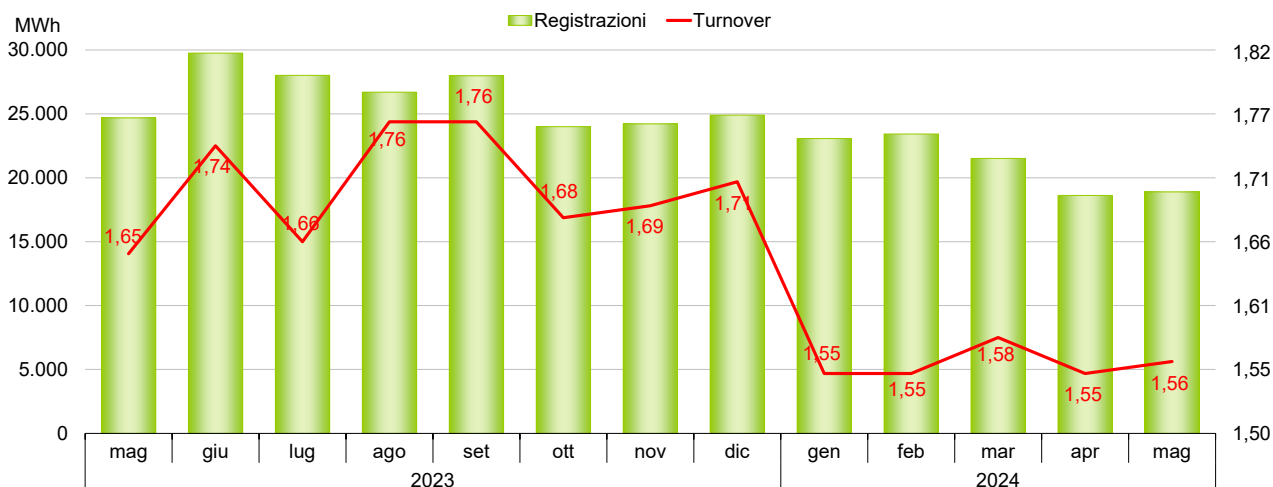
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione	Prelievo		
					MWh	Variazione	MWh	
							Variazione	
Baseload	2.492.131	+39,2%	17,6%	Richiesti	4.747.607	-34,4%	6.923.440	-19,1%
Off Peak	10.296	+144,4%	0,1%	Rifiutati	648.075	-65,7%	0	-100,0%
Peak	3.504	+18,2%	0,0%	<b>Registrati</b>	<b>4.099.532</b>	<b>-23,3%</b>	<b>6.923.440</b>	<b>-19,1%</b>
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	2.505.931	+39,4%	17,7%	Sbilanciamenti a programma	4.954.417	-14,4%	2.130.510	-17,2%
Totale Non standard	11.550.251	-30,3%	81,5%	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.823.907</b>	<b>-12,1%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>14.056.182</b>	<b>-23,5%</b>	<b>99,2%</b>					
<b>MTE</b>	<b>4.272</b>	<b>-28,2%</b>	<b>0,0%</b>					
<b>MPEG</b>	<b>107.136</b>	<b>+148,0%</b>	<b>0,8%</b>					
<b>TOTALE PCE</b>	<b>14.167.590</b>	<b>-23,1%</b>	<b>100,0%</b>					
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>9.053.949</b>	<b>-18,7%</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 maggio i consumi di gas naturale in Italia scendono a 3.537 milioni di mc (37,4 TWh), in calo rispetto al mese precedente e sui livelli più bassi da oltre quindici anni per il mese in analisi. Le importazioni si portano complessivamente a 5.161 milioni di mc (54,6 TWh) e la produzione nazionale a 235 milioni di mc (3,3 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, continuano a pieno regime le iniezioni (19,7 TWh), con la giacenza complessiva a fine mese che si conferma su

livelli elevati.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 12,8 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 34%. Gli scambi risultano concentrati nei mercati day-ahead, in particolare a contrattazione continua (6,7 TWh). Mediamente ad aprile l'IG Index (IGI) si attesta a 33,14 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti, queste ultime attestatesi a 33-34 €/MWh.

## IL CONTESTO

A maggio i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 3.537 milioni di mc (37,4 TWh), in calo sul mese precedente e sui valori più bassi dal 2006 per il mese in analisi. La flessione dei consumi rispetto ad aprile, risulta più intensa nel comparto civile (1.222 milioni di mc, 12,9 TWh) e moderata sia nel settore termoelettrico (1.175 milioni di mc, 12,4 TWh), in corrispondenza anche di maggiori importazioni di energia elettrica e un incremento dell'offerta da fonti rinnovabili, sia in quello industriale, pari a 1.004 milioni di mc (10,6 TWh). Scendono anche le esportazioni e gli altri consumi, a 136 milioni di mc (1,4 TWh).

Sul lato delle importazioni (5.161 milioni di mc, 54,6 TWh) si riducono su base mensile sia i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.887 milioni di mc (41,1 TWh), che i flussi tramite

rigassificatori GNL, a 1.274 milioni di mc (13,5 TWh), con una quota di questi ultimi stabile al 25%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra diffuse dinamiche ribassiste, in particolare a Tarvisio (4,0 TWh, 7% del totale, -4 p.p. su aprile) e al rigassificatore di Panigaglia (1,4 TWh, 2,5% del totale importato). In controtendenza i flussi a Passo Gries (5,0 TWh, 9% del totale, +5 p.p. su aprile), a Melendugno (9,4 TWh, 17% del totale) e a Cavarzere (8,7 TWh, 16% del totale). Anche questo mese risulta non operativo il terminal di Livorno.

Continuano a pieno regime le iniezioni nei siti di stoccaggio (19,7 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 9.328 milioni di mc (98,6 TWh), valore più alto di sempre per maggio.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>5.161</b>	<b>54,6</b>	<b>-4,9%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.013	21,3	+9,7%
Tarvisio	375	4,0	+39,3%
Passo Gries	474	5,0	-49,0%
Gela	139	1,5	-42,6%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	887	9,4	+10,5%
Panigaglia (GNL)	130	1,4	-60,4%
Cavarzere (GNL)	827	8,7	+9,7%
Livorno (GNL)	-	0,0	-100,0%
Piombino (GNL)	317	3,3	+306,3%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>235</b>	<b>2,5</b>	<b>+0,5%</b>
<i>Erogazioni da stoccaggi</i>	-	-	-
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>5.396</b>	<b>57,0</b>	<b>-4,7%</b>
<b>Riconsegne rete Snam Rete Gas</b>			
Industriale	1.004	10,6	+0,3%
Termoelettrico	1.175	12,4	-18,0%
Reti di distribuzione	1.222	12,9	+0,1%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	136	1,4	-43,9%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>3.537</b>	<b>37,4</b>	<b>-9,2%</b>
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	1.859	19,7	+5,3%
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>5.396</b>	<b>57,1</b>	<b>-4,7%</b>

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

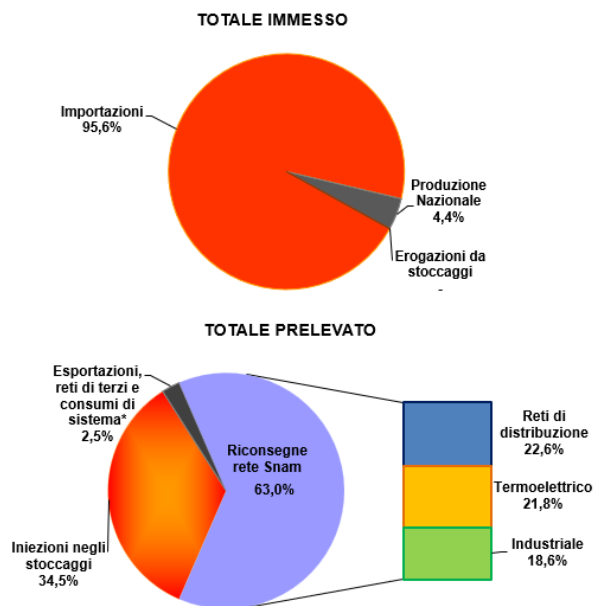
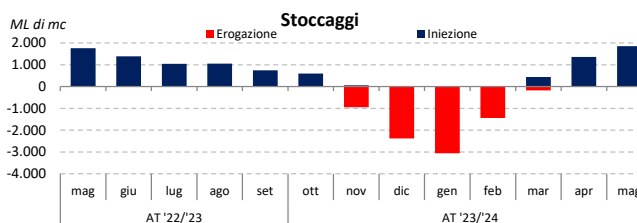
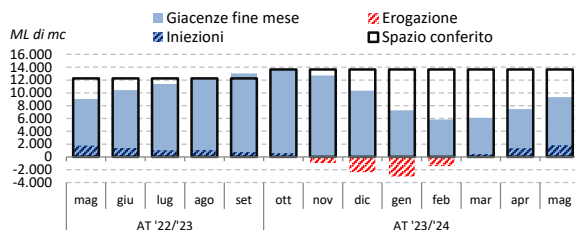


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/05/2024)</b>	<b>9.328</b>	<b>98,6</b>	<b>+3,0%</b>
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	1.859	19,7	+5,3%
Flusso netto	1.859	19,7	+5,3%
Spazio conferito su base annuale	13.664	144,5	+11,3%
Giacenza/Spazio conferito	68,3%		-5,5 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei le quotazioni risultano ancora in aumento su base mensile, a 33,4 €/MWh al PSV (+2,4 €/MWh) e a 31,7 €/MWh al TTF (+2,6 €/MWh). I due riferimenti mostrano un andamento crescente nel corso di maggio, più intenso nella seconda

parte del mese, quando le quotazioni salgono oltre i 37 €/MWh al PSV e i 35 €/MWh al TTF. Lo spread mensile tra la quotazione italiana e quella olandese si attesta, invece, a 1,8 €/MWh (era 1,9 €/MWh il mese precedente), oscillando tra -0,3 €/MWh e +2,9 €/MWh.

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Con riferimento ai prezzi, a maggio l'IG Index si attesta in media a 33,14 €/MWh, mostrando dinamiche sostanzialmente allineate a quelle dei prezzi sui principali hub europei. Nei singoli mercati a pronti le quotazioni, anch'esse in aumento sul mese precedente, risultano tutte comprese tra 33-34 €/MWh.

In relazione invece ai volumi, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS), in linea con le dinamiche osservate sui consumi, scendono a 12,8 TWh (-20%), con una quota sul totale consumato che, sebbene in lieve calo su aprile, si conferma invece sui livelli tra i più alti da oltre un anno e mezzo, a 34% (-1,3 p.p. su aprile).

Rispetto al mese precedente, risultano in calo gli scambi sull'orizzonte day-ahead (-15%), per effetto di una contrazione dei volumi contrattati nel comparto a negoziazione continua (6,7 TWh), il cui peso sul mercato a pronti scende al 52%. Aumentano, invece, le contrattazioni nel segmento AGS (3,3 TWh), pari al 26% dei volumi totali del MP-GAS (+6 p.p.). Relativamente a quest'ultimo, a maggio le movimentazioni

di Snam sono tutte concentrate lato vendita (3,3 TWh, +0,8 TWh). In flessione su aprile anche gli scambi sull'orizzonte intraday, dove i volumi scendono a 2,6 TWh (-25%), concentrati sul segmento a negoziazione continua, il cui peso sul mercato a pronti scende al 20% (-2 p.p. sul mese precedente). Su tale mercato aumentano le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,6 TWh, +217%), quasi esclusivamente in acquisto, mentre si riducono le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (2,0 TWh, -40%). Non si registrano, invece, scambi nel comparto AGS (erano 0,2 TWh il mese precedente).

Le quantità scambiate sul MGS salgono a 0,24 TWh (erano 0,21 TWh il mese precedente), in virtù di un incremento delle movimentazioni effettuate da Snam (0,18 TWh), dinamica registrata su entrambi i lati del mercato e con finalità di bilanciamento, mentre flettono le contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,06 TWh.

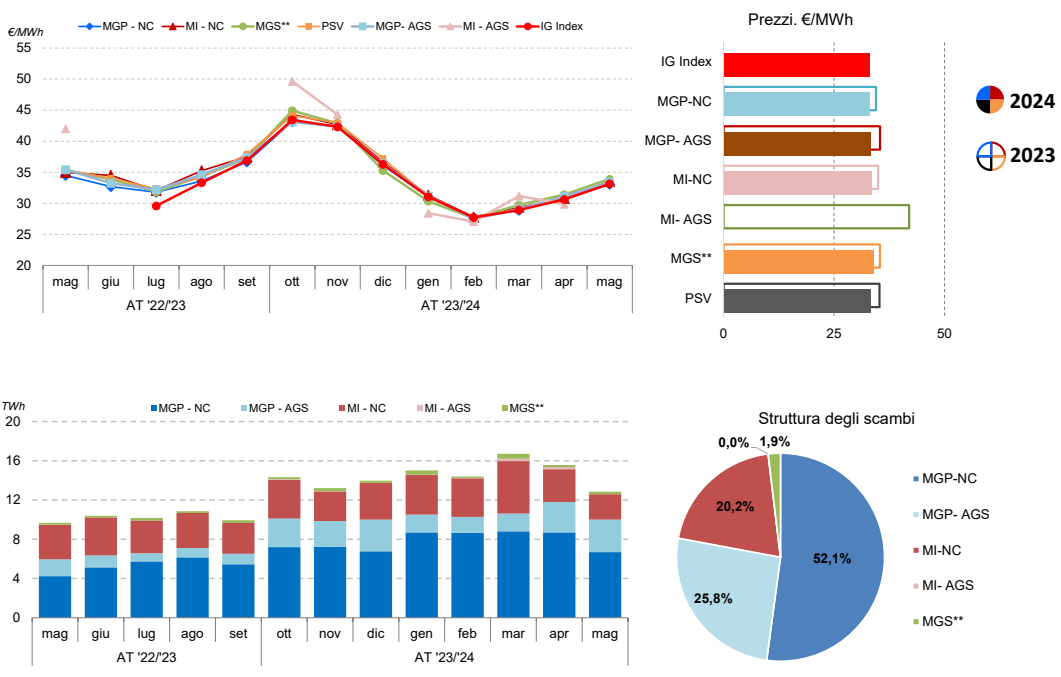
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a maggio non sono stati registrati scambi.

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>	33,14	(-)	29,85	38,07			
<b>MP-GAS</b>							
<i>MGP</i>							
<i>Negoziazione continua</i>	33,08	(34,50)	-4,1%	29,40	38,20	6.692.664	(4.235.784) +58,0%
<i>Comparto AGS</i>	33,39	(35,41)	-5,7%	29,79	38,16	3.314.568	(1.726.008) +92,0%
<i>MI</i>							
<i>Negoziazione continua</i>	33,53	(34,97)	-4,1%	29,45	39,55	2.588.688	(3.503.928) -26,1%
<i>Comparto AGS</i>	-	(42,00)	-100,0%	-	-	-	(24.144) -100,0%
<i>MGS**</i>	33,93	(35,36)	-4,1%	30,80	38,50	243.475	(182.886) +33,1%
<i>Stogit</i>	33,93	(35,36)	-4,1%	30,80	38,50	243.475	(182.886) +33,1%
<i>Edison</i>	-	(-)	-	-	-	-	(-) (-)
<i>MPL</i>	-	(-)	-	-	-	-	(-) (-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



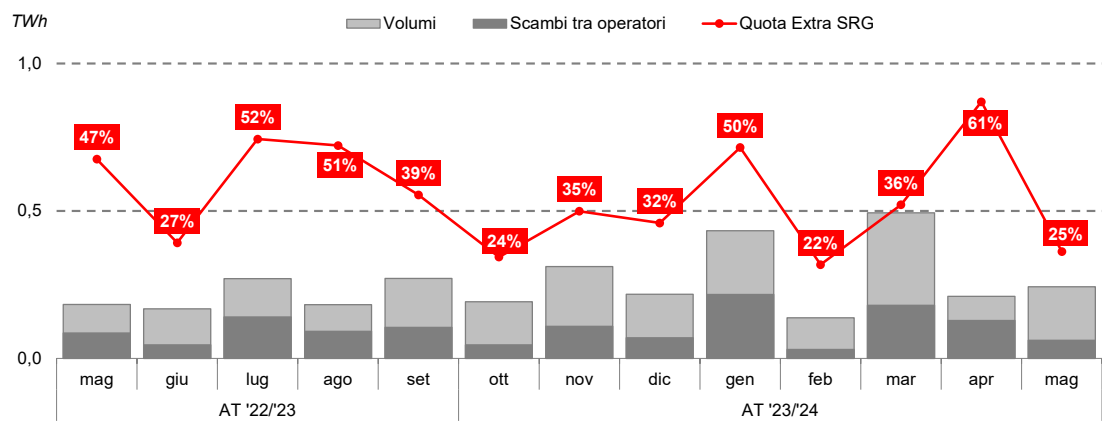
\* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice. A partire dal 19 luglio 2023 il GME calcola per ciascun giorno gas, sulla base dei prezzi registrati sul mercato a pronti dallo stesso gestito, l'IG Index pubblicato 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>243.475</b>	(182.886)	<b>243.475</b>	(182.886)	-	(-)	-	(-)
SRG	135.878	(73.525)	45.803	(22.870)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	135.878	(73.525)	45.803	(22.870)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	107.597	(109.361)	197.672	(160.016)	-	(-)	-	(-)

*Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente*





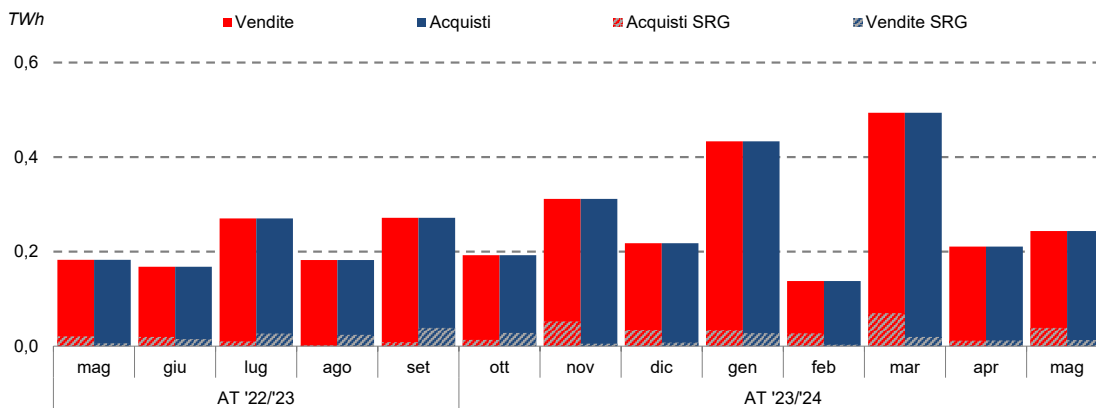


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2024-05	-	-	31,12	-4,0%	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2024-06	-	-	34,54	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-06	-	-	32,70	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-07	-	-	36,07	8,5%	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-08	-	-	38,26	21,9%	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-09	-	-	36,29	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-03	-	-	36,55	11,7%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-04	-	-	41,19	11,1%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-01	-	-	43,68	15,2%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-02	-	-	36,22	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2024/2025	-	-	43,42	14,2%	-	-	-	-	-	-	-
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 maggio, si osserva un calo delle quotazioni del greggio, alla prima riduzione mensile da inizio anno, dei suoi derivati e del carbone. Al terzo rialzo consecutivo, invece, i prezzi del gas sui principali hub europei, che registrano una dinamica crescente osservata anche sui principali mercati elettrici

dell'Europa centro-occidentale, con l'eccezione di quello francese. Sulle borse europee dell'elettricità si consolida, infine, la fase di significativo disallineamento dei prezzi, evidenziata da un differenziale tra Francia e Germania salito sui 40 €/MWh, valore mensile più alto di sempre.

Sempre in aumento da inizio anno le quotazioni del Brent scendono a maggio a 83,32 \$/bbl (-8% su aprile) e quelle dell'olio combustibile a 547,46 \$/MT (-8%), mentre il prezzo del gasolio, al terzo ribasso consecutivo, si attesta a 736,45 \$/MT (-7%). La dinamica ribassista interessa anche il carbone (118,87 \$/MT, -4%) e appare parzialmente frenata da rialzi osservati sui combustibili nell'ultima parte del mese. Aspettative ribassiste per i prossimi mesi sono espresse dai mercati a termine per Brent e derivati, con

prezzi attesi per il primo in linea con gli attuali livelli spot e rispettivamente più bassi e leggermente più elevati per l'olio combustibile e il gasolio; rialziste invece le quotazioni a termine del carbone, attestatesi su livelli analoghi a quelli di maggio.

In debole crescita mensile il tasso di cambio euro/dollaro (1,08 €/\$, +1%), con conseguente modesta variazione dell'intensità delle flessioni osservate su tale orizzonte sul greggio e sui combustibili nelle loro conversioni in euro.

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

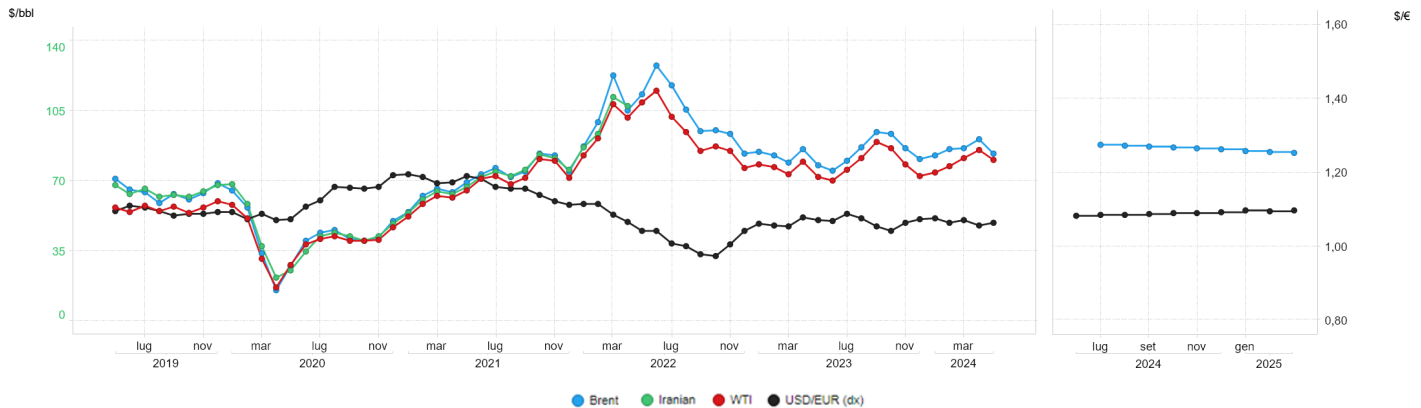
FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/BBL	83,32	-8%	7%				83,06	-6%	82,64	-5%		
Olio Combustibile	USD/MT	547,46	-8%	12%	513,25	479,50	-7%	481,35	-6%	478,57	-6%	441,80	-7%
Gasolio	USD/MT	736,45	-7%	10%	774,00	751,63	-7%	753,70	-7%	755,88	-6%		
Carbone	USD/MT	118,87	-4%	-3%	119,95	118,87	4%	116,42	0%	121,00	4%	128,14	0%

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/BBL	77,15	-9%	8%				76,64	-	76,14	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	506,89	-9%	13%		443,05	-	444,15	-	440,94	-	401,69	-
Gasolio	EUR/MT	681,83	-8%	10%		694,34	-	695,30	-	696,31	-		-
Carbone	EUR/MT	110,06	-4%	-2%		109,81	-	107,41	-	111,47	-	116,49	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,08	1%	-1%	1,07	1,08	-	1,08	-	1,09	-	1,10	-

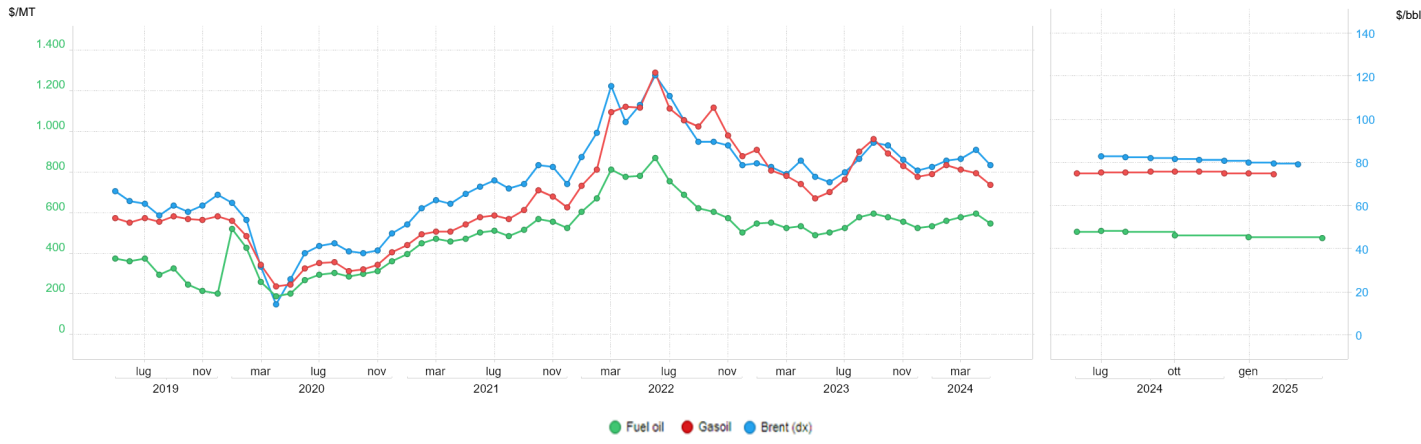
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



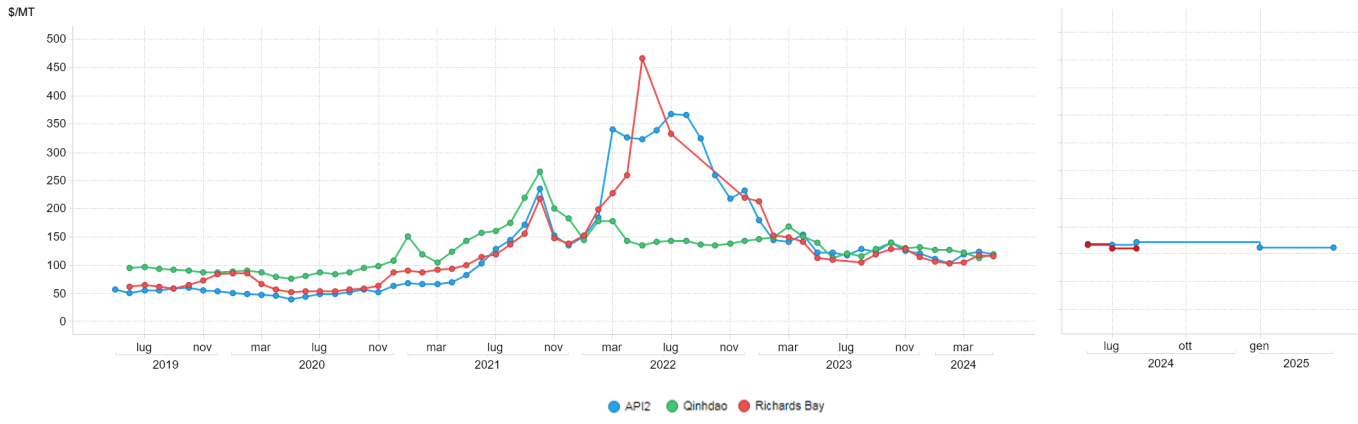
Fonte: LSEG Data & Analytics

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

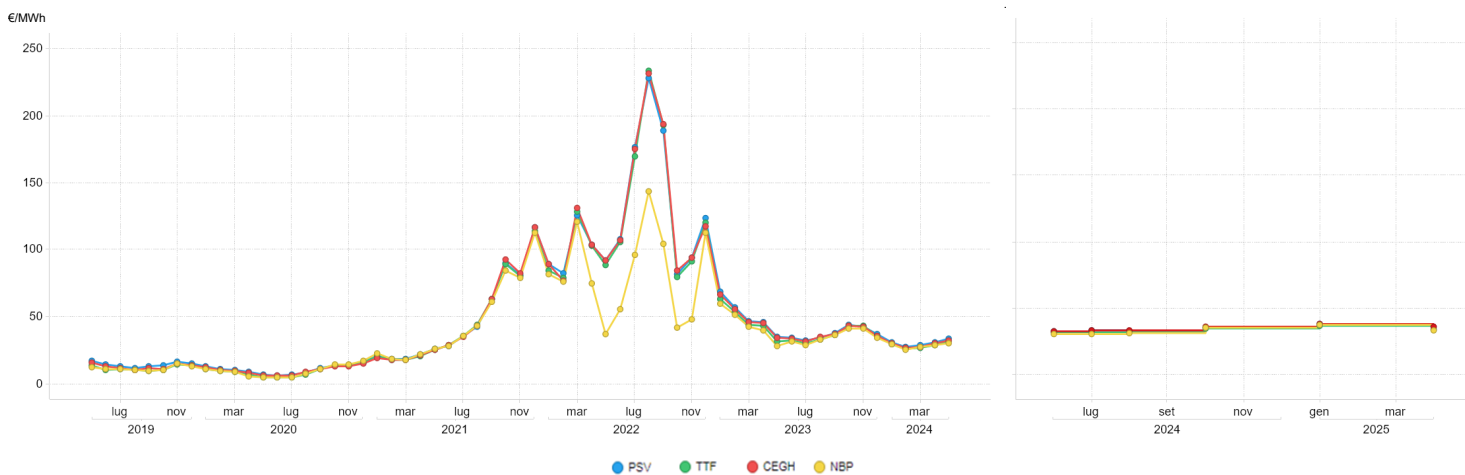
Fonte: LSEG Data & Analytics

In crescita mensile da marzo, accentuata in particolare nell'ultima parte di maggio, i prezzi del gas sui principali hub europei si portano ai massimi da inizio anno, attestandosi a 33,42 €/MWh al PSV italiano (+8%) e a 31,66 €/MWh al TTF

olandese (+9%), con lo spread tra i due riferimenti pressoché invariato (1,76 €/MWh, -0,17 €/MWh). In ottica prospettica i mercati a termine indicano per i prossimi mesi estivi i prezzi del gas stabili sugli 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	33,42	8%	-5%	29,17	32,65	8%	33,51	10%	32,27	8%	37,34	7%
TTF	NL	31,66	9%	0%	28,15	31,82	9%	32,08	10%	32,36	11%	36,63	9%
CEGH	AT	32,59	8%	-6%	29,50	32,39	8%	33,18	9%	33,27	10%	38,69	9%
NBP	UK	30,33	6%	7%	27,67	30,58	7%	30,69	8%	31,03	-59%		



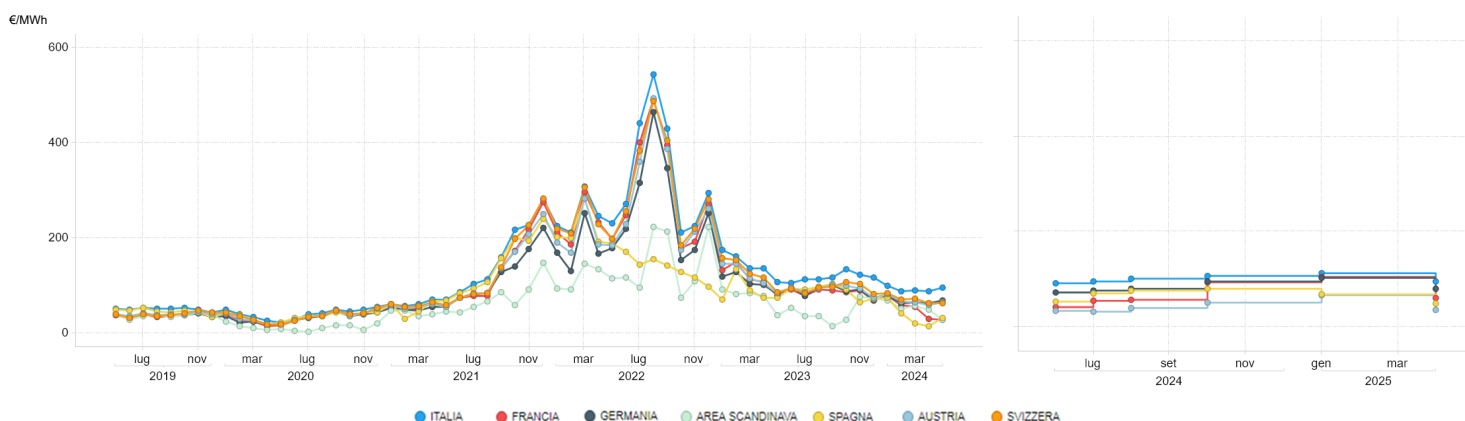
Fonte: LSEG Data & Analytics

In ambito elettrico, il mese di maggio conferma la significativa frammentazione delle quotazioni europee evidenziata da prezzi che in Italia si attestano sui 95 €/MWh, mostrando una crescita trainata dal nuovo rialzo del gas (+9% su aprile), in Germania attorno ai 67 €/MWh (+8%) e in Francia sui 27 €/MWh (-4%), valore

che spinge il differenziale del prezzo transalpino con quello italiano sui 68 €/MWh e con quello tedesco sui 40 €/MWh. Ovunque rialziste le aspettative espresse dai mercati futures per i prossimi mesi estivi, su livelli ancora piuttosto frammentati e decisamente più elevati rispetto agli attuali spot in Francia e in Spagna.

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot\* e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	94,88	9%	-10%	78,17	89,93	13%	94,19	16%	100,39	4%	101,65	5%
FRANCIA	27,17	-4%	-65%	32,22	40,69	6%	54,79	5%	55,28	12%	83,65	6%
GERMANIA	67,21	8%	-18%	60,42	70,65	9%	75,98	10%	78,70	14%	95,67	10%
AREA SCANDINAVA	27,28	-44%	-27%	31,00	33,38	27%	31,80	33%	37,98	34%	46,23	12%
SPAGNA	30,40	122%	-59%	32,55	51,79	17%	69,94	13%	75,46	19%	69,15	17%
AUSTRIA	64,14	9%	-22%									
SVIZZERA	61,98	0%	-28%									



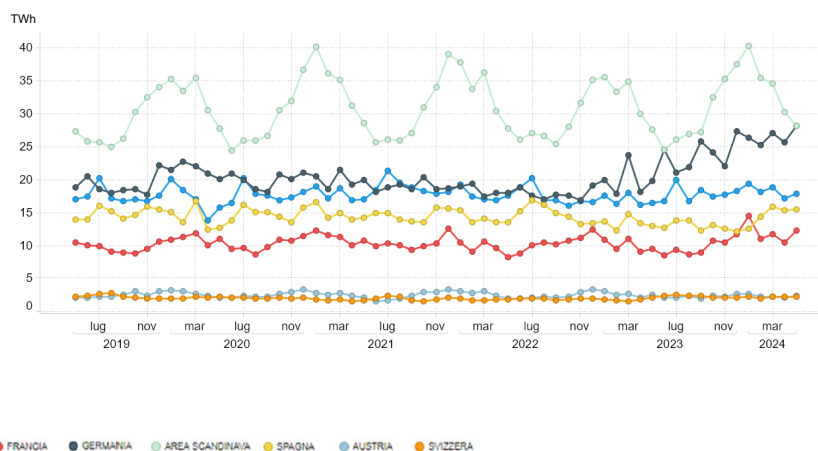
Fonte: LSEG Data & Analytics

Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici a pronti, si osservano ancora diffusi rialzi annuali, con la Germania ai massimi degli ultimi anni (28,1 TWh, +6% su aprile). Su base mensile i

volumi risultano in crescita anche in Francia (12,4 TWh, +15%) e in Italia (18,0 TWh, +6%), mentre un calo si registra nell'Area scandinava (28,2 TWh, -10%) e in Spagna (15,5 TWh, -3%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,95	1%	9%
FRANCIA	12,37	15%	30%
GERMANIA	28,13	6%	42%
AREA SCANDINAVA	28,19	-10%	2%
SPAGNA	15,47	-3%	18%
AUSTRIA	2,47	11%	-5%
SVIZZERA	2,24	-6%	2%



\* 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 maggio, ultimo mese dell'anno d'obbligo 2023, il prezzo medio scende a 250,71 €/tep (-1,1%), a fronte di una significativa crescita degli scambi (+173%). Dinamiche rialziste sia in termini di prezzi (+63%) che di volumi (+610%), sulla piattaforma bilaterale.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2023 il prezzo medio si attesta a 0,48 €/MWh (-42%), più basso delle quotazioni

bilaterali, anch'esse in calo a 0,75 €/MWh (-73%). Scambiate a maggio per la prima volta le Garanzie d'Origine riferite al periodo di produzione 2024, ad un prezzo medio di 0,85 €/MWh su MGO e a 4,41 €/MWh su PBGO. Complessivamente gli scambi ammontano a 166 mila MWh sul mercato organizzato e a 675 mila MWh sulla piattaforma bilaterale.

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

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

Nell'ultimo mese dell'anno d'obbligo 2023, il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 250,71 €/tep, in calo dell'1,1% rispetto al mese precedente. Risulta in crescita, invece, a 247,16 €/tep la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (+63%) che riduce lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 3,5 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 1 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 99% (+37 p.p. su aprile). In aumento al 64% (+40 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di

mercato (249,00-253,00 €/tep).

Nelle cinque sessioni di mercato tenutesi a maggio, i titoli negoziati crescono a 364 mila tep sul MTEE (+173% su aprile), con la liquidità del mercato al 56% (-21 p.p. rispetto al mese precedente), a fronte anche di una consistente crescita delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 280 mila tep (+610%). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine maggio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 72.384.247 tep, in aumento di 357.899 tep rispetto a fine aprile. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.293.994 tep, in aumento di 357.899 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	250,71	-1,1%	249,00	253,00	364.402	+173,1%	91,36	+170,2%	1.386	+22,9%	0,4%	-0,5 p.p.	5	+3
Bilaterali	247,16	+63,4%	0,00	254,49	280.217	+609,7%	69,26	+1059,8%						
con prezzo >1	249,63	+2,0%	40,00	254,49	277.443	+1036,8%	69,26	+1059,8%						
Totale	249,16	+8,3%	0,00	254,49	644.619	+272,8%	160,62	+303,8%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

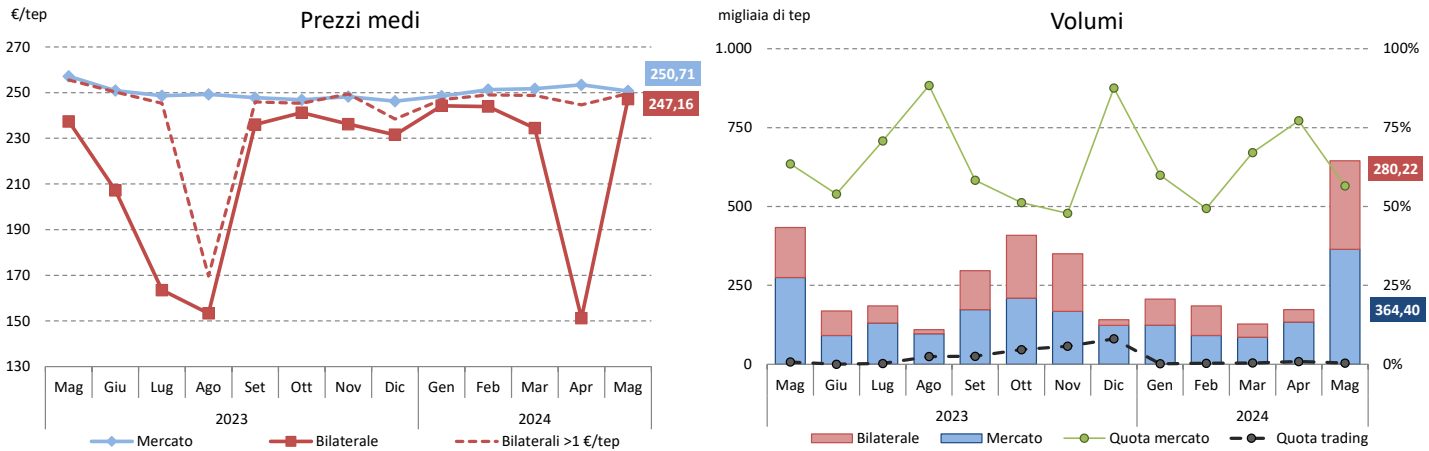


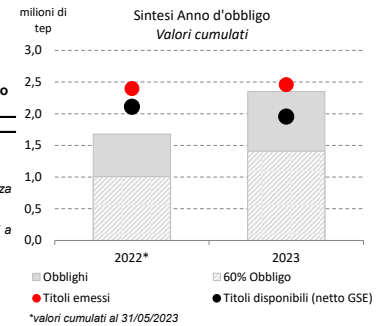
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2023

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260	€/tep						
N°	€/tep	tep	tep	€/tep						
39	249,33	1.790.099	1.205.302	248,22						

\*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.

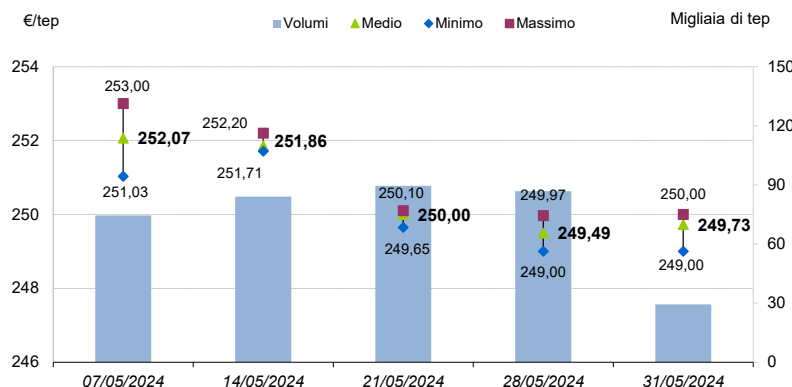


L'analisi delle singole sessioni mostra in corso di mese quotazioni medie in lieve calo, da circa 252 €/tep a circa 250 €/MWh. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta mediamente di 1 €/tep con un picco nella

sessione del 7 maggio (2 €/tep) in corrispondenza di un prezzo massimo a 253 €/tep. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 72,9 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME





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

In data 6 maggio 2024 è entrata in vigore la versione aggiornata del Regolamento di funzionamento del Mercato Organizzato e della Piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle Garanzie di Origine (Regolamento P-GO), modificate ai fini dell'introduzione della Bacheca GO nell'ambito dei sistemi P-GO, la piattaforma informatica, organizzata e gestita dal GME ai sensi dell'art. 5, comma 5.3, del D.M. 14 luglio 2023 n.224, ai fini della promozione dell'incontro tra le parti interessate alla stipula dei contratti a lungo termine delle GO.

A maggio, sul Mercato delle Garanzie di Origine, il prezzo medio degli scambi riferiti all'anno di produzione 2023, indipendentemente dalla tipologia, cala rispetto al mese precedente a 0,48 €/MWh (-42%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 0,75 €/MWh (-73%).

Sul MGO tutte le quotazioni delle quattro tipologie scambiate si collocano a ridosso del valore medio. Variano, invece, tra i 0,14 €/MWh della tipologia Gas Trasporti ed i 4,31 €/MWh della tipologia Bio i prezzi sulla PBGO.

Con riferimento alle Garanzie d'Origine riferite all'anno di produzione 2024, al primo mese di contrattazione, i prezzi medi risultano pari a 0,85 €/MWh su MGO e a 4,41 €/MWh su PBGO. Su quest'ultima piattaforma i prezzi delle diverse tipologie scambiate si attestano tutte a ridosso dei 5 €/MWh ad eccezione della categoria Solare (1,82 €/MWh). A maggio, i volumi complessivamente negoziati su MGO si portano a 166 GWh, di questi 90 GWh riferiti all'anno di produzione 2023 (55% del totale), mentre risultano pari a 675 GWh gli scambi bilaterali, di questi il 33% relativi all'anno 2023 (220 GWh).

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>0,48</b>	<b>-42,0%</b>	<b>0,20</b>	<b>0,50</b>	<b>90.291</b>	<b>+84,0%</b>	<b>43.073</b>	<b>+6,6%</b>
Settore Elettrico	0,48	-42,0%	0,20	0,50	90.291	+84,0%	43.073	+6,6%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Bilaterali</b>	<b>0,75</b>	<b>-73,5%</b>	<b>0,00</b>	<b>6,20</b>	<b>220.324</b>	<b>-76,2%</b>	<b>166.314</b>	<b>-93,7%</b>
Settore Elettrico	1,68	-46,2%	0,00	6,20	88.061	-89,6%	147.825	-94,4%
Settore Gas	0,14	+1483,1%	0,01	3,00	132.263	+64,2%	18.488	+2500,2%
con prezzo >0	0,80	-76,7%	0,01	6,20	207.027	-72,9%	166.314	-93,7%

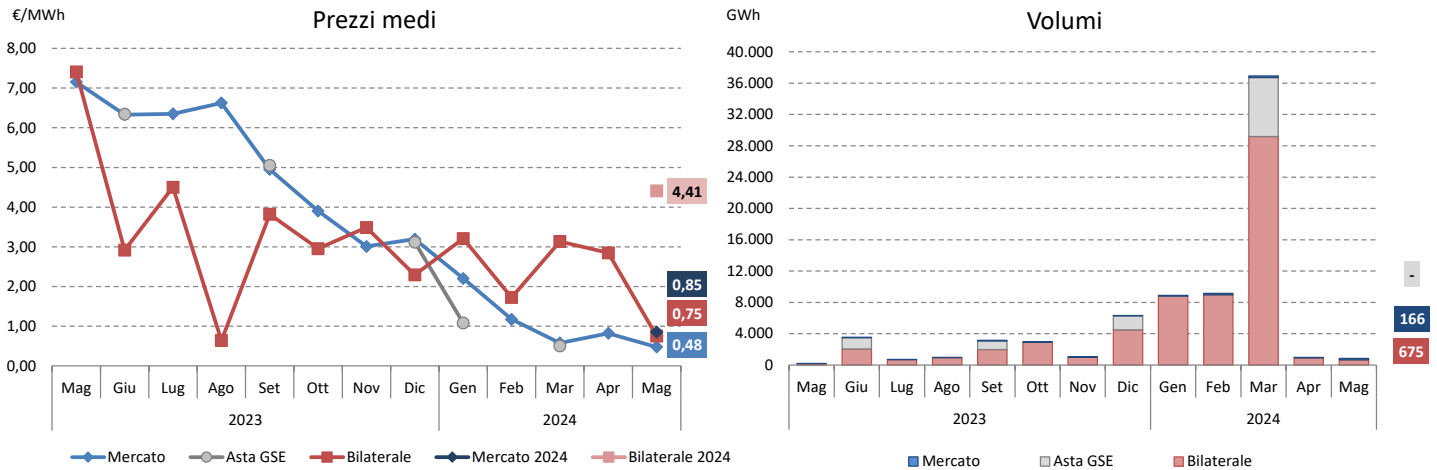
Tabella 4: GO Anno di produzione 2024, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
<b>Mercato</b>	<b>0,85</b>	<b>-</b>	<b>0,50</b>	<b>0,90</b>	<b>75.369</b>	<b>-</b>	<b>64.263</b>	<b>-</b>
Settore Elettrico	0,85	-	0,50	0,90	75.369	-	64.263	-
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Bilaterali</b>	<b>4,41</b>	<b>-</b>	<b>0,10</b>	<b>7,00</b>	<b>454.797</b>	<b>-</b>	<b>2.004.491</b>	<b>-</b>
Settore Elettrico	4,41	-	0,10	7,00	454.797	-	2.004.491	-
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
con prezzo >0	4,41	-	0,10	7,00	454.797	-	2.004.491	-

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 (31%) e nella contrattazione bilaterale (49%) e della tipologia Solare nelle aste di assegnazione del GSE (47%).

La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2024, invece, evidenzia una predominanza della tipologia Bio sul mercato (64%) e della tipologia Eolico nella contrattazione bilaterale (79%).

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

Fonte: dati GME

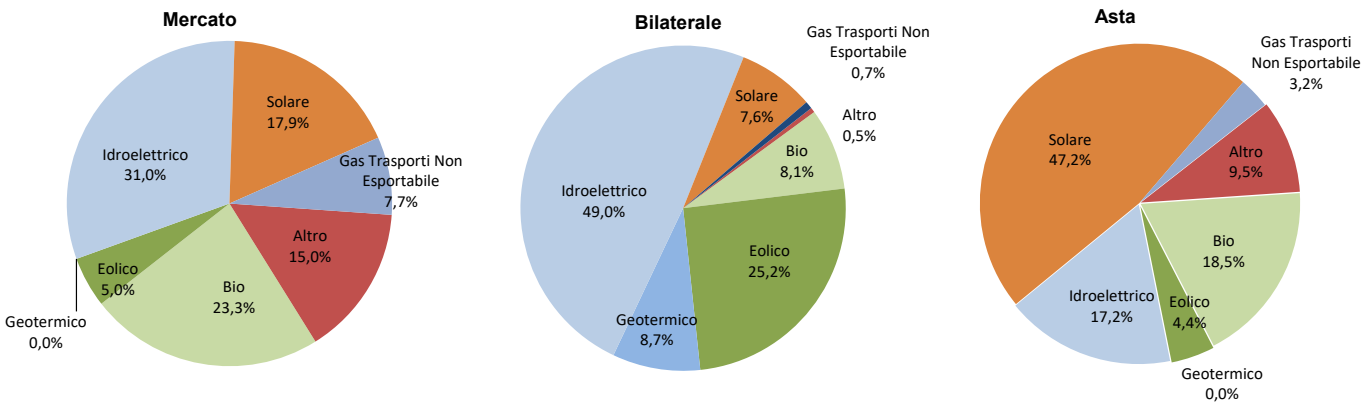
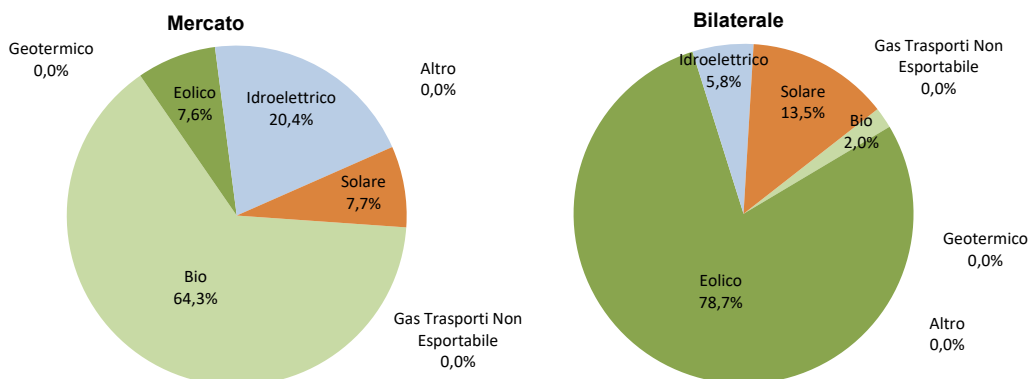


Figura 5: GO Anno di produzione 2024, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

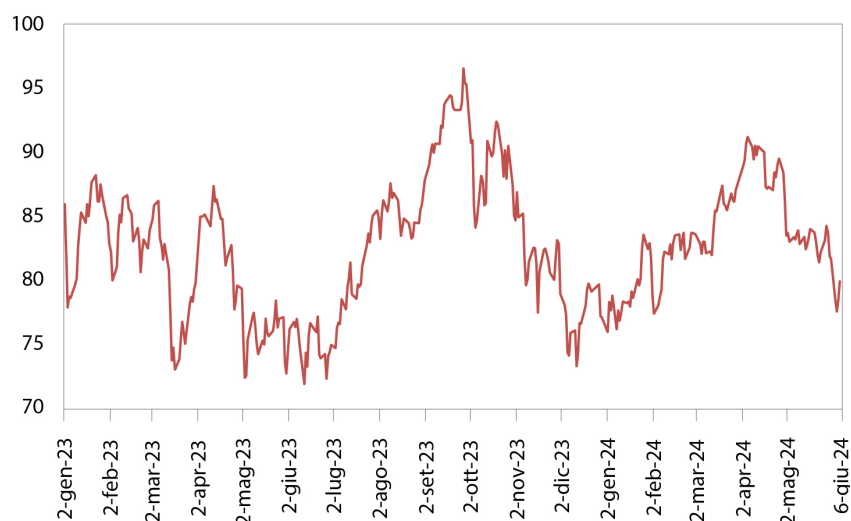


## IL CAOS CALMO DEL MERCATO PETROLIFERO

Lisa Orlandi - RIE

(continua dalla prima)

Andamento del Brent Dated (doll/bbl)



Fonte: elaborazioni RIE su dati ICE Brent

Dal 2023 ad oggi, quindi nell'ultimo anno e mezzo, assistiamo, invece, ad un'oscillazione delle quotazioni tra i 70 e i 95 dollari al barile: una forchetta che si mantiene tutto sommato stabile nonostante sullo sfondo vi siano molteplici criticità come il protrarsi della guerra Mosca-Kiev, gli scontri sulla striscia di Gaza, gli attacchi degli Houthi. In molti, specie in relazione agli accadimenti di guerra degli ultimi mesi in aree nevralgiche come Medio Oriente e Mar Rosso, temevano il ripetersi di una crisi simile a quelle degli anni '70. Il mercato ha, invece, retto l'urto della geopolitica e non si sono (almeno sino ad ora) registrate distruzioni di offerta nonostante ad esserne coinvolti siano importanti produttori mondiali.

A fronte, quindi, di un rischio potenzialmente enorme ma che non si è concretizzato, le quotazioni sono oscillate in un range di 20-25 dollari rispondendo al sentiment di volta in volta prevalente sul bilancio domanda-offerta e appoggiandosi a due fondamentali elementi di stabilità: la gestione dei tagli da parte dell'OPEC Plus e le dinamiche delle produzioni non-OPEC Plus. Siamo quindi in presenza di un mercato che appare ben fornito ma su cui gravano pesanti incertezze sul fronte dei consumi, con previsioni molto distanti tra loro sia sul breve periodo sia sul lungo termine. Un'incertezza non da poco perché, come appunto la storia insegna, l'incapacità di prevedere correttamente la traiettoria della domanda può determinare cicli di prezzo inattesi.

### La "stabilità" del mercato viene dall'offerta

OPEC Plus, spare capacity, shale oil. Sono i tre elementi che, ad oggi, in assenza di drastiche riduzioni di offerta per ragioni politiche o eventi climatici estremi, conferiscono al mercato quell'apparente stabilità che mantiene i prezzi nel range 70-95 doll/bbl.

Dal settembre 1960, anno della sua creazione, sono stati numerosi i tentativi dell'OPEC di intervenire sull'offerta di petrolio controllata dai suoi Stati membri, allo scopo di difendere le quote di mercato o un determinato range di prezzo. Tuttavia, mentre in passato si alternavano momenti di "apertura" a momenti di "chiusura" dei rubinetti, a seconda delle condizioni di adeguatezza o di deficit del mercato, a partire dal 2016 si è avuto un netto cambio di rotta. In quell'anno, infatti, soprattutto in risposta al drastico calo dei prezzi del petrolio causato dal significativo aumento della produzione di shale oil negli Stati Uniti, l'OPEC ha firmato un accordo con altri dieci paesi produttori – tra cui la Russia – per creare quella che oggi è nota come OPEC Plus. Si è arrivati, così, ad un primo taglio storico della produzione, per riequilibrare un mercato caratterizzato da abbondanza di offerta e da domanda in crescita anemica. Da quel momento in poi, e nonostante la sfiducia dominante circa la sua tenuta, l'Alleanza ha costantemente rinnovato il suo impegno portando avanti la politica dei tagli, alternata a momenti di loro attenuamento in funzione delle condizioni contingenti

del mercato. Per contro, non è mai stata annunciata la loro eliminazione né tantomeno sono stati proposti aumenti assoluti della produzione per sopperire a paventate situazioni di deficit.

Di particolare rilevanza è stata la riduzione annunciata nel 2020, quando il vuoto di domanda causato dalla pandemia aveva reso necessario un aggiustamento rapido dell'offerta. La prontezza e il peso dell'OPEC Plus sull'offerta mondiale è stato uno dei fattori che ha permesso al mercato di avviarsi in tempi ragionevoli verso una ripresa. Negli anni successivi, quando il rebound inatteso dei consumi aveva riportato all'attenzione una condizione di deficit, l'Alleanza ha optato per un progressivo allentamento dei tagli precedentemente annunciati, ridando fiato al mercato e impedendo ai prezzi di esibire spike duraturi. Tra le commodity energetiche, il petrolio è stata infatti quella che nel 2022 ha retto meglio l'urto della crisi: a fronte di livelli record dei prezzi del gas e conseguentemente dell'elettricità, il barile non ha mai superato la soglia dei 90 dollari.

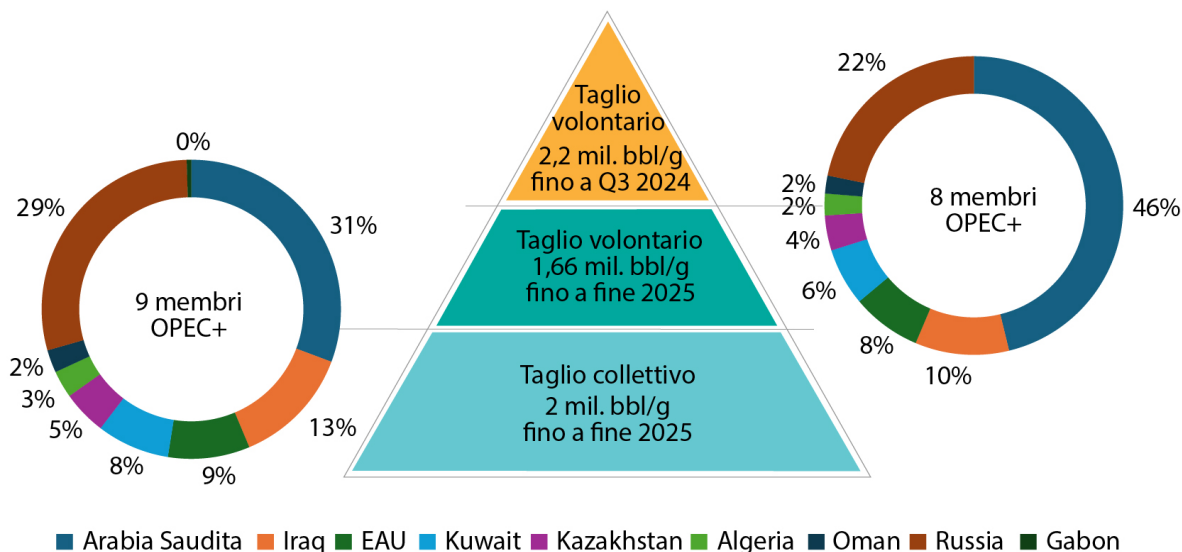
Nell'ultimo anno e mezzo poi, ormai completamente fuori dal contesto pandemico ma con uno scenario geopolitico

indubbiamente complesso, la politica di gestione dell'offerta è continuata. I consueti meeting dell'OPEC Plus hanno di volta in volta confermato il protrarsi della collaborazione e, anzi, hanno aggiunto al taglio collettivo concordato consistenti tagli volontari da parte di alcuni paesi membri.

Il faro che guida le reiterate decisioni di riduzione è la volontà di sostenere i prezzi in una fase in cui le incertezze sulla domanda sono numerose e l'offerta extra-OPEC è in crescita sostenuta. Ad aprile 2023 erano stati decisi, oltre ad una diminuzione collettiva di circa 2 mil. bbl/g, tagli volontari per ulteriori 1,66 mil. bbl/ da parte di nove paesi membri, tra cui la Russia (soggetta a sanzioni).

A marzo 2024 tagli obbligatori e volontari sono stati confermati ed estesi: otto Stati aderenti<sup>1</sup> all'Alleanza hanno infatti annunciato nuove riduzioni per totali 2,2 mil. bbl/g da implementare nel secondo trimestre dell'anno. Complessivamente, sono in ballo 5,8 mil. bbl/g, oltre il 5% dell'offerta mondiale. Il tutto è stato confermato e prolungato anche nell'ultimo vertice del 2 giugno, complice il recente calo dei prezzi verso la parte bassa della forchetta 70-95 doll/bbl (si veda figura).

I tagli della produzione OPEC Plus dal 2023



Fonte: elaborazioni RIE su Press Release opec.org

A parere di chi scrive, una politica di contenimento dell'offerta che, tra accelerazioni e piccole pause, va avanti da otto anni è indicativa delle volontà e delle convinzioni dell'OPEC Plus: in assenza di drastiche distruzioni di offerta, il mercato è adeguatamente fornito. Tuttavia, il taglio prolungato ha anche permesso di raggiungere un livello confortevole di spare capacity: quasi 6 milioni di bbl/g, concentrati soprattutto in Arabia Saudita (3,08) e Emirati Arabi Uniti (1,13). Altro fattore, quest'ultimo, che pure contribuisce alla stabilità dell'oggi e che permette di preservare quote di mercato qualora la domanda dovesse crescere con vigore, come preconizzato dalla stessa OPEC. Il tema delle quote di mercato non è infatti irrilevante per l'Organizzazione, da anni coinvolta in una sorta di braccio di ferro con gli Stati Uniti, liberi di produrre quanto vogliono grazie ai brevi cicli di investimento che caratterizzano lo shale oil. È rispetto a quest'ultimo, infatti, che il cartello dei paesi produttori ha spesso dovuto modulare la sua offerta per impedire il crollo dei prezzi. Nel 2023, l'offerta USA è aumentata di 1 mil. bbl/g, oltre il doppio di quanto gli analisti si attendevano. Anche se lo stesso Dipartimento per l'Energia americano parla del possibile avvio di un'era post-growth, lo shale rimarrà una forza rilevante del mercato petrolifero mondiale. I costi di breakeven dei produttori sono scesi attorno ai 60 doll/bbl e non si escludono ulteriori riduzioni grazie all'intensa attività di M&A in corso e agli avanzamenti tecnologici. Una condizione generale, quella di questo mercato, che porta ad azzardare il mantenimento di un livello produttivo prossimo a 13,5 mil. bbl/g per un lungo periodo, continuando quindi a rappresentare un elemento centrale per la politica di offerta dell'Alleanza.

In generale, la situazione contingente lato offerta è indicativa di un mercato rilassato. La sicurezza fornita dalla spare capacity dell'OPEC Plus e dalla produzione extra-OPEC degli ultimi mesi, soprattutto americana, è proprio una delle ragioni che hanno impedito alla geopolitica più recente (da Gaza in poi) di traumatizzare il mercato. Ma, come sempre, quello petrolifero è un mercato in cui si naviga a vista e anche quando le acque sembrano tranquille possono verificarsi onde anomale di cui non si è tenuto debitamente conto.

### Gli elementi di incertezza

Lo scenario di guerra che continua a interessare aree nevralgiche per la produzione e il traffico di energia è una variabile imponderabile, per ora contenuta dallo stato corrente dell'offerta, ma non per questo ignorabile. In sostanza, non si possono escludere escalation future per il solo fatto che, ad oggi, il mercato ha retto. Occorre, inoltre, considerare che le aree di rischio sono molteplici: la Libia, in cui l'instabilità cronica genera ripetuti fermi della produzione

in grado di incidere su volumi importanti, anche superiori a 1 mil. bbl/g; l'Iraq, dove infrastrutture obsolete spesso compromettono l'export da Bassora e in cui sullo sfondo persistono gli attriti tra il governo federale e quello curdo. Alcuni esperti ritengono possibile anche l'interferenza della Russia nei flussi di petrolio che transitano per il Caspian Pipeline Consortium in Kazakhstan.

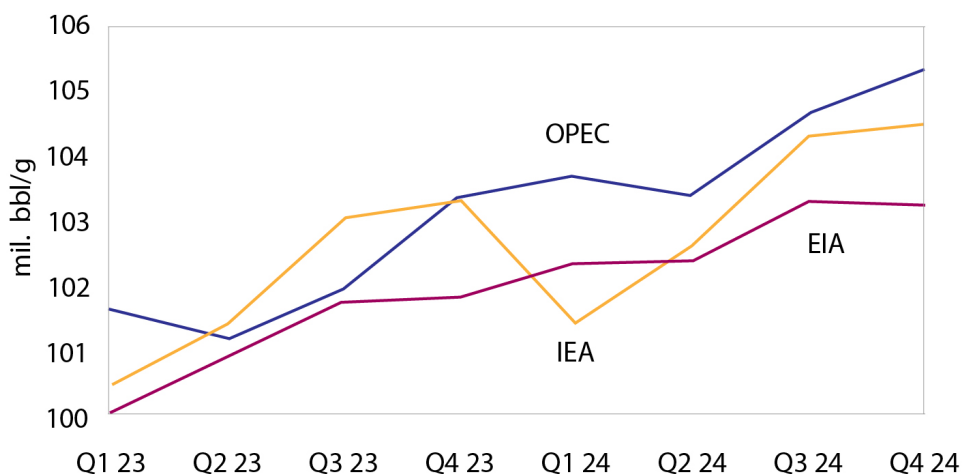
Un'altra variabile che potrebbe mettere alla prova la tenuta dell'offerta è poi quella climatica. Secondo l'Energy Information Administration americana, la stagione degli uragani (giugno-novembre) sarà particolarmente intensa nel 2024, con la previsione di 25-30 tempeste ad oggi non classificabili. Dalla loro intensità e durata, dipenderà giocoforza l'impatto più o meno duraturo, più o meno grave sulle infrastrutture produttive e di raffinazione.

Dal punto di vista dell'offerta di greggio, l'impatto di queste minacce potrebbe risultare contenuto anche se si concretizzasse. In altre parole, c'è un certo margine di flessibilità nel sistema che potrebbe adattarsi anche ad ammanchi non pianificati. Questo, tuttavia, ceteris paribus. Infatti, l'equilibrio regge se i potenziali ammanchi non si verificano contemporaneamente, se l'OPEC Plus mantiene il suo impegno di contenimento dell'offerta e se la domanda non riserva sorprese. Da quest'ultimo punto di vista, le proiezioni non potrebbero essere più distanti e, con esse, le aspettative sui futuri equilibri demand-supply. L'assenza di interpretazioni univoche e solide delle dinamiche dei consumi rappresenta uno dei principali elementi di criticità per chi opera nel settore.

Con lo scoppio della pandemia, in molti ritenevano che la domanda non avrebbe mai più recuperato i livelli pre-Covid e così non è stato. In un gioco di annunci e smentite, i diversi enti cercano di guidare il sentiment nell'una o nell'altra direzione, generando caos.

Le stime sul 2024 sono emblematiche a riguardo: laddove l'OPEC stima un incremento annuo dei consumi di 2,25 mil. bbl/g, l'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE) prospetta una crescita di 1,2 mil. bbl/g mentre l'EIA statunitense indica addirittura +0,92 mil. bbl/g. Al di là della discrepanza tra i livelli assoluti dei consumi che ha sempre caratterizzato i diversi enti e agenzie di rilevazione, quel che colpisce è la distanza relativa agli incrementi attesi, con un differenziale di 1,15 mil. bbl/g tra OPEC e AIE e di circa 1,3 mil. bbl/g tra l'Organizzazione dei paesi produttori e l'ente americano. Tutto ciò riflette le diverse ipotesi formulate in merito alla crescita della domanda cinese e più in generale sulla traiettoria di decarbonizzazione delle economie emergenti, dove si assiste all'emergere di una classe media più numerosa, all'espansione dei servizi di trasporto e a una maggiore domanda e accesso all'energia.

La distanza tra le proiezioni di domanda di OPEC, AIE ed EIA DOE (mil. bbl/g)



Fonte: elaborazioni RIE su dati OPEC, AIE, EIA DOE

Se le divergenze sono evidenti in relazione alle stime di breve termine, come appunto per l'anno in corso, lo sono ancora di più (e per gli stessi motivi) sul lungo periodo, quando entra in gioco l'annoso tema del peak oil. Da questo punto di vista, la visione di AIE e OPEC non potrebbe essere più distante sia in termini di livello di picco sia in relazione al momento del suo verificarsi. L'Agenzia di Parigi ha sottolineato a più

riprese come la domanda petrolifera segnerà il suo massimo a 106 mil. bbl/g nel 2028, mentre l'Organizzazione dei paesi produttori parla di picco a 116 mil. bbl/g nel 2045: 10 mil. bbl/g in più, 17 anni dopo. Nel mezzo di questa ampia forchetta si collocano altre stime come, ad esempio, quella di Goldman Sachs che ravvisa un possibile picco nel 2034 a un livello prossimo a 110 mil. bbl/g.

Domanda petrolifera: previsioni di picco (anno e mil. bbl/g)

	OPEC	IEA	Goldman Sachs
anno	2045	2028	2034
mil. bbl/g	116	106	110

Fonte: elaborazioni RIE su dati OPEC, AIE e Goldman Sachs



Come logico attendersi, simili differenziali riflettono gli interessi opposti di chi formula le stime. Tuttavia, rappresentano anche “il caos calmo” in cui versa il mercato petrolifero in questo momento: tutto “regge” ma di fatto tutto può succedere. Potremmo assistere ad un’accelerata decarbonizzazione su scala mondiale, come indica l’AIE, o ad un suo intercedere lento, come ipotizzato dall’OPEC. La forte distonia di vedute ha però delle conseguenze su chi deve decidere se e quanto investire oggi: ci si potrebbe ritrovare nel 2045 con una domanda perfettamente in grado di assorbire l’offerta e prezzi sostenuti, oppure – all’estremo opposto – una domanda in calo verticale già dal 2028 causerebbe investimenti irrecuperabili e stranded asset. Capire la direzione della domanda è sempre stato un

compito arduo, se non impossibile. Nell’opinione di chi scrive è difficile pensare che con un aumento ancora superiore a 1 mil. bbl/g come quello ipotizzato dall’AIE per il 2024, peraltro in linea con il trend di lungo periodo pre-Covid – si possa arrivare ad un azzeramento della crescita in soli quattro anni. Tuttavia, come più volte sottolineato in questa e in altre occasioni, il mercato petrolifero ci ha abituati a tutto, anche a quello che non ci saremmo mai aspettati. È una storia di picchi di offerta mai realizzati, di vuoti di domanda difficili anche solo da immaginare, di crolli e di ripartenze. È una storia confusa, quella petrolifera, e che confonde. Ma d’altronde, citando Tom Peters, uno dei più grandi esperti di business e management, “Se non sei confuso, non stai prestando attenzione”.

<sup>1</sup> Gli stessi che avevano preso questa decisione nel 2023 ad eccezione del Gabon.



# Novità normative di settore

a cura del GME

## ENERGETICO

**Deliberazione 14 maggio 2024 183/2024/R/com** | “Approvazione dei costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. per l’anno 2024 in relazione al monitoraggio del mercato del gas all’ingrosso, al coupling unico infragiornaliero e alle attività finanziate con il corrispettivo per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE). Integrazione alla deliberazione dell’Autorità 529/2023/R/eel” | pubblicata 17 maggio 2024 | Download <https://www.arera.it>

Con la Deliberazione 182/2024/R/com, l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha approvato i costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) nell’anno 2023, rendicontati secondo le modalità e le tempistiche disciplinate dalla Deliberazione 547/2020/R/COM<sup>1</sup>.

Nello specifico, tali costi afferiscono:

- le attività di acquisizione, organizzazione, archiviazione e condivisione dei dati, nonché di elaborazione e analisi di indici di mercato, funzionali al monitoraggio del mercato all’ingrosso dell’energia elettrica, svolto dal GME ai sensi della Delibera ARG/elt 115/08 (TIMM);
- le attività funzionali all’esercizio del monitoraggio dei mercati all’ingrosso del gas naturale, effettuate dal GME ai sensi dell’Allegato A alla Deliberazione 631/2018/R/GAS (TIMMIG);
- l’organizzazione e la gestione della piattaforma dei conti energia a termine (PCE);
- l’istituzione, la modifica e la gestione del coupling unico infragiornaliero (UE Single Intraday Coupling-SIDC);
- l’organizzazione e la gestione della sede per la contrattazione delle garanzie d’origine tramite mercato organizzato e piattaforma per gli scambi bilaterali;
- la gestione del Registro e delle contrattazioni dei titoli di efficienza energetica tramite mercato organizzato o scambi bilaterali.

Con la deliberazione in oggetto l’ARERA ha altresì proceduto ad integrare la deliberazione 529/2023/R/com al fine di prevedere che Cassa per i servizi energetici e ambientali riconosca al GME i costi, per il 2024, di gestione delle procedure di conferimento della capacità di rigassificazione di cui al comma 5.11 del Testo integrato sulle garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto (TIRG) e che tali costi siano posti a valere sul Conto oneri impianti di rigassificazione di cui alla Regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto (RTRG).

## ELETTRICO

**Deliberazione 28 maggio 2024 212/2024/R/eel** | “Coupling unico infragiornaliero: verifica degli adempimenti contrattuali delle società Gestore dei mercati energetici S.p.A. e Terna S.p.A. in merito all’avvio delle aste infragiornaliere” | pubblicata in data 31 maggio 2024  
Download <https://www.arera.it>

**Comunicato stampa del Market Coupling Steering Committee (MCSC) e progetto SIDC** | “Confirmation of the go-live date for Intraday Auctions (IDAs) on 13 June 2024” | del 29 maggio 2024  
Download <https://www.nemo-committee.eu>

Con la Deliberazione n.212/2024/R/eel, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha approvato le proposte di modifica, predisposte dal GME S.p.A. e Terna S.p.A., ai contratti in essere disciplinanti la gestione del coupling unico del giorno prima e infragiornaliero europeo al fine di consentire l’avvio operativo sulle frontiere italiane delle aste infragiornaliere pan-europee IDAs, previste ai sensi della Decisione ACER n.1/2019<sup>2</sup>.

Nello specifico, le modifiche oggetto di approvazione sono volte ad introdurre la disciplina delle aste infragiornaliere IDAs sia nell’ambito dei contratti All NEMO-All TSO, sia nell’ambito dei contratti tra soli NEMO o tra soli TSO, definiti tanto a livello pan-europeo, quanto a livello regionale.

Con il medesimo provvedimento, l’ARERA ha altresì approvato le proposte di modifica alla Convenzione tra GME e Terna, volte a disciplinare i flussi informativi funzionali all’operatività delle suddette aste sull’insieme delle frontiere nazionali.

L’avvio operativo delle aste IDAs - la cui data di go-live è stata ufficialmente confermata con il comunicato in oggetto da tutti i NEMO e TSO europei per il 13 giugno u.s. (data di flusso 14 giugno) - ha segnato il superamento delle precedenti Complementary Regional Intra-Day Auctions (CRIDAs), ricomprendendo nel meccanismo di coupling, di cui le aste implicite infragiornaliere gestite dal GME sono parte integrante (MI-Ai), non solo le frontiere con la Slovenia e la Grecia, già incluse in ambito CRIDA, ma anche le frontiere tra Italia-Francia e Italia-Austria.

**Documento per la consultazione TERNA S.p.A.** | “AVVISO CONSULTAZIONE CODICE DI RETE - RECEPIMENTO DEL TIDE” | pubblicato il 20 maggio 2024  
Download <https://download.terna.it>

Con il documento per la consultazione in oggetto, TERNA S.p.A. ha pubblicato una prima proposta di aggiornamento del Codice di Rete volta a recepire le novità introdotte dal Testo

Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE-Allegato A alla Delibera ARERA n.345/2023).

Come noto, l'attuazione del TIDE prevede una riforma strutturale del modello di dispacciamento elettrico nazionale, volta ad ampliare il numero di risorse disponibili per la fornitura di servizi ancillari e ad assicurare la compatibilità del disegno del sistema di dispacciamento con i Regolamenti Europei; ciò al fine di facilitare l'integrazione delle risorse rinnovabili e la partecipazione attiva della domanda, in coerenza con gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione previsti dalla normativa europea.

Tenuto conto della portata e della complessità della riforma, TERNA rende noto che avvierà un percorso di modifica del Codice di Rete per fasi.

Nella prima fase, con il DCO in oggetto, il Gestore di Rete sottopone alla valutazione degli operatori le proposte di modifica relative:

- i. all'anagrafica delle unità di produzione e consumo e relativi aggregati rilevanti ai fini del diritto di immettere e prelevare e ai fini della fornitura dei servizi ancillari nazionali globali;
- ii. ai requisiti tecnici e procedura per l'abilitazione alla fornitura dei servizi ancillari nazionali per il bilanciamento e ridispacciamento e dei servizi ancillari nazionali non relativi alla frequenza;
- iii. al perimetro e modalità di approvvigionamento dei servizi ancillari;
- iv. alla regolazione delle partite economiche con il Balancing Service Provider (BSP) e con il Balance Responsible Party (BRP).

Nella seconda fase, verranno altresì consultate ulteriori proposte, tra cui:

- i requisiti tecnici e modalità di fornitura e/o approvvigionamento dei servizi di modulazione straordinaria;
- l'aggiornamento del contratto di dispacciamento;
- la definizione del contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali;
- l'aggiornamento del Regolamento del sistema di garanzie di dispacciamento.

Le osservazioni alla consultazione in oggetto possono essere inviate, entro il 15 luglio 2024, all'indirizzo di posta elettronica: [consultazioneCdR@terna.it](mailto:consultazioneCdR@terna.it).

**Documento per la consultazione ARERA n. 194/2024/R/eel del 21 maggio 2024 | "Superamento del prezzo unico nazionale e relativa componente perequativa. Orientamenti dell'Autorità" | pubblicato il 23 maggio 2024 | Download <https://www.arera.it>**

Con il documento per la consultazione in oggetto, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha illustrato i propri orientamenti in merito all'introduzione del "meccanismo di perequazione" - previsto ai sensi delle disposizioni di cui all'Art.1, comma 1.3, lettera a), del Decreto MASE del 18 aprile 2024<sup>3</sup> - volto a compensare le eventuali differenze tra: i) il prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul Mercato del Giorno Prima, calcolato, a partire dal 1 gennaio 2025, dal GME secondo le modalità previste dal suddetto Decreto (i.e. PUN Index GME) e ii) i prezzi zonal per la valorizzazione delle offerte di acquisto nell'ambito del medesimo mercato.

In dettaglio, con riferimento al suddetto meccanismo, l'Autorità ha individuato nel documento due possibili opzioni alternative:

- i. una componente perequativa applicata agli acquisti sul Mercato del Giorno Prima, gestita dal GME contestualmente alle partite economiche derivanti dagli esiti del MGP;
- ii. una componente perequativa applicata all'energia prelevata, gestita da Terna nell'ambito delle partite economiche per il dispacciamento.

Relativamente a tali opzioni, nel medesimo documento, l'ARERA esprime preferenza per la prima opzione, in quanto lascerebbe pressoché immutato il quadro regolatorio di riferimento - non modificando l'esposizione degli operatori nei confronti di Terna e del GME, né le partite economiche di competenza degli operatori di mercato e dei Balance Responsible Party (BRP) - comportando altresì effetti limitati sul mercato retail.

Il DCO in oggetto descrive inoltre le modifiche che, a partire dal 1 gennaio 2025, dovranno essere apportate sia alla regolazione del mercato elettrico all'ingrosso che alla regolazione del servizio di maggior tutela e dei regimi di ultima istanza, derivanti dall'introduzione del meccanismo di perequazione.

L'Autorità ha invitato i soggetti interessati a formulare le proprie osservazioni entro e non oltre il 1 luglio 2024, termine di chiusura del procedimento consultivo.

**Deliberazione 8 maggio 2024 174/2024/R/eel | "Approvazione del piano di lavoro per l'avvio della partecipazione di Terna alla piattaforma europea MARI, per lo scambio di energia di bilanciamento da riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale" | pubblicata in data 10 maggio 2024 | Download <https://www.arera.it>**

Facendo seguito alla Deliberazione 60/2024/R/eel - avente ad oggetto la chiusura dell'istruttoria conoscitiva da parte di

ARERA volta ad approfondire le anomalie nella formazione dei prezzi di sbilanciamento a seguito della partecipazione del sistema italiano alla piattaforma PICASSO<sup>4</sup> - con la Deliberazione in oggetto l'Autorità ha preso atto del ritardo della partecipazione di TERNA alla piattaforma di bilanciamento europeo MARI<sup>5</sup>, rispetto alla data in precedenza fissata al 24 luglio 2024.

Tale ritardo si è reso necessario per consentire il completamento delle attività finalizzate all'operatività sulla suddetta piattaforma, nonché il coinvolgimento degli operatori con tempi congrui e la valutazione di eventuali rischi e misure di mitigazione.

Al riguardo, con la lettera del 5 aprile u.s., Terna ha trasmesso all'ARERA una proposta di piano di lavoro che prevede, inter alia, una fase di "pre-consultazione", in merito alle scelte sul modello di coordinamento tra MSD e la piattaforma MARI; la relativa consultazione pubblica a settembre 2024 e, entro il mese di ottobre, la valutazione delle osservazioni degli operatori e l'invio al Regolatore delle proposte finali.

Con il provvedimento in oggetto l'Autorità dispone inoltre che, nel definire la data per la partecipazione alla piattaforma MARI, TERNA dovrà tenere conto della valutazione di possibili impatti negativi, anche attraverso simulazioni ad hoc, proponendo eventuali misure di mitigazione.

Il Gestore di Rete dovrà altresì informare l'Autorità, attraverso incontri periodici, in merito allo stato di avanzamento del richiamato piano di lavoro.

## MLF

**Comunicati del GME | "MLF – Servizi di Flessibilità Locale per il DSO UNARETI: avvio delle prove in bianco", "Servizi di Flessibilità Locale per il DSO ARETI: avvio delle prove in bianco sulle funzionalità del MLF" e Mercato Locale Flessibilità: prime aste a termine del progetto MindFlex, aggiudicata e superata la quantità richiesta inizialmente da UNARETI"** | pubblicati, rispettivamente in data 6, 14 e

**29 maggio 2024 |**

**Download <https://gme.mercatoelettrico.org>**

Con il primo dei tre comunicati in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME) ha reso noto di aver programmato, nelle date del 13 e 14 maggio 2024, apposite sessioni di prove in bianco, organizzate al fine di consentire ai soggetti interessati all'offerta dei servizi di flessibilità locale in favore del DSO Unareti<sup>6</sup> S.p.A. (di seguito: Unareti) di testare le funzionalità relative al Mercato locale della flessibilità a Termine della Flessibilità (MLT-Flex).

Con il secondo comunicato, il GME ha reso noto che, al fine di consentire ai soggetti interessati all'offerta dei servizi di flessibilità locale in favore del DSO Areti<sup>7</sup> S.p.A. (di seguito: Areti) di testare anche le funzionalità del Mercato Locale a Pronti della flessibilità (MLP-Flex), ha organizzato delle sessioni di prove in bianco. Tali prove sono state programmate in due fasi distinte, la prima, nelle date del 29 e 30 maggio, dedicato al MLT-Flex, la seconda, nelle date del 3, 4 e 5 giugno, dedicato al MLP-Flex. Alle suddette sessioni di test hanno potuto partecipare i Balance Service Providers (BSP) in possesso delle credenziali per l'accesso alla piattaforma e preliminarmente accreditati, rispettivamente, presso Unareti e presso Areti. Con il terzo comunicato, il GME ha reso noti gli esiti delle prime due aste a termine svolte sul MLF nell'ambito del Progetto pilota Mindflex di Unareti, mediante le quali Unareti si è approvvigionata di risorse di flessibilità, per il periodo giugno-agosto 2024, pari, rispettivamente, a 5,07 MW per il prodotto standard e a 4,02 MW per il prodotto di emergenza, soddisfacendo completamente e superando di 0,07 MW la richiesta iniziale di Unareti per il prodotto standard e di 0,02 MW per il prodotto di emergenza. In particolare, a tali aste hanno partecipato 2 Balance Service Providers della porzione della rete elettrica di distribuzione di Milano gestita da Unareti, che hanno offerto disponibilità a fornire al DSO le proprie risorse di flessibilità, contribuendo attivamente al processo di transizione energetica.

1 <https://www.arera.it/it/docs/20/547-20.htm>

2 Con tale Decisione, ACER ha introdotto nell'ambito del Single Intra Day Coupling (SIDC) - in attuazione dell'Art.55 del Regolamento UE 2015/1222 (Capacity allocation and congestion management - CACM) - una metodologia unica per la valorizzazione della capacità interzonale allocata nei mercati infra giornalieri europei.

3 cfr. Newsletter n.181 maggio 2024.

4 cfr. Newsletter n.180 aprile 2024.

5 Piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva terziaria ad attivazione manuale, di cui all'art.20 del Regolamento (UE) 2017/2195 del 23 novembre 2017 (Regolamento Balancing).

6 Unareti S.p.A. è il gestore della rete di distribuzione (DSO) che, nell'ambito del proprio progetto pilota – MindFlex – ha manifestato l'intento di avvalersi del MLF per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali.

7 Areti S.p.A. è il gestore della rete di distribuzione (DSO) che, nell'ambito del proprio progetto pilota – RomeFlex – ha manifestato l'intento di avvalersi del MLF per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali.

# Gli appuntamenti

- 18 giugno  
**Investire nell'innovazione interregionale: i nuovi bandi dello strumento I3**  
 Evento online  
 Organizzato da Confindustria  
<https://www.confindustria.it>
- 18-21 giugno  
**Intersolar Europe 2024**  
 Monaco di Baviera, Germania  
 Organizzato da Intersolar Europe  
<https://www.intersolar.de/home>
- 18-21 giugno  
**Hydrogen Summer School | Mastering safety and regulation in the hydrogen value chain**  
 Roma, Italia  
 Organizzato da ENEA  
<https://www.eventi.enea.it>
- 19 giugno  
**Il recupero dei rifiuti inerti alla luce del nuovo regolamento EoW**  
 Evento online  
 Organizzato da Tuttambiente  
<https://www.tuttoambiente.it>
- 19 giugno  
**Acqua in ricircolo – Evento di lancio del Progetto Pilota di Bologna**  
 Bologna, Italia  
 Organizzato da Enea  
<https://www.eventi.enea.it>
- 19 giugno  
**Enerpolicy, politiche di supporto per l'efficienza energetica**  
 Roma, Italia  
 Organizzato da Fire  
<https://fire-italia.org/enerpolicy>
- 19-20 giugno  
**Future Of Utilities Summit 2024**  
 Londra, Regno Unito  
 Organizzato da Future Of Utilities  
<http://go.evvnt.com/2231998-0?pid=80>
- 20-21 giugno  
**International Conference on Engineering & Sciences**  
 Evento online e in presenza  
 Amsterdam, Paesi Bassi  
 Organizzato da Scientific & Technical Research Association  
<https://straevents.org>
- 21-23 giugno  
**International Conference on Chemical, Energy Science and Environmental Engineering**  
 Evento online e in presenza  
 Roma, Italia  
 Organizzato da Society of Advanced Science and Engineering  
<https://www.cesee.org>
- 24-27 giugno  
**European Biomass Conference and Exhibition**  
 Marsiglia, Francia  
 Organizzato da Eubce  
<https://www.eubce.com/>
- 25-28 giugno  
**International Conference on Smart and Sustainable Technologies**  
 Spalato, Croazia  
 Organizzato da Fesb  
<http://splitech.org>
- 25 giugno  
**Sustainability Global Summit 2024**  
 Evento online e in presenza  
 Milano, Italia  
 Organizzato da The European House-Ambrosetti  
<https://www.aggiornamentopermanente.it>
- 25-27 giugno  
**Global Energy Transition 2024**  
 New York, Usa  
 Organizzato da Reuters Events  
<http://go.evvnt.com/2118992-2?pid=80>
- 26 giugno  
**Le vie della decarbonizzazione**  
 Roma, Italia  
 Organizzato da Assocostieri  
<https://www.assocostieri.it/newsite>
- 26-28 giugno  
**SPE Europe Energy Conference and Exhibition**  
 Torino, Italia  
 Organizzato da The Society of Petroleum Engineers  
<http://go.evvnt.com/1882319-0?pid=80>
- 28-30 giugno  
**International Conference on Environmental Sciences and Renewable Energy**  
 Evento online e in presenza  
 Francoforte, Germania  
 Organizzato da ESRE  
<http://www.esre.org>

28-30 giugno

## **International Conference on Environment and Industrial Innovation**

Evento online e in presenza

Francoforte, Germania

Organizzato da ICEII

<http://www.iceii.org>

28 giugno-1 luglio

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

Evento online e in presenza

Los Angeles, Usa

Organizzato da Loyola Marymount University

<http://ceege.org>

28-30 giugno

## **International Conference on Computer and Electrical Engineering**

Evento online e in presenza

Shenzhen, Cina

Organizzato da Shenzhen University

<http://iccee.org>

1-3 luglio

## **GET 2024. Global Energy Transition Congress and Exhibition**

Milano, Italia

Organizzato da DGM Events

<https://www.getcongress.com>

2-6 luglio

## **International Youth Conference on Energy**

Colmar, Francia

Organizzato da Student Association of Energy

<https://www.iyce-conf.org>

2-3 luglio

## **Italian Renewables Summit**

Milano, Italia

Organizzato da IKN Italy

<https://ikn.it/italian-renewables-summit/>

3 luglio

## **Nuove prospettive per la politica energetica europea**

Roma, Italia

Organizzato da Proxigas

<https://proxigas.it>

3-5 luglio

## **International Conference on Photovoltaic Science and Technologies**

Ankara, Turchia

Organizzato da Middle East Technical University

<https://pvcon.org>

3-5 luglio

## **Sustainable Energy Education**

Valencia, Spagna

Organizzato da Seed

<https://www.seedconference.eu>

10 luglio

## **Primo simposio nazionale dell'Osservatorio Materie Prime Critiche Energia**

Roma, Italia

Organizzato da WEC Italia

<https://www.wec-italia.org/primo-simposio-oimce>

11 luglio

## **Solarplaza Summit Italy. Solar & Storage**

Roma, Italia

Organizzato da Solarplaza

<https://www.solarplaza.com/event/solarplaza-summit-italy>

15-17 luglio

## **International Conference on Energy Sustainability**

Anaheim, Cal., Usa

Organizzato da ASME

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

15-17 luglio

## **Renewable and Non Renewable Energy**

San Diego, Cal., USA

Organizzato da Ventaries Private Limited

<https://10times.com/e1x1-d6h1-zd8h>

16-18 luglio

## **MegaWatt Africa Kenya**

Nairobi, Kenya

Organizzato da Mie

<https://kenya.megawattafrica.com>

20-22 luglio

## **International Conference on Power and Smart Grid**

Evento online e in presenza

Chengdu, Cina

Organizzato da ICPSG

<http://www.icpsg.org>

21-25 luglio

## **IEEE Power and Energy Society General Meeting**

Seattle, Washington, Usa

Organizzato da IEEE Power and Energy Society

<https://pes-gm.org/>

21-23 luglio

## **International Conference on Green Energy Technologies**

Evento online e in presenza

Berlino, Germania

Organizzato da ICGET

<http://www.icget.org/>



24-26 luglio  
**International Conference on Energy and Environment Research**  
 Evento online e in presenza  
 Coimbra, Portogallo  
 Organizzato da Iceer  
<http://www.iceer.net>

24-26 luglio  
**International Congress on Water, Waste and Energy Management**  
 Evento online e in presenza  
 Lisbona, Portogallo  
 Organizzato da Sciknowledge Europe  
<https://wastewater-europe.eu/>

25-28 luglio  
**International Conference on Power and Energy Technology**  
 Evento online e in presenza  
 Beijing, Cina  
 Organizzato da IEEE, IEEE PES, North China Electric Power University, Energy Storage and Electrotechnics Department in China Electric Power Research Institute.  
<http://www.icpet.org>

29-31 luglio  
**Green Energy and Environmental Technology International Conference**  
 Evento online e in presenza  
 Lisbona, Portogallo  
 Organizzato da Sciknowledge Europe  
<https://greenenergy-europe.eu/>

12-14 agosto  
**International Conference on Sustainable Energy Technologies**  
 Shanghai, Cina  
 Organizzato da Set  
<https://set2024.org>

20-22 agosto  
**International Conference on Environmental Systems Research**  
 Evento online e in presenza  
 Roma, Italia  
 Organizzato da ICESR  
<http://www.icesr.org>

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/>

24-26 agosto  
**International Conference on Clean and Green Energy Engineering**  
 Evento online e in presenza  
 Izmir, Turchia  
 Organizzato da CGEE  
<http://www.cgee.org/>

2-3 settembre  
**Climate Change and Environmental Sustainability**  
 Evento online e in presenza  
 Chongqing, Cina  
 Organizzato da Chongqing University  
<https://bit.ly/CCES2024>

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>

25-27 settembre  
**HEYSUN**  
 Misterbianco, Italia  
 Organizzato da SiciliaFiera  
<https://www.infobuildenergia.it>

9-11 ottobre  
**Fueling tomorrow**  
 Bologna, Italia  
 Organizzato da BFWF  
<https://fuelingtomorrow.it/it/>

10 ottobre  
**Farming Days '24**  
 Salizole (VR), Italia  
 Organizzato da Consorzio Italiano Biogas  
<https://www.consorziobiogas.it/farming-days/>

16-17 ottobre  
**mCTER EXPO**  
 Verona  
 Organizzato da Verona Fiere  
<https://www.mcter.com/expo/evento.asp>

16-18 ottobre

### **Zero Emission Mediterranean 2024**

Bologna, Italia

Organizzato da A151 Srl

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

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>

27-28 novembre

### **Power Grid Digitalization and Automation Forum**

Evento online e in presenza

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Leadvent Group

<https://www.leadventgrp.com>





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

## COPYRIGHT

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

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

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

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME 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.