

APPROFONDIMENTI

SUEZ, PANAMA E GLI ALTRI: LE STRETTOIE DELL'ENERGIA

di Agata Gugliotta - RIE

Da sempre attenzionati dalle più importanti potenze internazionali per il loro ruolo strategico da un punto di vista geopolitico ed economico, i chokepoint e i loro transiti non smettono di fare notizia. Passaggi quasi obbligati tra mari e oceani, nel 2023 e nel corso del 2024, la loro chiusura o il rallentamento dei traffici per ragioni di sicurezza (Canale di Suez) o per fattori di natura ambientale (Canale di Panama) ha impattato sul commercio internazionale, con risvolti in materia di approvvigionamento, riconfigurazione dei flussi e aumento dei costi. Il presente articolo si propone di analizzare i principali chokepoint a livello globale, tracciandone i dati principali relativi ai traffici di petrolio, prodotti petroliferi e GNL, con un focus particolare sulle dinamiche che hanno interessato il Canale di Suez e quello di Panama.

I principali chokepoint al mondo

Stretteoie marittime, naturali o artificiali, i chokepoint connettono economicamente i diversi continenti, consentendo il flusso di merci e il funzionamento efficiente delle catene di approvvigionamento globali. Le loro caratteristiche fisiche e le loro dimensioni – alcuni molto stretti – condizionano la portata delle navi che vi transitano. Sono strategici da un punto di vista politico ed economico, in quanto giugulari degli scambi commerciali del pianeta, che, per il 90% (in termini di volume) ancora si svolgono via nave. Se si guarda alla sola “energia”, nel 2023¹ circa 70 milioni di barili al giorno (mil. bbl.g) di greggio e prodotti petroliferi - pari a quasi il 70% dell’offerta mondiale di oil - hanno attraversato questi snodi, mentre sono stati circa 300 mld i mc di GNL, pari a quasi la metà di tutto il gas liquefatto esportato a livello globale.

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/ SETTEMBRE 2024**

Mercato elettrico Italia
pag 2
Mercato gas Italia
pag 12
Mercati energetici Europa
pag 17
Mercati per l'ambiente
pag 21

■ **APPROFONDIMENTI**

Suez, Panama e gli altri: le strettoie dell'energia
Di Agata Gugliotta (RIE)

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 29

■ **APPUNTAMENTI**

pagina 31

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel mese di settembre sul MGP il Pun cala a 117,13 €/MWh (-11,31 €/MWh rispetto ad agosto), riflettendo la diminuzione degli acquisti (23,5 TWh) e dei prezzi del gas. Sale, invece, la liquidità del mercato, pari al 79,9%.

Sul MI crescono a ridosso del massimo storico i volumi negoziati (3,1 TWh), con gli scambi sul XBID anch'essi al

livello più elevato dal loro avvio (1,1 TWh).

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) i prezzi di controllo risultano stabili o in calo, con il baseload Ottobre 2024 che chiude il mese a 120,13 €/MWh.

In lieve crescita le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

A settembre il Pun registra un deciso calo, attestandosi a 117,13 €/MWh (-11,31 €/MWh su agosto). La variazione del prezzo riflette principalmente il calo della domanda, al quale si affiancano una flessione dei principali riferimenti del gas (IGI: 38,77 €/MWh, -1,82 €/MWh) e importazioni nette in modesta ripresa. Contiene, invece, il ribasso del Pun il modesto calo dei volumi rinnovabili rispetto al precedente mese di agosto. Sulle altre principali borse estere europee

si osservano flessioni delle quotazioni di modesta intensità in Francia, Austria e Germania (52/82 €/MWh, -4/-3 €/MWh) e prezzi in forte crescita in Svizzera (81 €/MWh, +23 €/MWh). La flessione del Pun risulta concentrata nelle giornate festive (-20 €/MWh), per un rapporto picco/baseload in crescita a 1,08. Si registrano valori minimi orari del Pun fino a 0,97 €/MWh nella giornata di domenica 29 settembre (Grafico 1 e Tabella 1).

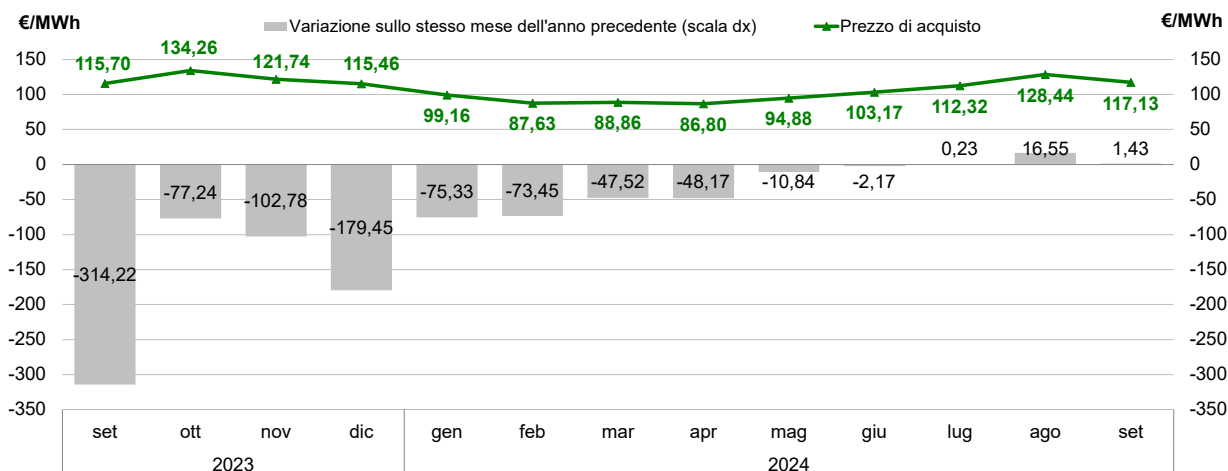
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2024	2023	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2024	2023
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	117,13	115,70	+1,43	+1,2%	26.009	+1,8%	32.572	-0,1%	79,9%	78,4%
<i>Picco</i>	126,61	123,41	+3,20	+2,6%	31.234	+2,3%	38.840	+0,3%	80,4%	78,8%
<i>Fuori picco</i>	112,02	111,54	+0,47	+0,4%	23.196	+1,4%	29.196	-0,3%	79,4%	78,1%
<i>Minimo orario</i>	0,97	10,00			16.793		21.147		71,0%	70,6%
<i>Massimo orario</i>	217,24	227,26			35.013		43.561		86,1%	84,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



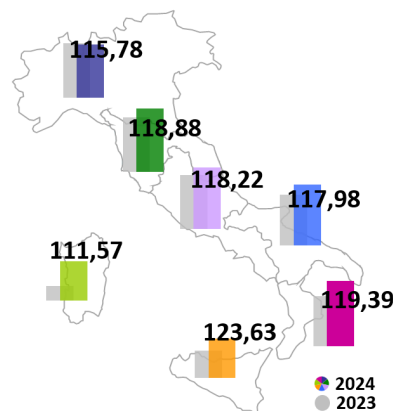
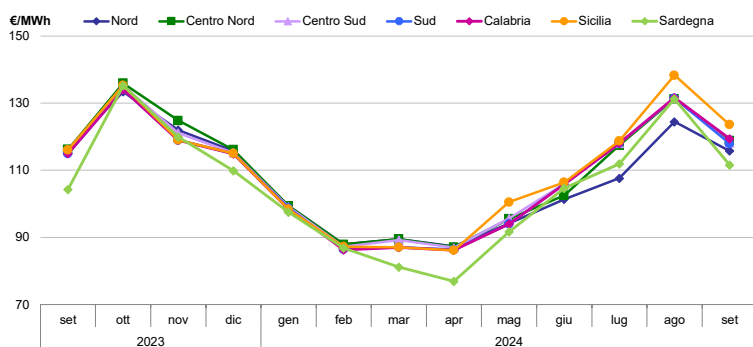
I PREZZI ZONALI

A livello zonale i prezzi di vendita risultano in diffusa flessione segnalando anche un restringimento del differenziale Nord-Sud. In particolare, il Nord scende a 116 €/MWh (-9 €/MWh), mentre più intensa è la riduzione dei prezzi nel resto della penisola (118/119 €/MWh, -12/-14 €/MWh), in Sardegna (112 €/MWh, -20 €/MWh) e in Sicilia

(124 €/MWh, -15 €/MWh), dove si concentra la riduzione degli acquisti e la crescita dell'offerta eolica. Si segnalano nella giornata di domenica 29 settembre minimi orari fino a 0/1 €/MWh in tutte le zone, mentre in Sardegna prezzi orari pari a 0 €/MWh si osservano anche in diversi altri giorni del mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Gli acquisti di energia elettrica si attestano a 23,5 TWh (-3,8% in media oraria su agosto). Nel suddetto scenario la liquidità del mercato torna in crescita al 79,9% (+1,8 p.p.), per effetto di una significativa flessione delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP, attestatesi a 4,7 TWh (-11,5%) e di un debole calo dei volumi negoziati sulla borsa del GME, pari

a 18,7 TWh (-1,6%) (Tabelle 2 e 3, Grafico 3). Sul lato della domanda registrano un calo sia gli acquisti nazionali, a 23,1 TWh (-3,1%), Nord escluso (+4,4%), sia gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,4 TWh (-31,5%). Sul lato dell'offerta, le vendite nazionali scendono a 19,3 TWh (-4,4%), mentre più debole è la riduzione delle vendite estere (importazioni), a 4,1 TWh (-0,7%) (Tabella 4).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.726.644	+1,8%	79,9%
Operatori	12.559.537	+1,9%	53,6%
GSE	2.157.928	+1,4%	9,2%
Zone estere	4.009.179	+1,8%	17,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	4.724.950	-6,9%	20,1%
Zone estere	122.220	+2994%	0,5%
Zone nazionali	4.602.730	-9,2%	19,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.451.595	-0,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.626.338	+2,9%	
OFFERTA TOTALE	40.077.932	+1,1%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.726.644	+1,8%	79,9%
Acquirente Unico	562.921	-58,6%	2,4%
Altri operatori	14.729.399	+9,3%	62,8%
Pompaggi	57.714	+1530,0%	0,2%
Zone estere	398.125	+58,4%	1,7%
Saldo programmi PCE	2.978.485	-9,8%	12,7%
PCE (incluso MTE)	4.724.950	-6,9%	20,1%
Zone estere	63	-91,7%	0,0%
Zone nazionali AU	43.200	-21,1%	0,2%
Zone nazionali altri operatori	7.660.173	-7,9%	32,7%
Saldo programmi PCE	-2.978.485		
VOLUMI ACQUISTATI	23.451.595	-0,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	896.627	+6,7%	
DOMANDA TOTALE	24.348.221	+0,1%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

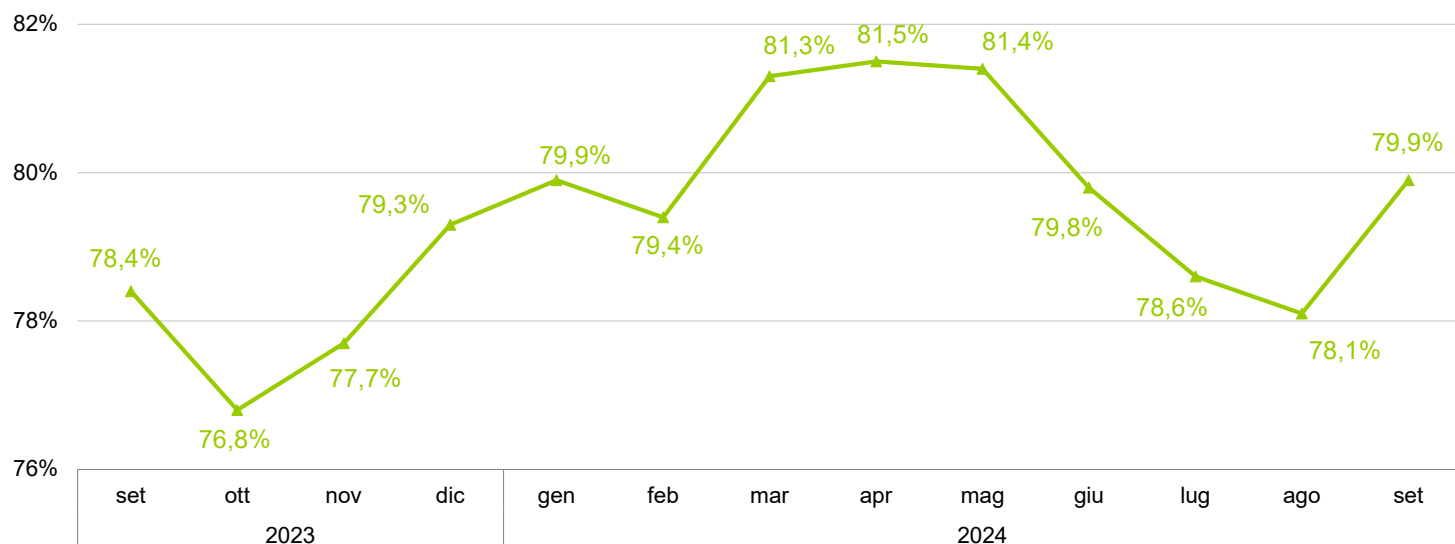


Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.143.767	25.200	+3,5%	10.113.658	14.047	-3,7%	12.911.205	17.932	-1,2%
Centro Nord	1.524.971	2.118	+19,1%	1.248.780	1.734	+14,6%	1.972.527	2.740	+0,0%
Centro Sud	6.188.106	8.595	+6,1%	2.449.994	3.403	+12,7%	4.086.458	5.676	-0,1%
Sud	4.666.689	6.482	-11,5%	2.359.810	3.278	-9,7%	1.511.480	2.099	-0,4%
Calabria	1.989.584	2.763	+3,4%	1.235.202	1.716	+23,2%	459.032	638	+1,9%
Sicilia	2.079.920	2.889	-15,4%	893.751	1.241	-21,6%	1.428.636	1.984	+0,8%
Sardegna	1.315.972	1.828	-2,2%	1.019.000	1.415	+1,0%	684.068	950	-3,0%
Totale nazionale	35.909.009	49.874	+0,8%	19.320.195	26.834	-1,1%	23.053.406	32.019	-0,7%
Estero	4.168.923	5.790	+4,7%	4.131.400	5.738	+4,8%	398.188	553	+57,9%
Sistema Italia	40.077.932	55.664	+1,1%	23.451.595	32.572	-0,1%	23.451.595	32.572	-0,1%

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

LE FONTI

La flessione delle vendite nazionali risulta assorbita prevalentemente dagli impianti a ciclo combinato (-1,2 GWh medi su agosto), con conseguente compressione della quota delle fonti tradizionali al 53,7% (-1,1%). Risulta meno intenso il

calo delle vendite FER, in virtù anche di volumi edici in aumento e ai massimi dal mese di maggio (+1,0 GWh medi su agosto), con la quota di energia rinnovabile venduta nel Sistema Italia in crescita al 44,8% (+1,1%) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

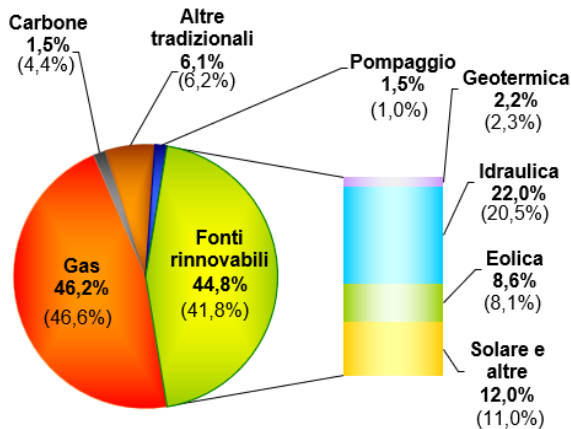
Fonte: GME

	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
Fonti tradizionali	7.428	-13,3%	749	+56,3%	1.903	+23,0%	1.558	-16,3%	1.330	+28,1%	506	-45,3%	947	-12,3%	14.420	-7,0%
Gas	6.629	-13,1%	693	+63,1%	1.707	+67,3%	1.294	+3,1%	1.219	+34,3%	352	-59,1%	492	-7,9%	12.386	-2,0%
Carbone	0	-100,0%	-	-	0	-100,0%	0	-100,0%	0	-	-	-	398	-14,7%	398	-66,7%
Altre	799	+0,1%	56	+2,8%	196	-15,0%	264	-15,6%	111	-15,1%	153	+140,1%	57	-28,3%	1.636	-2,0%
Fonti rinnovabili	6.261	+8,3%	986	-4,7%	1.467	+3,0%	1.720	-2,7%	386	+8,8%	734	+11,7%	468	+46,0%	12.022	+6,0%
Idraulica	4.414	+10,5%	170	-7,0%	520	-9,9%	455	-1,5%	104	-	162	+3,4%	74	-2,2%	5.899	+6,2%
Geotermica	-	-	584	-5,3%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	584	-5,3%
Eolica	31	+44,8%	26	+11,7%	480	+4,6%	962	-4,8%	213	+15,7%	388	+6,0%	210	+56,8%	2.310	+5,1%
Solare e altre	1.817	+2,9%	206	-2,6%	466	+20,3%	302	+2,7%	69	+5,0%	184	+37,0%	184	+66,2%	3.229	+8,7%
Pompaggio	358	+52,4%	-	-	33	-33,2%	-	-	-	-	1,00	+490,9%	0	+19,5%	392	+37,7%
Totale	14.047	-3,7%	1.734	+14,6%	3.403	+12,7%	3.278	-9,7%	1.716	+23,2%	1.241	-21,6%	1.415	+1,0%	26.834	-1,1%

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

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

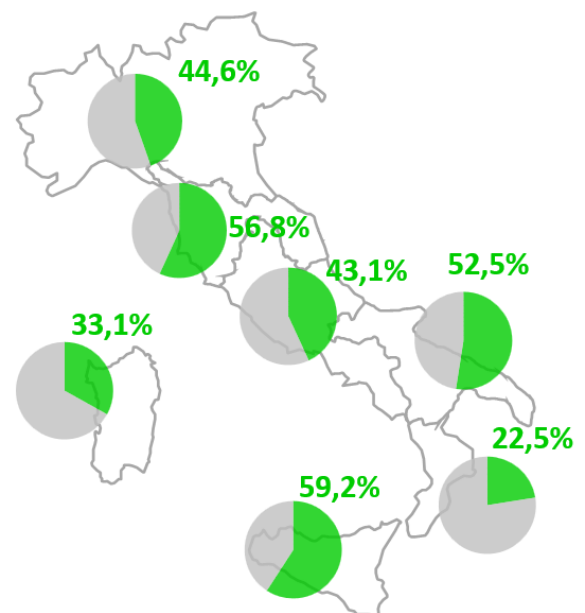
Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



LE FRONTIERE ESTERE

Il saldo con l'estero a settembre si attesta a 3,7 TWh (+0,2 GWh medi su agosto), per effetto soprattutto di una riduzione dei flussi in export su tutte le frontiere, legata sia a dinamiche di prezzo che a limitazioni sulla NTC. Pressoché invariate, invece,

le importazioni, in presenza di un allargamento della NTC sulla frontiera svizzera, del ripristino su livelli ordinari dell'interconnessione con la Slovenia e di restringimenti della capacità di transito con la Francia (-0,7 GWh medi) (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia*	1.389.859 (1.230.199)	99,2% (98,5%)	0,3% (0,8%)	1% (0,7%)	94,6% (86,1%)	- (-)	1.983 (1.859)	1.390.962 (1.232.771)	1.382.390 (1.232.771)	1.573 (1.013)	1.103 (2.572)	1.103 (2.572)
Italia - Svizzera	1.797.698 (1.789.891)	98,5% (100,0%)	1,5% (-)	0,0% (-)	- (-)	- (-)	2.864 (2.886)	1.823.187 (1.805.880)	n/a n/a	2.861 (3.009)	25.489 (15.989)	n/a n/a
Italia - Austria*	243.980 (61.155)	92,8% (48,1%)	6,4% (10,0%)	0,8% (41,9%)	89,7% (76,2%)	5,0% (15,3%)	381 (119)	250.742 (66.291)	250.742 (66.291)	150 (44)	6.762 (5.136)	6.762 (5.136)
Italia - Slovenia*	161.622 (260.721)	78,2% (84,3%)	20,8% (13,5%)	1,0% (2,2%)	71,4% (75,4%)	12,1% (9,0%)	430 (539)	237.980 (312.979)	237.980 (312.979)	640 (631)	76.357 (52.259)	76.357 (52.259)
Italia - Montenegro	143.951 (221.248)	59,2% (61,4%)	9,6% (6,9%)	31,3% (31,7%)	0,4% (37,2%)	0,2% (-)	414 (417)	186.304 (252.829)	n/a n/a	489 (435)	42.354 (31.581)	n/a n/a
Italia - Grecia*	174.603 (225.537)	75,3% (80,7%)	24,0% (19,3%)	0,7% (-0,0%)	58,2% (67,2%)	13,9% (7,1%)	500 (500)	242.224 (271.902)	242.224 (271.902)	500 (500)	67.622 (46.365)	67.622 (46.365)
Italia - Malta	-118.192 (-45.035)	- (3,9%)	100,0% (85,6%)	- (10,6%)	- (-)	9,3% (1,3%)	225 (200)	0 (761)	n/a n/a	225 (200)	118.192 (45.796)	n/a n/a
TOTALE**	3.793.521 (3.743.715)							4.131.399 (3.943.413)	2.113.336 (1.883.943)		337.878 (199.699)	151.844 (106.332)

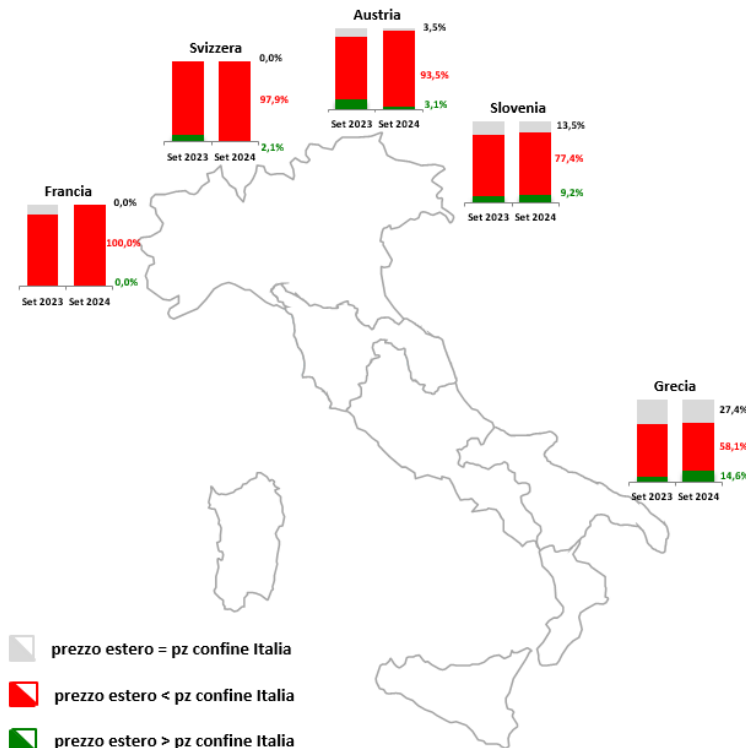
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

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

** al netto dei volumi scambiati con la Corsica

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

Fonte: GME, LSEG Data & Analytics



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

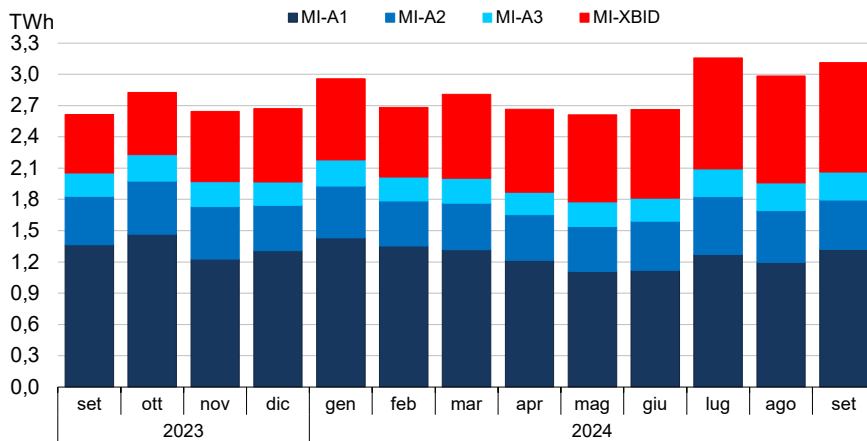
I volumi scambiati sui mercati infragiornalieri si portano a 3,1 TWh, a ridosso del loro massimo storico (+7,7% su agosto). L'aumento si registra per effetto di un incremento dei volumi negoziati sui mercati in asta (2,1 TWh di cui 1,3 TWh sul MI-A1) e del livello massimo toccato dagli scambi sul XBID (1,1 TWh). Con riferimento alle IDA europee, il confronto con il precedente mese di agosto ha mostrato: i) una crescita del 9% dei volumi scambiati su base media giornaliera; ii) sui transiti in coupling, una flessione in media oraria del livello di importazioni (37 MWh vs 64 MWh) e una crescita dell'export (43 MWh vs 34 MWh); iii) una quota maggiore di volumi scambiati lungo la frontiera ellenica, sia in import (67%), sia in export (54%); iv) in esito al MI una sostanziale conferma della direzione dei flussi di energia osservata sulle frontiere in coupling sul MGP, con una quota di ore in cui il saldo post-MI rimane nella stessa direzione del MGP compresa tra il 96%

della Grecia e il 99% di Francia e Austria.

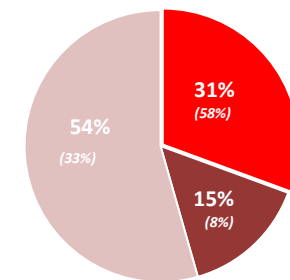
Sul XBID sale ai massimi storici anche il numero di abbinamenti (oltre 509 mila), concentrati nelle fasi 2 e 3 (circa l'80%). La quota degli scambi tra zone nazionali risulta in debole flessione al 54%, mentre resta stabile al 15% la quota di quelli all'interno della stessa zona e sale al 31% quella degli scambi con l'estero. I prezzi medi mostrano una flessione su tutti i mercati, attestandosi a 116/117 €/MWh (-19/-11 €/MWh), con quotazioni ovunque inferiori ai corrispondenti valori del Pun. Il ranking dei prezzi zonali segue quanto osservato sul MGP, con quotazioni inferiori rispetto al resto della penisola al Nord e prezzi minimi e massimi registrati rispettivamente in Sardegna e Sicilia (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9). Infine, anche a settembre, si sono registrati sul XBID abbinamenti a prezzi negativi, diffusi in tutte le zone (fino a -47 €/MWh in Sardegna).

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		XBID		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	664.400	-10,4%	184.876	-13,4%	113.984	17,8%	286.738	101,1%	1.249.998	4,6%
Centro Nord	78.401	8,4%	32.528	23,6%	17.006	38,4%	48.431	187,3%	176.366	38,0%
Centro Sud	177.716	0,4%	98.525	86,5%	56.171	100,0%	104.904	125,5%	437.316	43,7%
Sud	182.786	12,8%	66.412	7,0%	34.297	-13,5%	117.518	111,0%	401.013	25,5%
Calabria	30.280	10,6%	9.858	-47,9%	6.158	-8,9%	17.662	69,1%	63.958	0,7%
Sicilia	85.417	-3,7%	33.039	21,7%	17.242	32,4%	37.967	57,3%	173.665	13,5%
Sardegna	36.643	23,4%	18.334	51,4%	8.158	18,6%	15.019	52,1%	78.154	33,5%
Estero	65.072	-3,2%	28.772	-42,0%	15.547	-29,4%	423.039	66,1%	532.430	35,3%
Totale	1.320.716	-3,3%	472.344	2,1%	268.563	19,1%	1.051.277	87,4%	3.112.900	19,1%

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	751.283	-4,8%	219.672	-2,5%	118.230	9,0%	1.089.185	-3,0%	324.413	114,7%	1.413.598	11,0%
Centro Nord	74.819	20,1%	21.724	113,0%	11.195	100,2%	107.738	38,0%	45.314	111,5%	153.052	53,8%
Centro Sud	186.159	24,6%	74.372	38,3%	40.495	75,5%	301.026	33,0%	152.057	172,1%	453.083	60,6%
Sud	170.869	62,5%	82.515	17,7%	41.583	61,3%	294.967	46,7%	117.206	77,4%	412.173	54,3%
Calabria	42.804	-13,1%	12.704	-45,9%	7.845	32,2%	63.353	-19,5%	19.253	92,9%	82.606	-6,9%
Sicilia	46.752	-64,3%	28.858	-19,0%	16.705	12,9%	92.315	-49,1%	33.602	55,4%	125.917	-38,0%
Sardegna	14.778	-51,3%	9.064	-9,8%	7.786	45,9%	31.628	-30,9%	12.651	37,0%	44.280	-19,5%
Estero	33.250	-32,7%	23.436	-31,1%	24.725	-32,2%	81.411	-32,1%	346.780	53,8%	428.192	24,0%
Totale	1.320.716	-3,3%	472.344	2,1%	268.563	19,1%	2.061.623	0,4%	1.051.277	87,4%	3.112.900	19,1%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

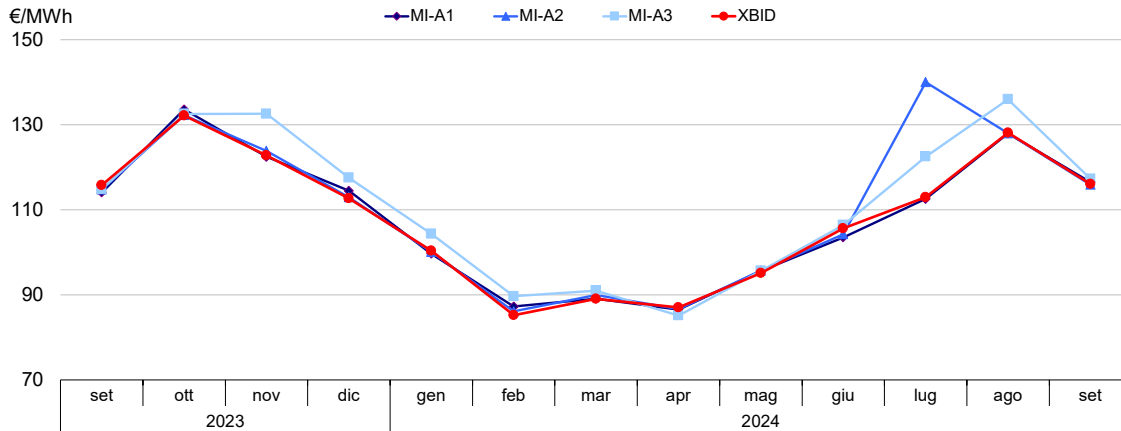


Tabella 9: MI, prezzi zonalni medi

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 %
Nord	115,78	117,96	114,59	-0,4%	114,11	-1,4%	114,78	-1,2%	114,21	-2,3%
			(-1,0%)		(-1,4%)		(-2,7%)		(-1,3%)	
Centro Nord	118,88	123,90	118,23	2,7%	116,91	1,0%	120,09	3,0%	118,43	-0,4%
			(-0,5%)		(-1,7%)		(-3,1%)		(-0,4%)	
Centro Sud	118,22	122,65	117,80	2,7%	116,55	0,9%	119,22	2,5%	117,04	-0,1%
			(-0,4%)		(-1,4%)		(-2,8%)		(-1,0%)	
Sud	117,98	122,27	115,81	2,4%	116,24	1,7%	118,62	4,0%	116,59	1,1%
			(-1,8%)		(-1,5%)		(-3,0%)		(-1,2%)	
Calabria	119,39	123,28	117,27	4,1%	117,05	2,4%	120,89	6,2%	118,13	3,5%
			(-1,8%)		(-2,0%)		(-1,9%)		(-1,1%)	
Sicilia	123,63	131,13	123,97	9,1%	122,36	6,5%	130,51	12,9%	122,69	6,6%
			(+0,3%)		(-1,0%)		(-0,5%)		(-0,8%)	
Sardegna	111,57	110,82	112,13	7,3%	110,77	5,4%	108,55	5,2%	112,21	4,1%
			(+0,5%)		(-0,7%)		(-2,0%)		(+0,6%)	

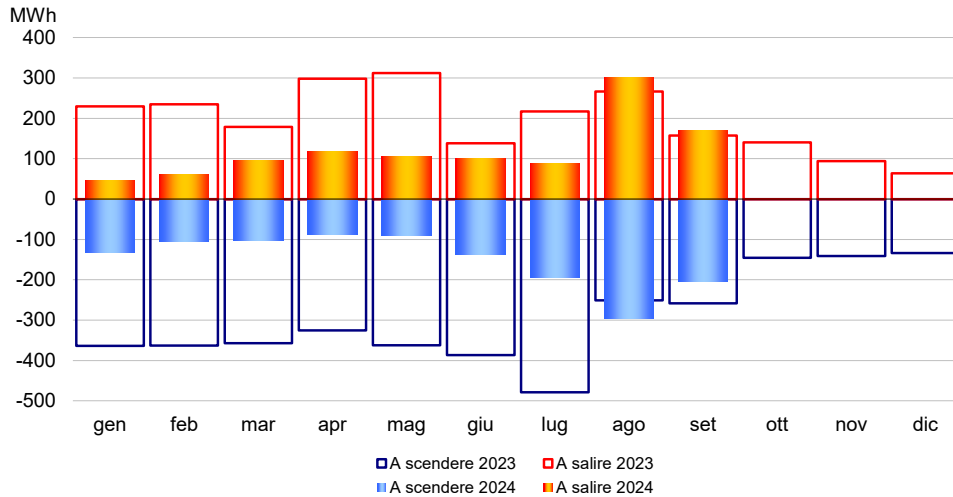
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Sul mercato MSD ex-ante le vendite del TSO, scendono a 147 GWh. Tornano in calo anche gli acquisti, pari a 122 GWh (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Sul MPEG nel mese di settembre si registrano 54 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', per volumi pari a 80,8 GWh (+38,7 GWh su agosto). Tale aumento si osserva in corrispondenza di un incremento dei volumi sul prodotto baseload, pari

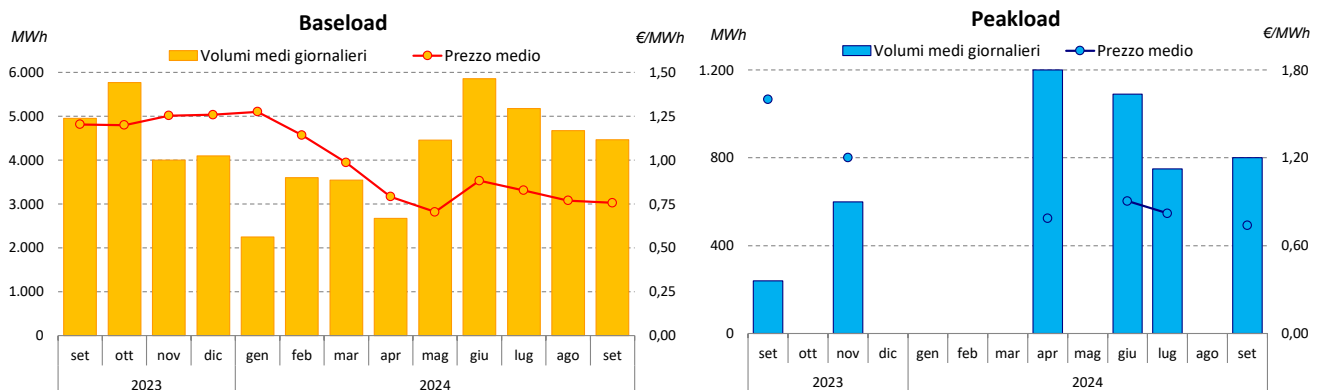
a 76,0 GWh (+33,9 GWh), e in presenza di scambi sul prodotto peakload, a 4,8 GWh. Il prezzo medio cede lievemente sul baseload a 0,76 €/MWh (-0,01 €/MWh), mentre sul peakload si attesta a 0,74 €/MWh (Figura 2).

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	46	17/30	0,76	0,70	1,00	75.960	4.468
	(49)	19/30	(1,20)	(1,20)	(1,50)	(94.080)	(4.952)
Peakload	8	6/21	0,74	0,70	0,80	4.800	800
	(1)	1/21	(1,60)	(1,60)	(1,60)	(240)	(240)
Totale	54					80.760	
	(50)					(94.320)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul MTE sono state registrate a fini di clearing due contrattazioni bilaterali, per 6,6 GWh, relative al prodotto baseload IV Trimestre 2024. Il prodotto Ottobre 2024 chiude il periodo di contrattazione con

un prezzo di 120,13 €/MWh sul baseload e di 123,64 €/MWh sul peakload. Al termine del mese, la posizione aperta complessiva scende leggermente a 24,4 GWh (era 25,8 GWh a fine agosto) (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a Settembre

Fonte: GME

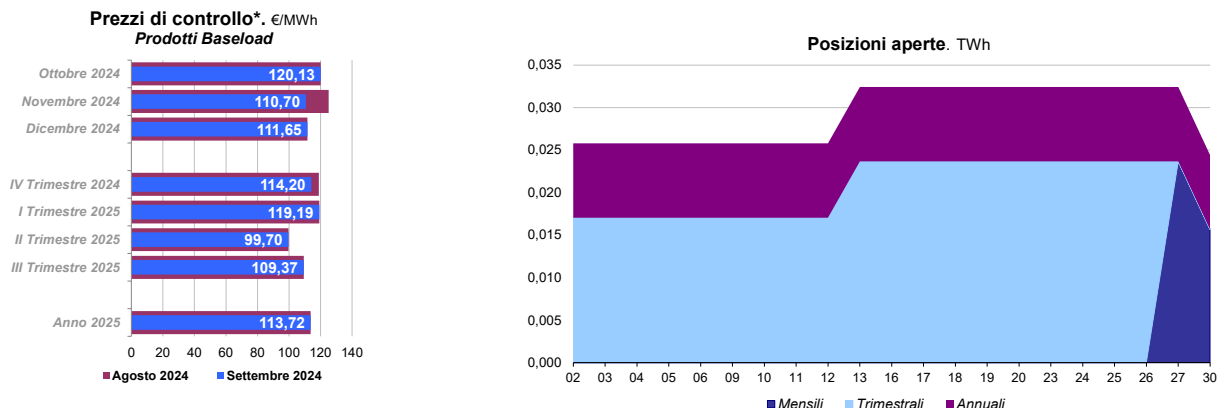
PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Ottobre 2024	120,13	+0,0%	-	-	-	-	-	10	7.450
Novembre 2024	110,70	-11,6%	-	-	-	-	-	10	7.200
Dicembre 2024	111,65	+0,0%	-	-	-	-	-	10	7.440
Gennaio 2025	120,28	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2024	114,20	-4,0%	-	-	3	3	-	10	22.090
I Trimestre 2025	119,19	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2025	99,70	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	109,37	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2025	126,58	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2025	113,72	+0,0%	-	-	-	-	-	1	8.760
Totale			-	-	3	3			23.400

PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Ottobre 2024	123,64	+0,0%	-	-	-	-	-	2	552
Novembre 2024	118,16	-10,8%	-	-	-	-	-	2	504
Dicembre 2024	124,24	-10,5%	-	-	-	-	-	2	528
Gennaio 2025	127,93	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2024	122,10	-7,2%	-	-	-	-	-	2	1.584
I Trimestre 2025	129,04	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2025	105,62	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2025	117,92	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2025	128,70	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2025	120,31	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			1.032
TOTALE			-	-	3	3			24.432

* 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 leggera crescita le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a settembre, pari a 16,7 TWh, con la posizione netta anch'essa in aumento a 10,4 TWh (Tabella 11). Ai massimi da inizio anno il Turnover, ovvero il rapporto tra

transazioni registrate e posizione netta, a 1,60 (Grafico 10). I programmi registrati ammontano a 4,7 TWh nei conti in immissione e a 7,7 TWh in prelievo, con i relativi sbilanciamenti a programma pari rispettivamente a 5,7 TWh e a 2,7 TWh.

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

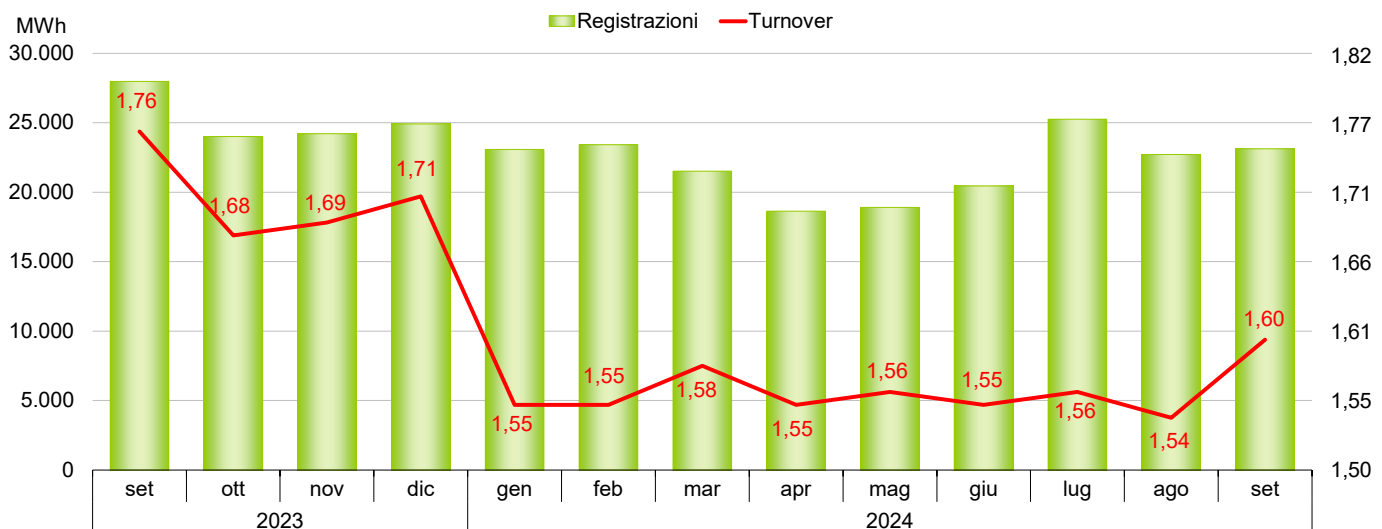
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI			
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione	Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh
Baseload	2.840.329	+13,9%	17,0%	Richiesti	5.402.325	-2,4%	7.704.082
Off Peak	5.916	100%	0,0%	Rifiutati	677.375	+46,5%	646
Peak	5.796	+48200,0%	0,0%	Registrati	4.724.950	-6,9%	7.703.436
Week-end	-	-	-				
Totale Standard	2.852.041	+14,3%	17,0%	Sbilanciamenti a programma	5.719.899	-10,7%	2.741.414
Totale Non standard	13.801.223	- 21,8%	82,4%	Saldo programmi	-	-	2.978.485
PCE bilaterali	16.653.264	- 17,3%	99,5%				
MTE	5.544	- 35,8%	0,0%				
MPEG	80.760	- 14,4%	0,5%				
TOTALE PCE	16.739.568	- 17,3%	100,0%				
POSIZIONE NETTA	10.444.849	- 9,0%					

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

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A settembre i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.063 milioni di mc (43,0 TWh), in aumento rispetto al mese precedente, ma sui livelli più bassi da oltre quindici anni per il mese in analisi. Le importazioni si portano complessivamente a 4.514 milioni di mc (47,7 TWh) e la produzione nazionale a 213 milioni di mc (2,3 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, le iniezioni ammontano a 7,0 TWh, con la giacenza complessiva a fine mese su livelli molto elevati.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 13,2 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 31%. Gli scambi risultano concentrati nei mercati a contrattazione continua, in particolare sull'orizzonte day-ahead (8,9 TWh). Con riferimento ai prezzi, mediamente a settembre l'IG Index (IGI) si attesta a 38,77 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni registrate sui mercati a pronti, tutte a ridosso dei 39 €/MWh.

IL CONTESTO

A settembre i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.063 milioni di mc (43,0 TWh), in crescita rispetto al mese precedente, ma sui valori più bassi dal 2006 per il mese in analisi. La dinamica dei consumi rispetto ad agosto riflette la crescita dei prelievi nel comparto civile (1.012 milioni di mc, 10,7 TWh) e nel comparto industriale (994 milioni di mc, 10,5 TWh) e la flessione dei consumi nel settore termoelettrico (1.923 milioni di mc, 20,3 TWh), in corrispondenza principalmente di una minore domanda di energia elettrica. In aumento anche le esportazioni e gli altri consumi, a 134 milioni di mc (1,4 TWh). Sul lato delle importazioni (4.514 milioni di mc, 47,7 TWh) aumentano su base mensile i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.447 milioni di mc (36,4 TWh), mentre si riducono

i flussi tramite rigassificatori GNL, a 1.067 milioni di mc (11,3 TWh), con una quota di questi ultimi al 24%. La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra significative dinamiche rialziste in particolare a Tarvisio (8,5 TWh, 18% del totale, +9 p.p. su agosto) e Melendugno (8,5 TWh, 18% del totale, +3 p.p.). In flessione, invece, soprattutto i flussi a Mazara (12,3 TWh, 26% del totale, -12 p.p.). Relativamente ai rigassificatori, anche questo mese risulta non operativo il terminal di Livorno.

Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (7,0 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale che nell'ultimo giorno del mese ammontava a 13.467 milioni di mc (142,4 TWh), valore più alto di sempre per settembre.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.514	47,7	-4,2%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.163	12,3	-48,7%
Tarvisio	800	8,5	+702,4%
Passo Gries	609	6,4	+283,2%
Gela	64	0,7	-65,1%
Gorizia	5	0	-
Melendugno	807	8,5	-4,0%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-98,6%
Cavarzere (GNL)	750	7,9	-0,3%
Livorno (GNL)	-	0,0	-100,0%
Piombino (GNL)	316	3,3	-
Produzione Nazionale	213	2,3	-7,7%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	4.727	50,0	-4,3%
Riconsegne rete Snam Rete Gas			
Industriale	994	10,5	+0,2%
Termoelettrico	1.923	20,3	+1,5%
Reti di distribuzione	1.012	10,7	+3,1%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	134	1,4	-58,9%
TOTALE CONSUMATO	4.063	43,0	-3,1%
Iniezioni negli stoccaggi	664	7,0	-11,0%
TOTALE PRELEVATO	4.727	50,0	-4,3%

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

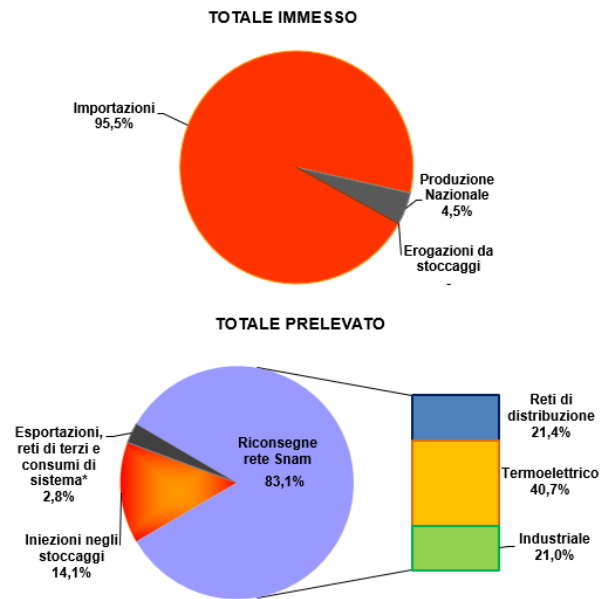
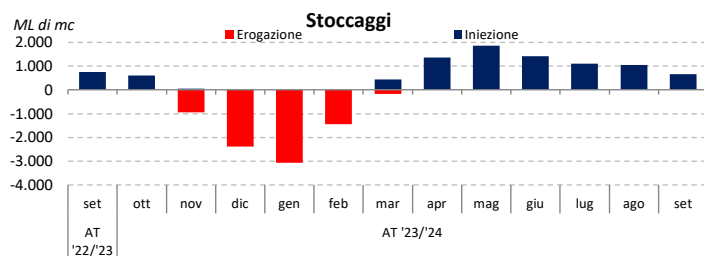
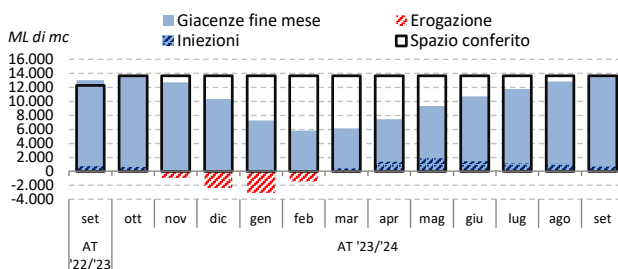


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/09/2024)	13.467	142,4	+3,5%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	664	7,0	-11,0%
Flusso netto	664	7,0	-11,0%
Spazio conferito su base annuale	13.664	144,5	+11,3%
Giacenza/Spazio conferito	98,6%		-7,5 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei le quotazioni, dopo l'aumento registrato ad agosto, risultano tutte in calo su base mensile, a 39,1 €/MWh al PSV (-1,4 €/MWh) e a 36,2 €/MWh al TTF (-1,4 €/MWh), mantenendosi comunque a livelli tra i più elevati da inizio anno. I due riferimenti, partendo da valori superiori ai 40 €/MWh ad inizio

mese, presentano un andamento calante nella prima parte di settembre, fino a toccare i minimi giornalieri a 36 €/MWh al PSV e 33 €/MWh al TTF €/MWh. Lo spread tra la quotazione italiana e quella olandese si attesta, quindi, a 3,0 €/MWh (stabile rispetto al mese precedente), variando nel mese tra +1,4 €/MWh e +4,9 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Con riferimento ai prezzi, a settembre l'IG Index si attesta in media a 38,77 €/MWh, in linea con gli sviluppi delle quotazioni registrate sui principali hub europei. Nei singoli mercati a pronti, i prezzi, anch'essi in calo sul mese precedente, risultano tutti a ridosso dei 39 €/MWh, con un minimo a 36,81 €/MWh registrato nell'unica sessione con scambi del comparto ad asta di MI-GAS.

In relazione, invece, ai volumi, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 13,2 TWh, con una quota sul totale consumato ancora su livelli alti e pari al 31% (-4 p.p. su agosto).

Rispetto al mese precedente, risultano stabili gli scambi sull'orizzonte day-ahead, per effetto di una crescita delle contrattazioni nel comparto a negoziazione continua (8,9 TWh), il cui peso sul mercato a pronti si porta al 68%, e di una flessione dei volumi negoziati nel comparto AGS (1,3 TWh), pari al 10% dei volumi totali del MP-GAS, di questi 1,1 TWh relativi a movimentazioni di Snam lato acquisto.

In flessione su agosto, invece, gli scambi sull'orizzonte intraday, dinamica trainata dai volumi a negoziazione continua (2,8 TWh, -9%), il cui peso sul mercato a pronti si attesta al 21%. Su tale mercato si riducono le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,3 TWh, -48,6%), prevalentemente in acquisto, mentre crescono le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (2,4 TWh, +2,4%). A settembre nel comparto AGS si registra una sola sessione con scambi per 33 mila MWh.

Le quantità scambiate sul MGS si attestano a 0,19 TWh (erano 0,20 TWh il mese precedente), in corrispondenza di un incremento delle contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,11 TWh, e di un calo delle movimentazioni effettuate da Snam (0,07 TWh), dinamica concentrata lato acquisto e con finalità di bilanciamento.

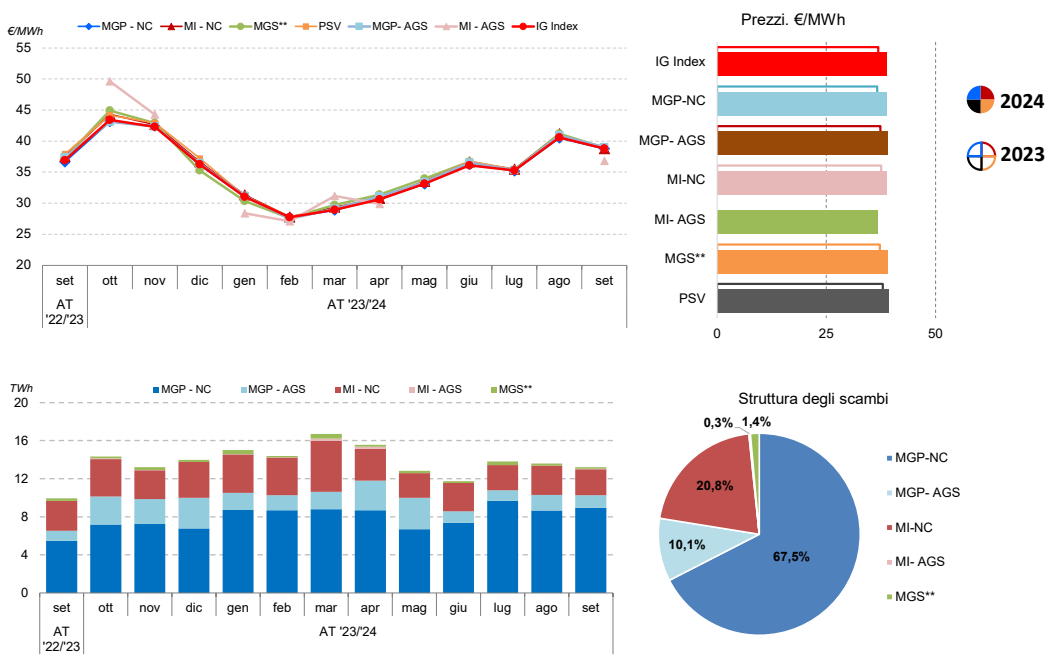
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-GAS) e nel comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS) a settembre non sono stati registrati scambi.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, LSEG

	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh			
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var		
IG Index	38,77	(36,89)	35,99	43,11				
MP-GAS								
<i>MGP</i>								
<i>Negoziazione continua</i>	38,77	(36,66)	+5,8%	33,80	43,70	8.924.832	(5.457.192)	+63,5%
<i>Comparto AGS</i>	39,00	(37,37)	+4,3%	35,67	43,79	1.332.936	(1.069.416)	+24,6%
<i>MI</i>								
<i>Negoziazione continua</i>	38,77	(37,53)	+3,3%	34,30	43,90	2.752.368	(3.137.760)	-12,3%
<i>Comparto AGS</i>	36,81	(-)	+0,0%	36,81	36,81	33.096	(-)	-
<i>MGS**</i>	38,91	(37,23)	+4,5%	36,07	42,99	185.152	(271.693)	-31,9%
<i>Stogit</i>	38,91	(37,23)	+4,5%	36,07	42,99	185.152	(271.693)	-31,9%
<i>Edison</i>	-	(-)	-	-	-	-	(-)	-
<i>MPL</i>	-	(-)	-	-	-	-	(-)	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



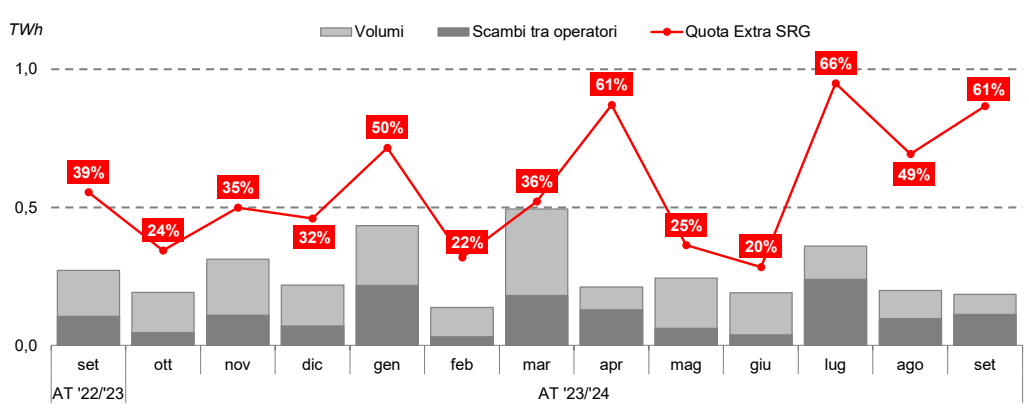
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice. A partire dal 19 luglio 2023 il GME calcola per ciascun giorno gas, sulla base dei prezzi registrati sul mercato a pronti dallo stesso gestito, l'IG Index pubblicato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

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

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

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	185.152	(271.693)	185.152	(271.693)	-	(-)	-	(-)
SRG	31.343	(29.868)	41.525	(136.351)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	31.343	(29.868)	41.525	(136.351)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	153.808	(241.825)	143.627	(135.342)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



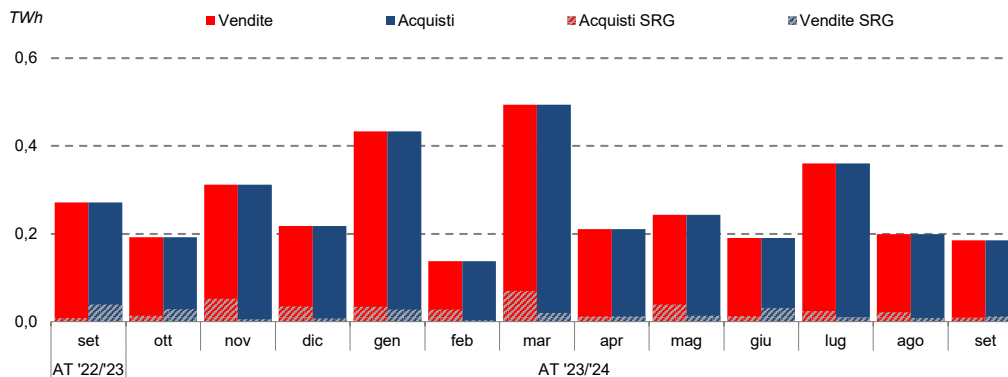


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**			
	Prezzo minimo €/MWh	Prezzo massimo €/MWh	Prezzo di controllo* €/MWh	Negoziazioni variazioni %	N.	Volumi MWh	Registrazioni N.	Volumi MWh	Volumi MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2024-09	-	-	40,95	0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2024-10	-	-	36,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-10	-	-	36,98	-11,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-11	-	-	38,88	-10,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-12	-	-	38,80	-10,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2025-01	-	-	40,63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-04	-	-	38,10	-11,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-01	-	-	40,24	-7,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-02	-	-	38,85	-7,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-03	-	-	37,45	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-04	-	-	39,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2024/2025	-	-	40,36	-7,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2025/2026	-	-	38,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2025	-	-	37,75	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2025	-	-	38,59	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					-	-	-	-	-	-	-	-

*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

■ Le quotazioni di greggio e derivati scendono ai minimi dall'estate 2023, mentre i prezzi del gas e quelli elettrici sulle principali piazze europee continentali risultano, nell'anno in corso, secondi solo ai massimi di agosto.

A settembre, le quotazioni del Brent (76,38 \$/bbl, -7% su agosto), dell'olio combustibile (502,18 \$/MT, -5%) e del gasolio (643,26 \$/MT, -7%), alla seconda riduzione mensile consecutiva, si portano ai minimi da oltre un anno, tendenza che anche le aspettative dei mercati a termine confermano

per i prossimi mesi. In lieve aumento mensile, invece, il tasso di cambio euro/dollaro (1,11 €/\$, +1%), con conseguente modesta crescita dell'intensità delle flessioni osservate sui prezzi del greggio e dei combustibili nelle loro conversioni in euro.

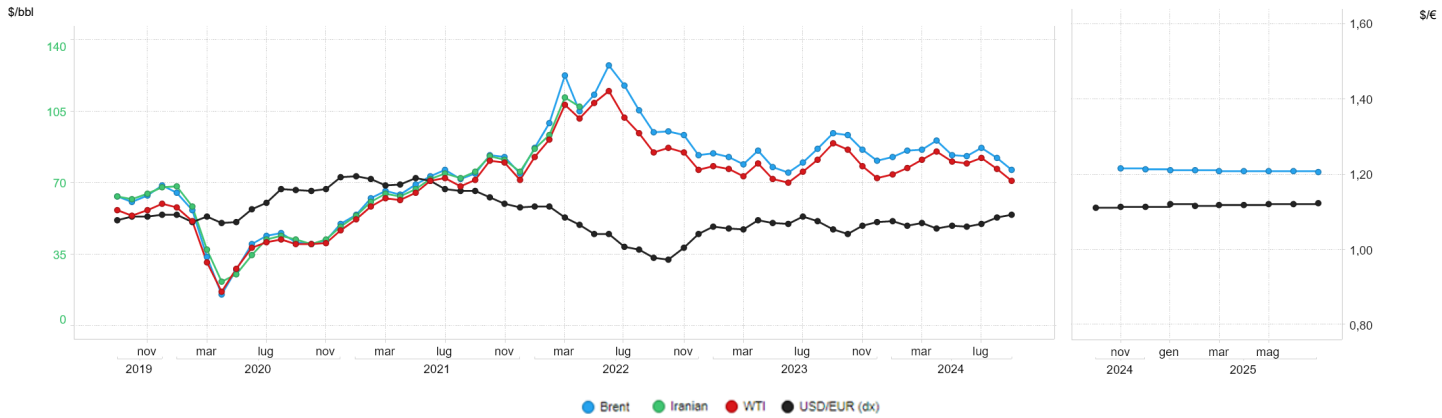
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/BBL	76,38	-7%	-19%				72,87	-7%	72,33	-7%		
Olio Combustibile	USD/MT	502,18	-5%	-16%	461,47	428,08	-6%	422,81	-6%	418,42	-6%	404,45	-7%
Gasolio	USD/MT	643,26	-7%	-33%	696,50	660,20	-8%	658,21	-8%	655,86	-8%		
Carbone	USD/MT	124,20	-7%	1%	124,20	124,20	1%	124,20	3%	119,70		118,23	-14%

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	68,81	-8%	-22%			-	65,46	-	64,90	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	452,43	-6%	-19%		385,05	-	379,84	-	375,49	-	359,72	-
Gasolio	EUR/MT	579,56	-8%	-36%		593,71	-	591,19	-	588,43	-		-
Carbone	EUR/MT	111,93	-7%	-3%		111,66	-	111,53	-	107,37	-	105,11	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,11	1%	4%	1,11	1,11	-	1,11	-	1,11	-	1,12	-

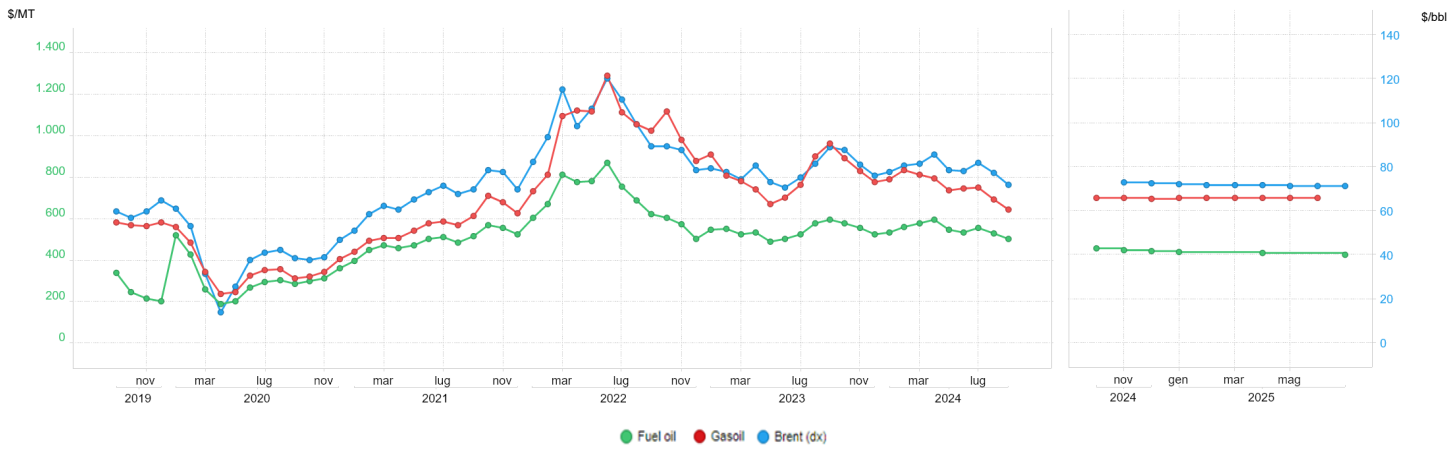
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



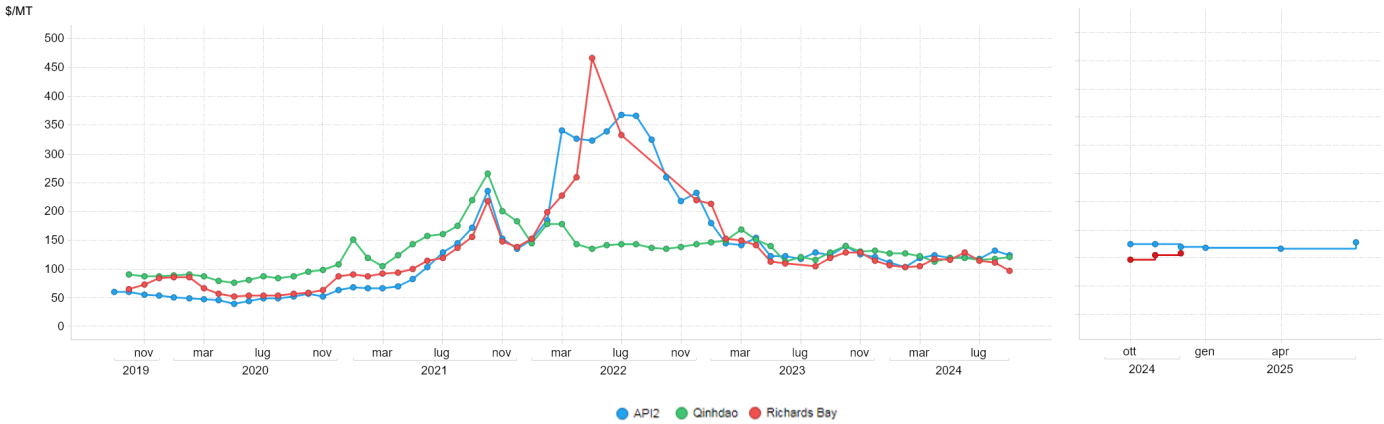
Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica



Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 3: Carbone*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica



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

Fonte: LSEG Data & Analytics

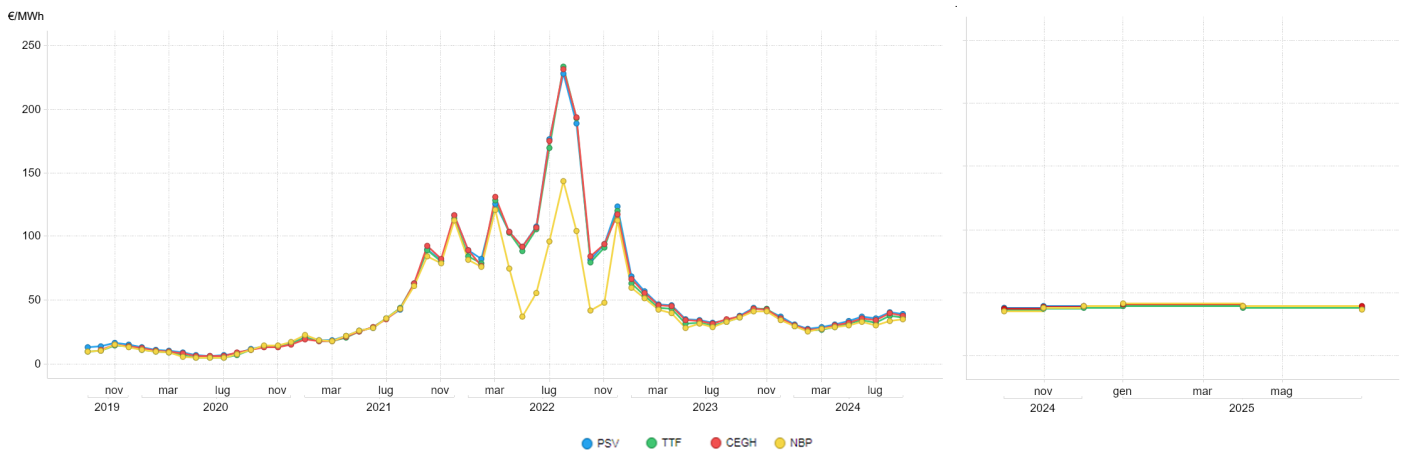
MERCATI ENERGETICI EUROPA

Inferiori da dicembre solo ai livelli di agosto (-4%), i prezzi del gas al PSV italiano (39,13 €/MWh) e al TTF olandese (36,16 €/MWh), entrambi tendenzialmente in calo nella prima parte del mese e poi di nuovo in crescita, andamento analogo a quello dello spread

tra i due riferimenti, stabile mediamente nel mese attorno a 3 €/MWh. Tale differenziale si assottiglia nelle aspettative future espresse dai mercati, in particolare da novembre per effetto di livelli attesi al TTF superiori agli attuali spot.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	Aspettative future							
						M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
PSV	IT	39,13	-4%	3%	41,75	37,80	-8%	39,23	-10%	39,55	-9%	39,13	-7%
TTF	NL	36,16	-4%	0%	38,99	35,98	-8%	37,53	-8%	38,28	-9%	37,59	-8%
CEGH	AT	37,95	-5%	2%	40,71	37,37	-8%	38,87	-8%	39,50	-9%	39,07	-8%
NBP	UK	35,21	5%	-3%	37,45	35,13	-8%	38,27	-8%	39,62	-64%		



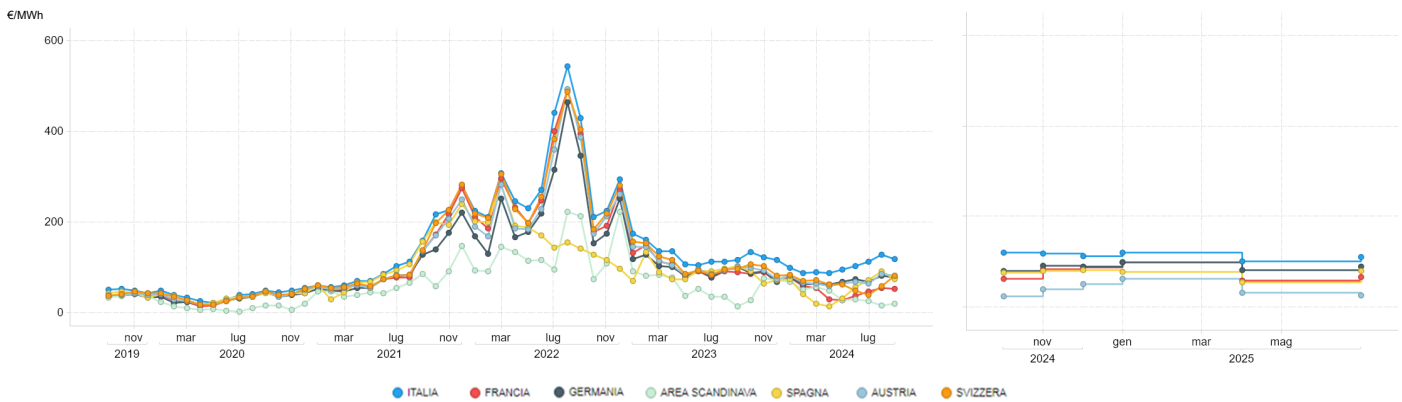
Fonte: LSEG Data & Analytics

Anche in ambito elettrico, i prezzi risultano generalmente in riduzione rispetto ai massimi annuali di agosto, con il Pun italiano a 117 €/MWh (-9%), la Francia a 52 €/MWh (-5%) e la Germania a 78 €/MWh (-5%). Più intensa la flessione in Spagna (73 €/MWh, -20%), mentre risulta in controtendenza l'Area Scandinava,

attestata comunque sempre su livelli decisamente più bassi (20 €/MWh, +29%). In linea con la tipica stagionalità, i mercati a termine mostrano aspettative rialziste per i prossimi mesi sui prezzi di Francia e Germania e una sostanziale tenuta sugli attuali livelli spot per la quotazione italiana.

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot* e a termine¹. Media aritmetica

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	117,13	-9%	1%	126,99	120,13	8%	116,92	4%	111,65	0%	113,72	0%
FRANCIA	51,86	-5%	-42%	54,56	61,95	-17%	82,38	-18%	87,51	-12%	72,84	-12%
GERMANIA	78,31	-5%	-22%	82,05	79,20	-13%	90,03	-13%	88,57	-13%	87,53	-10%
AREA SCANDINAVA	19,76	29%	46%	23,50	23,05	-16%	38,92	-14%	50,18	-12%	39,00	-7%
SPAGNA	72,62	-20%	-30%	90,15	75,62	-15%	79,88	-14%	81,12	-16%	71,31	-10%
AUSTRIA	81,94	-4%	-19%									
SVIZZERA	81,14	39%	-16%									



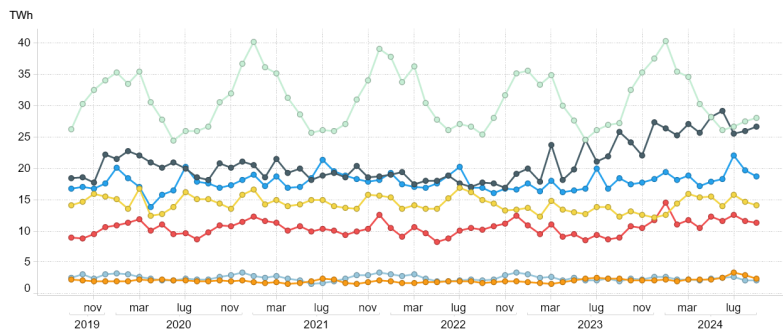
Fonte: LSEG Data & Analytics

Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici a pronti proseguono, come nei mesi precedenti, i rialzi generalizzati su base annua, mentre sull'orizzonte mensile i volumi crescono in Germania (26,7 TWh, +6%

su agosto) e nell'Area scandinava (28,1 TWh, +6%), confermandosi pressoché invariati in Francia (11,3 TWh, +1%) e in Spagna (14,2 TWh) e in lieve riduzione in Italia (18,7 TWh, -2%).

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

Area	TWh	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,73	-2%	2%
FRANCIA	11,32	1%	26%
GERMANIA	26,68	6%	3%
AREA SCANDINAVA	28,09	6%	3%
SPAGNA	14,19	0%	16%
AUSTRIA	2,19	9%	7%
SVIZZERA	2,47	-15%	1%



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

● ITALIA ● FRANCIA ● GERMANIA ● AREA SCANDINAVA ● SPAGNA ● AUSTRIA ● SVIZZERA

Fonte: LSEG Data & Analytics

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

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), a settembre, il prezzo medio rimane sostanzialmente stabile a 246,33 €/tep (+0,2%) mentre gli scambi crescono a 154 mila tep (+117%). Dinamiche rialziste sia in termini di prezzi (+10%) che di volumi (+90%) anche sulla piattaforma bilaterale.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) riferite al periodo di produzione 2023 il prezzo medio si attesta a 0,49 €/MWh (-24%), inferiore alle quotazioni bilaterali, queste ultime in crescita a 3,52 €/MWh (+188%). Le Garanzie

d'Origine riferite al periodo di produzione 2024, invece, sono state scambiate ad un prezzo medio di 0,83 €/MWh sul MGO e a 1,39 €/MWh sulla PBGO. Complessivamente gli scambi ammontano a 88,5 mila MWh sul mercato organizzato e a 2,2 TWh sulla piattaforma bilaterale. Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano complessivamente a 1,2 TWh, ad un prezzo medio di 0,34 €/MWh per le garanzie del 2023 e 0,68 €/MWh per quelle del 2024.

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

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

A settembre 2024, il prezzo medio registrato sul MTEE si attesta a 246,33 €/tep, sostanzialmente in linea con il mese precedente. In crescita a 224,29 €/tep la quotazione osservata sulla piattaforma bilaterale (+10%) che porta lo spread con il corrispondente valore di mercato a 22 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 7 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 94% (+10 p.p. su agosto). In crescita al 74% (+27 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di

mercato (243,00-246,50 €/tep). Nelle due sessioni di mercato tenutesi a settembre, i titoli negoziati salgono a 154 mila tep sul MTEE (+117% su agosto) e a 80 mila tep sulla piattaforma bilaterale (+90%), con la liquidità del mercato al 66% (+3 p.p. rispetto al mese precedente).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine settembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 73.323.104 tep, in aumento di 49.752 tep rispetto a fine agosto. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.114.174 tep, in aumento di 49.752 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	246,33	+0,2%	243,00	246,85	154.253	+116,7%	38,00	+117,1%	314	+390,6%	0,2%	+0,1 p.p.	4	+2
Bilaterali	224,29	+10,0%	0,00	249,00	79.881	+90,1%	17,92	+109,1%						
con prezzo >1	239,55	-1,3%	15,63	249,00	74.792	+112,0%	17,92	+109,1%						
Totale	238,81	+3,7%	0,00	249,00	234.134	+106,8%	55,91	+114,5%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

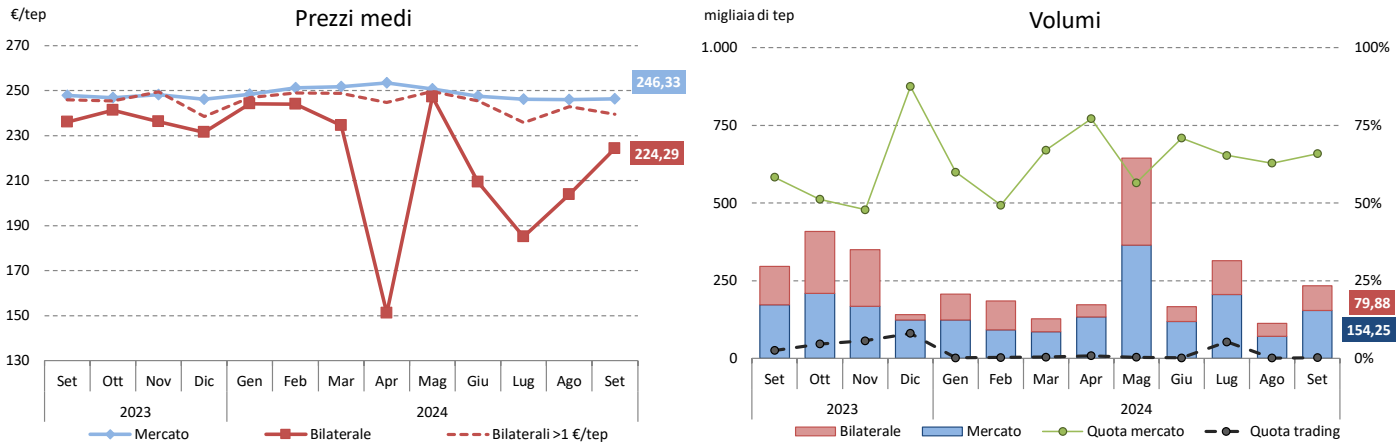
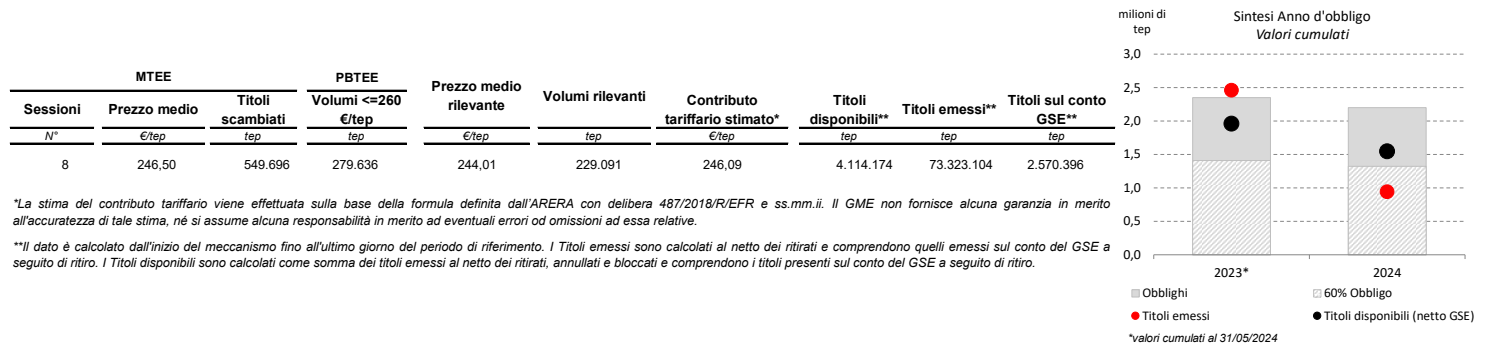


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2024

Fonte: dati GME



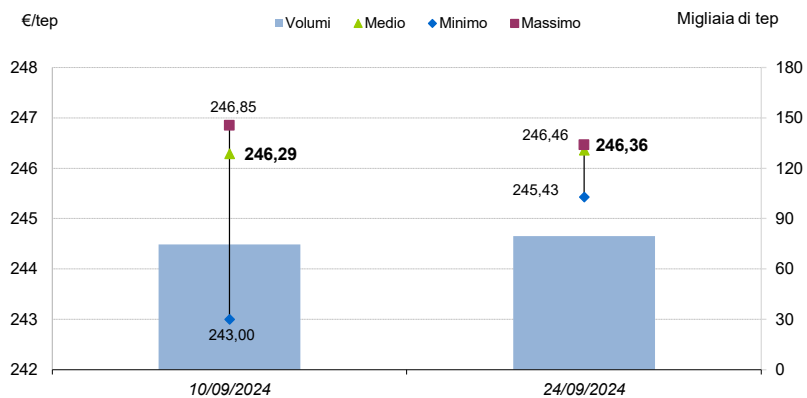
*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/EFR e ss.mm.ii. Il GME non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa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

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

L'analisi delle due sessioni di settembre mostra quotazioni medie stabili sui 246 €/tep e volumi medi scambiati pari circa a 77 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A settembre, 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 0,49 €/MWh (-24%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale salgono a 3,52 €/MWh (+188%).

Sul MGO le quotazioni delle tipologie Bio, Eolico e Solare si collocano poco sopra i 0,50 €/MWh mentre la tipologia Gas Trasporti Non Esportabile si attesta a 0,10 €/MWh. Variano, invece, tra i 0,36 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile ed i 4,88 €/MWh della tipologia Idroelettrico i prezzi sulla PBGO. Con riferimento, invece, alle Garanzie d'Origine riferite all'anno di produzione 2024, i prezzi medi risultano pari a 0,83 €/MWh sul MGO e a 1,89 €/MWh sulla PBGO. Su

quest'ultima piattaforma i prezzi delle diverse tipologie scambiate oscillano tra 0,00 €/MWh della categoria Bio e 5,67 €/MWh di quella Idroelettrico.

A settembre i volumi complessivamente negoziati sul MGO si portano a 88,5 GWh, di questi 34 GWh riferiti all'anno di produzione 2024 (39% del totale), mentre risultano pari a 2,2 TWh gli scambi bilaterali, con il 65% relativo all'anno 2024 (1,4 TWh).

Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano complessivamente a 1,2 TWh, quasi interamente relative alle garanzie con periodo di produzione 2023. Il prezzo medio di assegnazione risulta, invece, pari a 0,34 €/MWh per le garanzie del 2023 e 0,68 €/MWh per quelle del 2024.

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				
Mercato	0,49	-24,1%	0,10	0,58	54.295	-27,3%	26.368	-44,8%
Settore Elettrico	0,52	-18,0%	0,45	0,58	49.295	-34,0%	25.868	-45,9%
Settore Gas	0,10		0,10	0,10	5.000		500	
Bilaterali	3,52	+188,5%	0,00	5,44	772.269	+2605,8%	2.719.852	+7707,5%
Settore Elettrico	3,68	+102,5%	0,00	5,44	735.859	+3791,6%	2.706.842	+7781,1%
Settore Gas	0,36	+601,8%	0,01	1,00	36.410	+278,0%	13.010	+2552,9%
con prezzo >0	4,11	+225,6%	0,01	5,44	662.257	+2298,2%	2.719.852	+7707,5%
Asta GSE	0,34	-	0,16	0,55	1.139.830	-	386.360	-
Settore Elettrico	0,34	-	0,16	0,55	1.129.830	-	384.239	-
Settore Gas	0	-	0	1	10.000	-	2.121	-

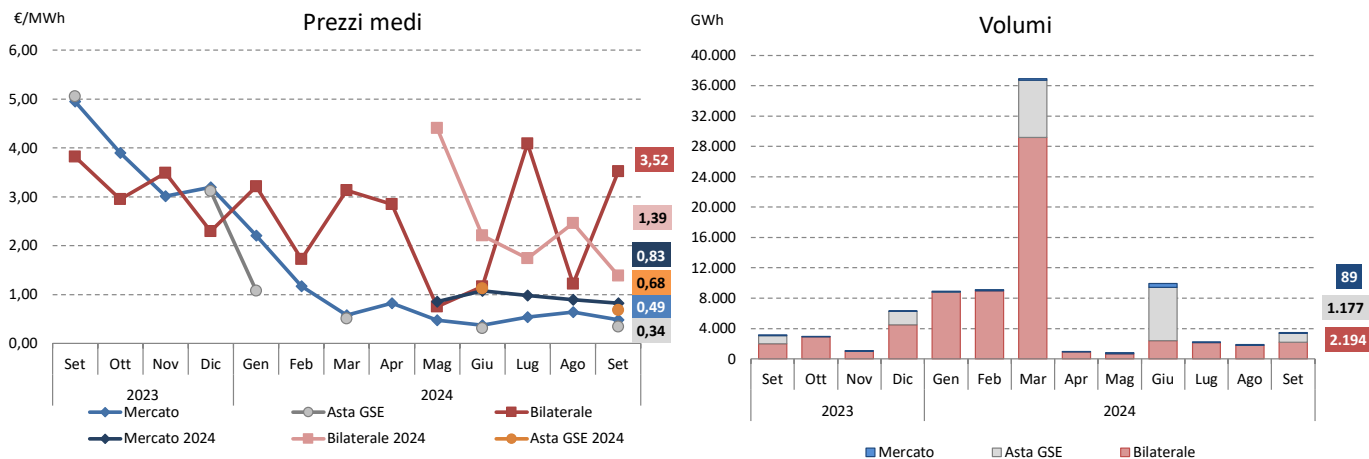
Tabella 4: GO Anno di produzione 2024, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,83	-7,6%	0,60	0,90	34.213	+41,6%	28.246	+30,8%
Settore Elettrico	0,83	-7,6%	0,60	0,90	34.213	+41,6%	28.246	+30,8%
Settore Gas	-		-	-	-		-	
Bilaterali	1,39	-43,6%	0,00	6,75	1.421.669	-18,0%	1.974.038	-53,8%
Settore Elettrico	1,39	-43,6%	0,00	6,75	1.421.669	-18,0%	1.974.038	-53,8%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
con prezzo >0	1,39	-43,9%	0,20	6,75	1.421.116	-17,6%	1.974.038	-53,8%
Asta GSE	0,68	-	0,56	1,10	36.900	-	25.224	-
Settore Elettrico	0,97	-	0,97	0,97	6.000	-	5.820	-
Settore Gas	0,63	-	0,56	1,10	30.900	-	19.404	-

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 (36%) e nella contrattazione bilaterale (49%) e della tipologia Solare nelle aste di assegnazione del GSE (42%). 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 Idroelettrico (41%) e Solare (32%) sul MGO, della tipologia Eolico nella contrattazione bilaterale (58%) e Solare nelle aste di assegnazione del GSE (45%).

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

Fonte: dati GME

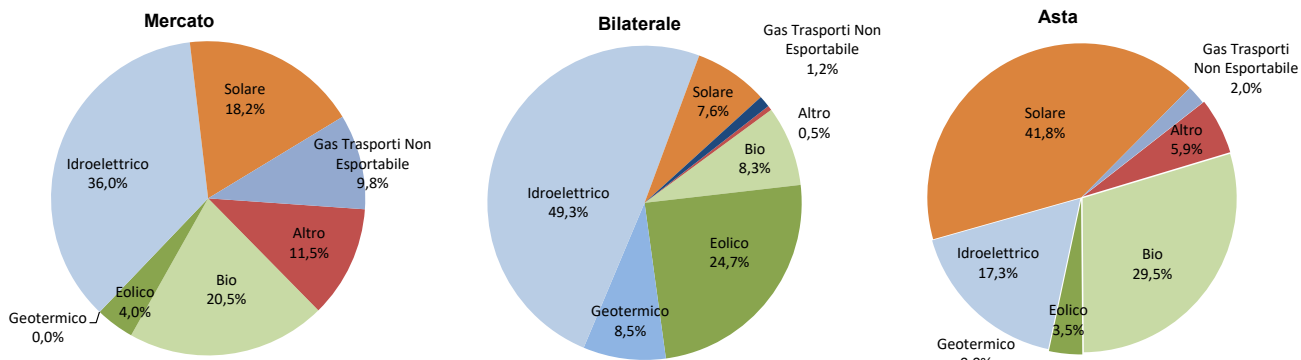
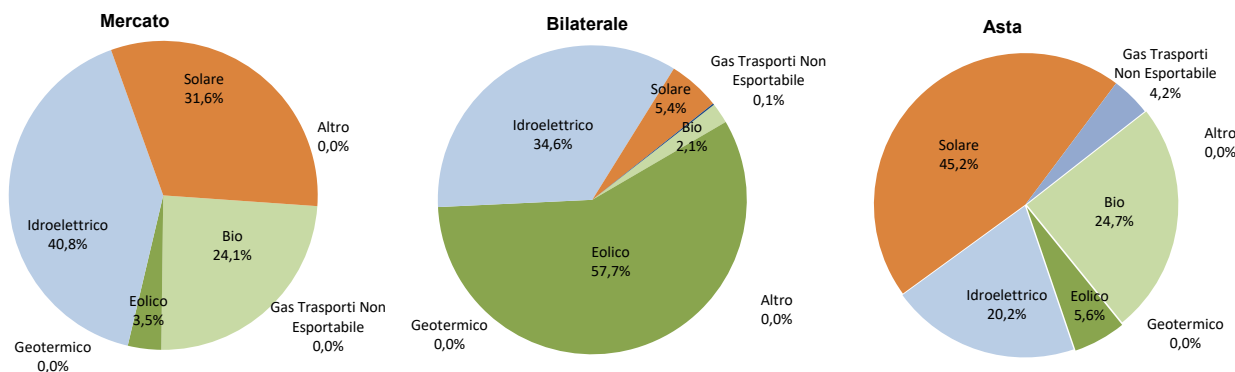


Figura 5: GO Anno di produzione 2024, struttura degli scambi cumulati

Fonte: dati GME

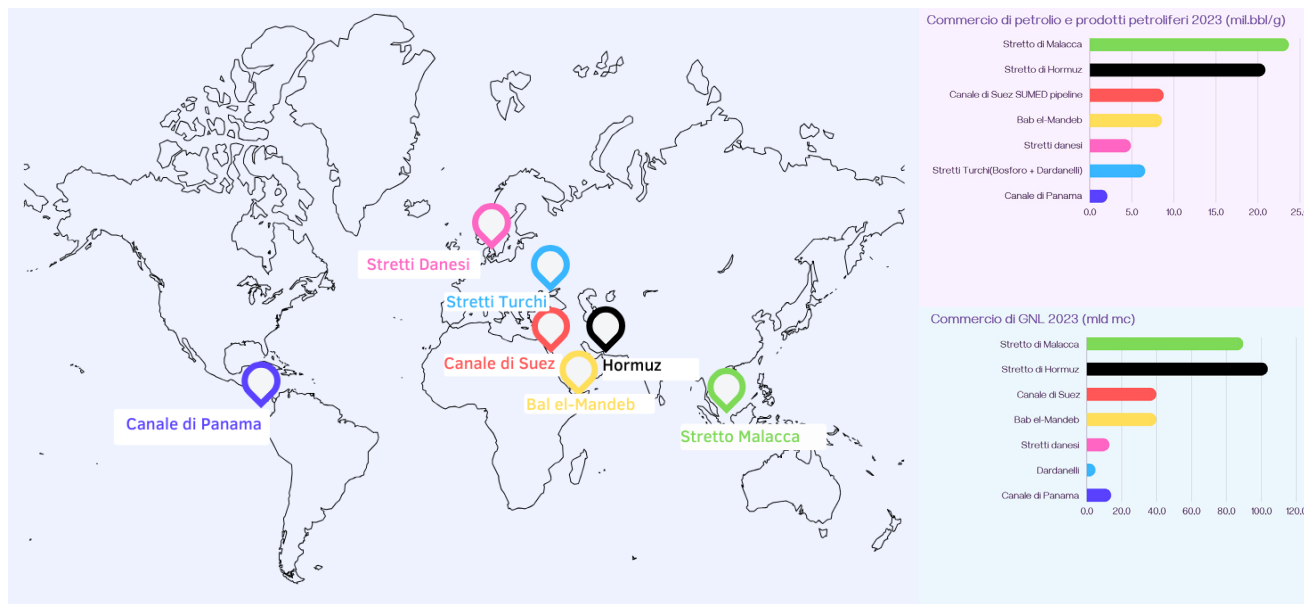


SUEZ, PANAMA E GLI ALTRI: LE STRETTOIE DELL'ENERGIA

Agata Gugliotta - RIE

(continua dalla prima)

Principali chokepoint marittimi e volumi di greggio, prodotti petroliferi e GNL transitanti



Fonte: Elaborazione Rie su dati Eia Doe e fonti varie

I principali chokepoints marittimi sono: lo stretto di Malacca; gli stretti danesi; gli stretti turchi; lo stretto di Hormuz; il canale di Suez; lo stretto di Bal el-Mandeb e il canale di Panama. Lo stretto di Malacca collega l'Oceano Indiano all'Oceano Pacifico e costituisce la tratta marittima più breve ed economica tra il Medio Oriente e i paesi asiatici. Giuridicamente sotto amministrazione congiunta malese-indonesiana, ma strategicamente nella disponibilità degli Usa, è il chokepoint più congestionato: da qui passa, il 30% del commercio globale, nonché l'80% delle importazioni della Cina². Nel 2023, vi è transitato circa il 31% di greggio e prodotti petroliferi movimentati via mare, di cui un buon 70% è petrolio greggio e il 16% del GNL scambiato a livello internazionale, per lo più di provenienza qatarina. A partire dal 2022, è diventato uno snodo strategico anche per i prodotti energetici russi, che prima della guerra erano destinati principalmente in Europa.

Nel corso degli anni, Malacca è stato soggetto ad attacchi di pirateria, fenomeni particolarmente attenzionati e contrastati, visto che in caso di blocco, quasi metà delle flotte commerciali dovrebbe riorganizzare le proprie rotte. Per Pechino poi, un blocco ocluderebbe gli essenziali rifornimenti di materie prime e di idrocarburi e ne interdirebbe il commercio marittimo in uscita dai porti orientali. Proprio per ridurre questi rischi, e, più in generale, per alleggerire il traffico marittimo, nel corso

degli anni sono stati pianificati diversi progetti che consentono di bypassare questo punto di strozzatura. Tra questi, per l'energia, il gasdotto tra Myanmar e Cina inaugurato nel 2013 o il Power of Siberia che, da fine 2019, consente di far transitare il gas russo verso la Cina.

Spostandoci in Europa, meritevoli di attenzione sono gli stretti danesi e turchi.

Quando si parla di stretti danesi, ci si riferisce ai 3 canali che collegano il Mar Baltico al Mare del Nord: il Piccolo Belt, il Grande Belt (Store Belt) e l'Øresund. Fino allo scoppio della guerra russo-ucraina e all'avvio della politica sanzionatoria nei confronti di Mosca, gli stretti danesi erano una rotta importante per le esportazioni di petrolio russo via mare in Europa. Successivamente, sono diventati la porta di ingresso del gas di Mosca, anche se quest'ultimo è stato poi dirottato verso i mercati dell'Asia, soprattutto dell'India, ma anche verso la Turchia e l'Africa. Attraverso queste strettoie, inoltre, vengono movimentati i flussi di petrolio provenienti da Stati Uniti, Norvegia, Regno Unito e destinati a Polonia e Finlandia, che, nel corso di questi ultimi due anni hanno dovuto fare a meno del greggio della Russia. Complessivamente nel 2023, fra greggio e prodotti, vi hanno transitato 4,9 mllbbl/g, mentre è più che raddoppiato, rispetto a dodici mesi precedenti, il volume di GNL (quasi 13 mld di mc), per lo più proveniente dagli Stati Uniti e diretto ai paesi europei che lo

hanno utilizzato in alternativa al gas piped russo.

Gli stretti turchi, invece, segnano convenzionalmente il confine tra Europa e Asia e sono costituiti a nord, dal Bosforo, che mette in comunicazione il Mar di Marmara con il Mar Nero e, a sud, dallo stretto dei Dardanelli, che unisce il Mar di Marmara con il mar Egeo.

A causa della loro particolare morfologia sono tra i chokepoint di più difficile navigazione soprattutto per le petroliere di grande tonnellaggio, ma tra i più trafficati: mediamente ogni anno passano oltre 36.000 imbarcazioni. Questi corridoi hanno permesso il trasferimento dell'oil russo, azero e kazako prima verso l'Europa e, a partire dal 2022, verso l'Asia. Complessivamente l'anno scorso sono transitati oltre 3 mil. bbl/g tra greggio e prodotti³. Per quanto riguarda il GNL, invece, la Turchia consente il transito delle metaniere solo nello stretto dei Dardanelli, mentre è precluso, per ragioni di sicurezza, in quello del Bosforo. I volumi sono comunque contenuti e nell'intorno dei 5 mld di mc l'anno (1% dell'export mondiale).

Lo Stretto di Hormuz, situato tra l'Oman e l'Iran, collega il Golfo Persico con il Golfo di Oman e il Mar Arabico. In ragione della sua larghezza e profondità, permette l'attraversamento anche di petroliere molto grandi, il che ha consentito a questo stretto di diventare una delle più importanti arterie per il passaggio di greggio e prodotti petroliferi. Dopo lo Stretto di Malacca è il chokepoint più importante per i flussi di oil: nel 2023 sono passati poco più di 20 mil. bbl/g di greggio e prodotti, pari al 27% di tutto l'oro nero movimentato via mare. Oltre che per il petrolio, lo Stretto di Hormuz è un nodo cruciale anche per il trasporto del gas naturale liquefatto: da qui vi fluiscono ogni anno poco più di 100 mld di mc, più che in ogni altro chokepoint al mondo, corrispondenti a circa il 20% di tutto il GNL commercializzato. Quasi tutto il GNL trasportato è di origine qatarina, numeri destinati ad aumentare nel giro di pochi anni in vista dell'espansione della capacità di liquefazione del Qatar, già in corso di realizzazione.

L'ammontare di "energia" che si muove in questo snodo di acqua dà contezza della sua strategicità. Una sua eventuale chiusura, così come successo nelle crisi petrolifere del 1973 e 1979, avrebbe delle ripercussioni gravissime per il commercio e l'economia mondiale, ancor più, perché a differenza di altri stretti, esistono poche e non risolutive opzioni per consentire l'esportazione di greggio, mentre quasi nulle sarebbero le alternative per il trasporto del GNL.

Restando sempre nelle acque mediorientali, nella striscia del Mar Rosso, si trovano altri due punti strategici per il passaggio delle merci via mare: il Canale di Suez e lo Stretto di Bab el-Mandeb. Il primo, inaugurato nel 1869, è un canale artificiale navigabile a nord del Mar Rosso ed è un passaggio chiave per le navi che viaggiano tra l'Europa e l'Asia, le quali non devono più circumnavigare l'Africa, riducendo così la rotta Euroasiatica da 44 a 26 giorni. Lo Stretto di Bab el-Mandeb, invece, si trova alla foce del Mar Rosso e separa il Corno d'Africa dalla punta meridionale della Penisola arabica ed è punto di ingresso meridionale del Mar Rosso dal Golfo di

Aden e dall'Oceano Indiano. Si tratta di un'arteria vitale per lo shipping internazionale, visto che nel 2023 vi sono transitati volumi pari al 10-12% del commercio globale, nonché circa l'8% del GNL e l'11% di greggio e prodotti petroliferi. Tuttavia, da un punto di vista geopolitico è una delle zone più calde del pianeta e a partire da fine 2023 è stata terreno di scontro fra gli attori politici dell'area. Nel novembre 2023, infatti, nello Stretto di Bab el-Mandeb, sono iniziati gli attacchi alle porta-container dirette verso il Mediterraneo e soprattutto verso Israele da parte degli Houthis, un gruppo armato in prevalenza sciita e finanziato dall'Iran, sostenitore delle forze armate di Hamas. L'escalation militare, che ha visto anche il coinvolgimento di UK e USA, ha reso l'area poco sicura, determinando una riduzione del traffico marittimo e, per alcune commodities, un'interruzione totale dei transiti.

Le conseguenze di questo stato di cose non si sono fatte attendere, amplificate tra l'altro dal contemporaneo rallentamento del transito internazionale di merci in un altro chokepoint strategico, il Canale di Panama.

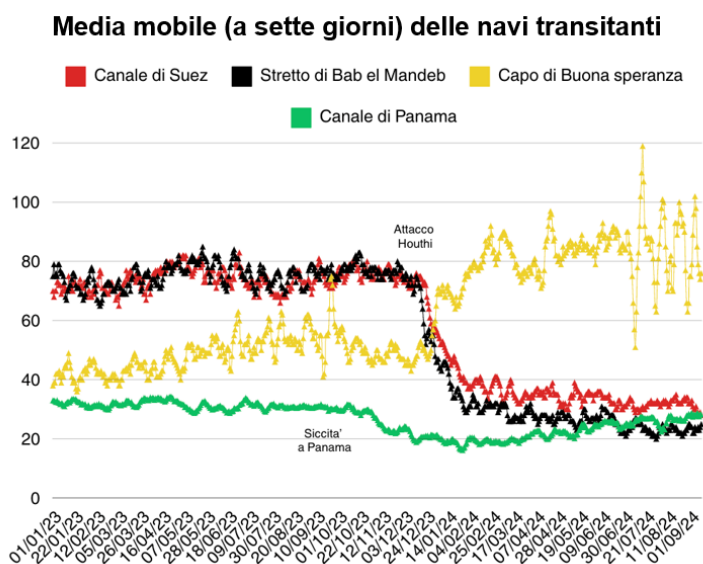
La scelta, o la necessità, di ridurre o bloccare i transiti nel Mar Rosso, si è tradotta, innanzitutto, in un minor numero di navi transitanti e quindi delle tonnellate di merci trasportate. Secondo i dati rilasciati da Portwatch⁴, nel periodo 12 gennaio-19 giugno 2024, la media⁵ delle imbarcazioni che hanno attraversato il Canale di Suez è stata di 36, meno della metà rispetto al pari periodo dell'anno precedente (74). Ancora più eclatante la situazione a sud, nello Stretto di Bab el-Mandeb, dove il dato è di 29 rispetto alle 75 unità dei dodici mesi precedenti. Relativamente al trasporto di GNL, si è assistito, poi, ad un vero e proprio azzeramento del numero di metaniere transitanti. Secondo i dati Kepler⁶, se dall'1 al 12 gennaio 2024 erano transitate ancora 8 navi trasportanti gas liquido, nei giorni a seguire il numero si riduce progressivamente e il 16 gennaio, la Clean Horizon diretta a Zeebrugge sarà l'ultima ad attraversare lo snodo. Il transito del gas liquefatto riprenderà il 19 giugno seguente⁷. Se letto rispetto ai numeri dell'anno prima, il dato riveste ancora più rilevanza: complessivamente nel 2023, 434 metaniere cariche hanno attraversato queste acque (in media 36 mensili). Fra tutti i produttori di GNL, sicuramente il Qatar è il più dipendente da questa rotta, non solo in termini di volumi - l'anno scorso il 47% del gas liquefatto che ha attraversato il Canale di Suez era di origine qatarina - ma anche per ragioni puramente logistiche. Per la sua posizione geografica il dirottamento delle navi presso altre rotte allunga di molto i giorni di navigazione.

La rotta mediterranea poco sicura, ha poi costretto gli armatori a preferire al Canale di Suez il Capo di Buona Speranza che, localizzato nell'estremità meridionale del Sudafrica, costituisce il punto di separazione tra l'Oceano Atlantico e l'Oceano Indiano. Pur non essendo propriamente un chokepoint, rimane una rotta strategica per il passaggio delle merci a livello globale: nel 2023, da qui è transitato circa l'8% di tutto il greggio e prodotti petroliferi commercializzati a livello globale nonché il 4% del GNL. Volumi, che secondo

stime preliminari, sono cresciuti notevolmente nei primi mesi del 2024, come dimostra anche la media delle navi transitate

che da 45 del periodo 12/01/-19/06 del 2023 passa a 81 del pari periodo 2024.

Media mobile (a sette giorni) delle navi transitanti



Fonte: Elaborazione su dati Portwatch

Tuttavia, la deviazione di viaggio via Capo di Buona Speranza ha determinato: 1) un rallentamento della catena di approvvigionamento; 2) una riduzione della capacità della flotta commerciale, che passa più tempo in transito tanto carica, quanto scarica; 3) ritardi nelle consegne. Circumnavigare il Capo di Buona Speranza, ad esempio, aumenta di 23 giorni il tempo di percorrenza di una metaniera che dal Qatar giunge in Europa, e di quasi 4 quello di una che parte dall'impianto di Corpus Christi negli USA e deve giungere a Hong Kong. Inoltre, 4) si assiste a una lievitazione dei costi, sia di quelli legati al bunkeraggio⁸, che di quelli per le assicurazioni e i costi di nolo⁹. Infine, ma non meno rilevante, la riduzione del traffico marittimo nel Canale di Suez ha comportato un calo degli introiti di passaggio per l'Egitto: nei primi mesi del 2024, si registra una variazione negativa del 50%¹⁰ un dato di non poco conto, visto che tale passaggio costituisce l'8% del PIL del paese. Concludiamo infine con il Canale di Panama, un'opera idraulica artificiale scavata attraverso l'istmo di Panama, il punto più stretto dell'intero continente americano e che collega l'oceano Atlantico con l'Oceano Pacifico con un tempo di navigazione stimato di circa 8-10 ore. Si tratta di una delle più grandi imprese ingegneristiche della storia che ha consentito alle navi di non circumnavigare più continente americano, per un risparmio in termini di tempo e di costi. Il canale è stato progettato con un sistema di funzionamento a

laghi artificiali e 3 chiuse, che sfrutta la gravità per abbassare le navi. Sin dalla sua apertura (1920), il canale di Panama ha svolto un ruolo fondamentale nel commercio mondiale: nel 2023, il 2,5% del commercio marittimo globale ha attraversato le sue chiuse¹¹ per un totale di oltre 14.000 transiti. Gli Stati Uniti da soli vi fanno passare, in entrata e in uscita, circa il 14% del loro marittime trade.

Per lo Stato di Panama, il canale è il motore economico del paese: nell'anno fiscale 2022 i diritti di passaggio sono ammontati a circa 2,5 miliardi di dollari che, sommati agli introiti indiretti, hanno contribuito a oltre il 6% del PIL del paese. Se guardiamo al transito di "energia", nell'anno fiscale 2023 (ottobre 22-settembre 23) sono stati movimentati tra prodotti e greggio circa 2,1 mil. bbl/g, di cui la quasi totalità sono prodotti petroliferi, visto che la stazza delle petroliere non consente loro di attraversare il Canale. Benché, a differenza di altri chokepoint, da qui passino solo il 3% del commercio marittimo globale di oil, questa rotta rimane comunque rilevante per la movimentazione di questa commodity prodotta nella Gulf Coast e diretta in Sud America e Asia. Negli ultimi anni sono cresciute significativamente, invece, le esportazioni di idrocarburi liquidi, soprattutto di etano e propano, provenienti dagli USA e destinati agli impianti petrolchimici asiatici. Da questa via d'acqua, inoltre, viaggia il 2,5% delle esportazioni di GNL, aumentate nel corso degli anni in risposta alla crescita

del settore della liquefazione degli Stati Uniti.

Così come per il Canale di Suez, anche quello di Panama ha conosciuto nell'ultimo anno un rallentamento dei traffici, ascrivibile a eventi climatici eccezionali. La siccità che ha interessato il paese, la più grave degli ultimi 100 anni, ha costretto la Panama Canal Authority, già dal 25 luglio 2023, a imporre un tetto massimo al passaggio di imbarcazioni (32 navi rispetto alle 36 consentite normalmente), per poi fissare il 31 ottobre delle vere e proprie restrizioni, soprattutto per le navi di più grandi dimensioni. Ad ottobre, infatti, complice il passaggio di El Niño¹², le piogge sono state inferiori di circa il 40% rispetto alla media, compromettendo il corretto funzionamento del canale. Le limitazioni al transito si sono prolungate anche nel 2024 e il 16 gennaio l'attraversamento è stato limitato a 24 slot al giorno; sono anche stati imposti limiti sul pescaggio delle navi al fine di evitare che le imbarcazioni si incagliassero a causa del livello dell'acqua troppo basso. Anche in questo caso, la riduzione del numero di imbarcazioni transittanti lungo il Canale ha avuto delle ripercussioni per il commercio internazionale, determinando una riduzione delle merci, soprattutto quello delle portarinfuse, nonché ritardi nelle consegne e aumento nei costi. Tra agosto 2023 e gennaio 2024 lo shipping complessivo del canale ha subito un calo di circa 1/3, mentre quello di gas liquefatto addirittura di 2/3. Ad essere interessati sono stati soprattutto i carichi di GNL USA diretti in Asia, ridottisi in questi mesi considerevolmente, in ragione dei tempi e dei costi più lunghi richiesti dalle rotte alternative (Canale di Suez e Capo di Buona Speranza). Il che ha verosimilmente, favorito le esportazioni di GNL verso l'Europa. Anche i volumi di diesel e gasolio raffinati negli Stati Uniti e diretti al Sud America hanno conosciuto una flessione, a cui ha sopperito una maggiore offerta di distillati asiatici. Una riconfigurazione dei flussi che vede le raffinerie europee ricevere i volumi americani eccedenti. Quanto ai tempi di percorrenza, una nave che aveva preventivato di attraversare il Canale e che normalmente riusciva a passarvi nel giro di

2-3 giorni, è stata costretta o ad aspettare anche 15 giorni o virare verso altre rotte, allungando i km da percorrere. A lievitare sono stati anche i costi: sia quelli discendenti dall'utilizzo di rotte diverse (maggiori costi di carburante, e quelli connessi ai maggiori giorni di navigazione, quali gli stipendi degli equipaggi, penali nei ritardi delle consegne), ma anche quelli legati al passaggio stesso del Canale di Panama. In quest'ultimo caso, calcola l'AIE che, alle tradizionali tariffe di transito (mediamente si aggirano sui 400.000 dollari a viaggio) va aggiunta una fee per prenotare in anticipo il passaggio tramite asta ed evitare così la congestione¹³. La situazione di crisi è iniziata ad allentarsi solo a partire dal terzo trimestre 2024, a seguito dell'aumento delle piogge che ha innalzato il livello dell'acqua consentendo l'aumento del numero progressivo di navi transittanti, tornato a 36 giornaliere a partire dal 1° settembre¹⁴.

Conclusioni

I numeri esposti evidenziano quanto siano importanti questi snodi per il commercio internazionale e quanto un loro controllo sia un'arma di deterrenza negli scontri politici. Da qui, oltre a merci e minerali, passa la sicurezza energetica e la stabilità dei mercati, già particolarmente compromessa degli eventi geopolitici attuali. Le dinamiche che hanno interessato il Canale di Panama e di Suez avrebbero potuto avere conseguenze ancora più gravi di quelle che hanno generato, specie se i rallentamenti, o peggio i blocchi, si fossero protratti per più tempo e, se il contesto economico avesse richiesto un consumo di energia maggiore di quello attuale. Il pericolo però è stato solo attenuato e il rischio rimane dietro l'angolo. Volendo solo fermarsi a Panama e al Canale di Suez, immaginando idealmente che nulla possa succedere negli altri chokepoint, bisognerà prevedere nuovi periodi di siccità che tenderanno ad essere sempre più lunghi e intensi e nuovi episodi di violenza sempre più frequenti e pericolosi, come i fatti di questi ultimi giorni ci stanno dimostrando.

¹ EIA DOE, Country Analysis Brief: World Oil Transit Chokepoints, giugno 2024;

² Boston Consulting Group, These Four Chokepoints Are Threatening Global Trade, 12 febbraio 2024;

³ Il dato si riferisce ai Dardanelli, ma verosimilmente quasi tutto l'oil che transita per i Dardanelli poi passa il Bosforo e viceversa;

⁴ IMF-Portwatch a partnership with Oxford University;

⁵ La media viene calcolata sui valori giornalieri, che a loro volta sono il risultato di una media mobile settimanale;

⁶ Jack Sharples, LNG Shipping Chokepoints: The Impact of Red Sea and Panama Canal Disruption, OIES, febbraio 2024;

⁷ Hine L., First LNG carrier heads for Red Sea-Suez route since mid-January, Upstream Online, 19 giugno 2024;

⁸ Le 6.000-7.000 miglia nautiche aggiuntive necessarie per consentire a un carico di giungere dal Qatar all'Europa si è tradotto in un costo aggiuntivo di 1 milione di euro di carburante. Wayne C. Ackerman, The implications of Red Sea instability on the global LNG market, Middle East Institute, 07 febbraio 2024;

⁹ Secondo la società di consulenza Drewry a febbraio 2024 i costi di nolo da Shanghai a Rotterdam sono aumentati del 158% rispetto all'anno precedente; allo stesso modo quelli da Shanghai a Genova del 97% e quelli da Shanghai a Los Angeles del 133%. Wefreight, Maritime Chokepoints: The Achilles Heel of Global Trade, 24 febbraio 2024;

¹⁰ AIE, Gas Market Report, Q2 2024, 24 aprile 2024;

¹¹ Dierker D., Lopez N., Murnane J., Saxon S., Szigethi S., Zampelas A., How could Panama Canal restrictions affect supply chains? McKinsey & Company, 19 gennaio 2024;

¹² Senese A., El Niño e la Niña: nomi simili ma fenomeni completamente diversi, in RIEnergia 02 ottobre 2024;

¹³ Il gruppo armatoriale giapponese Eneos ha pagato quasi 4 milioni di dollari per superare altri competitor e aggiudicarsi il transito nella sempre più congestionata via d'acqua del Canale di Panama. L'asta per assicurarsi il passaggio si è svolta 8 novembre. Shipping Italia, Transito nel Canale di Panama da record: pagati da una nave 4 Mln \$, 9 novembre 2023;

¹⁴ Canal de Panama, The Panama Canal Celebrates 110 Years of Trust and Progress, 20 agosto 2024.

Novità normative di settore

a cura del GME

MERCATI ENERGIA - REMIT

Comunicati del GME | “Avviso di variazioni al Contratto di servizio di Data Reporting ai sensi del Regolamento REMIT” e “Mercati dell'energia elettrica, del gas naturale e della piattaforma di negoziazione per lo scambio di gas naturale – entrata in vigore delle Regole e avvio operativo della piattaforma Organized Place Reporting (OMPR)” | pubblicati, rispettivamente, in data 25 settembre e 1° ottobre 2024 | Download <https://mercatoelettrico.org>

Con il primo dei comunicati sopra indicati, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME), facendo seguito al precedente comunicato dell'8 luglio u.s.¹, ha reso noto che, in conformità alle nuove previsioni di cui al Regolamento (UE) 2024/1106 - che modifica i regolamenti (UE) n. 1227/2011 (nel seguito: Regolamento Remit) e (UE) 2019/942 in tema di miglioramento della protezione dell'Unione dalla manipolazione del mercato nel mercato dell'energia all'ingrosso - è stata apportata una modifica unilaterale al Contratto di servizio di Data Reporting (nel seguito: il Contratto) volta a eliminare dallo stesso i servizi di Data Reporting e Download, aventi ad oggetto, rispettivamente, le attività di trasmissione ad ACER degli ordini e delle transazioni poste in essere dagli operatori sui mercati organizzati del GME e di scaricamento da parte degli operatori di tali ordini e transazioni. Pertanto, a far data dal 1° ottobre u.s., il Contratto resta valido ed efficace unicamente con riferimento al servizio di Upload Dati Esterni, attraverso il quale gli operatori possono continuare ad adempiere ai loro obblighi in relazione ai dati e alle transazioni concluse al di fuori dei mercati organizzati dal GME.

Con il secondo dei comunicati su richiamati, il GME, facendo seguito ai precedenti dell'8 e del 24 luglio u.s., ha reso noto che, nella data del 1° ottobre u.s. - con la pubblicazione sul proprio sito internet - sono entrate in vigore le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico, alla Disciplina del Mercato del Gas Naturale e al Regolamento della Piattaforma di Negoziazione per l'offerta di Gas Naturale - nonché le versioni aggiornate delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) - effettuate al fine di adempiere ai nuovi obblighi previsti dal Regolamento Remit con riferimento all'attività di data reporting.

Al riguardo, dalla medesima data, è attiva la nuova piattaforma informatica denominata Organized Market Place Reporting (nel seguito: “OMPR”), che consentirà al GME di fornire ai propri operatori i servizi di Data Reporting e Download.

MERCATO ELETTRICO

ACER Decision No 11/2024 | “Amendments to the price

coupling algorithm and the continuous trading matching algorithm, including the common sets of requirements” | del 23 settembre 2024 | Download <https://www.acer.europa.eu>

Con la Decisione No 11/2024, l'Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori Nazionali dell'Energia (nel seguito: ACER), facendo seguito alle proposte di modifica trasmesse dai NEMO europei in data 23 novembre 2023 - formulate anche tenendo conto dei requisiti per la gestione e lo sviluppo degli algoritmi di risoluzione dei mercati day-ahead e intraday rappresentati dai TSO comunitari - ha approvato gli emendamenti alla Algorithm methodology².

Nello specifico, con particolare riferimento ai mercati day ahead, le modifiche approvate da ACER alla Algorithm methodology sono volte ad avviare le necessarie attività di ricerca e sviluppo funzionali all'eventuale introduzione del meccanismo di “co-ottimizzazione”, ovvero la procedura di condivisione della capacità di trasmissione disponibile alle frontiere, ai fini della risoluzione integrata dei mercati dell'energia e dei mercati del bilanciamento europei.

Con tale Decisione, ACER ha infatti richiesto ai NEMO UE di dar seguito, in cooperazione con i TSO, alle previste quattro fasi di R&D finalizzate a definire gli impatti, le implicazioni e la fattibilità tecnica per l'implementazione del meccanismo di co-ottimizzazione all'interno dell'algoritmo di price coupling europeo. Sulla base delle risultanze delle suddette attività di ricerca e sviluppo, l'Agenzia europea valuterà successivamente l'eventuale percorribilità ai fini dell'effettiva introduzione del meccanismo, definendo altresì la timeline di riferimento.

ACER Decision No 13/2024 | “Amendments to products that can be taken into account in the single day-ahead coupling” | del 25 settembre 2024 | Download <https://www.acer.europa.eu>

Con la Decisione No 13/2024, l'Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori Nazionali dell'Energia (nel seguito: ACER), facendo seguito alle proposte di modifica trasmesse dai NEMO europei in data 26 aprile 2024, ha approvato gli emendamenti alla metodologia per la definizione dei prodotti negoziabili nell'ambito del Single Day A-head Coupling (SDAC) europeo³. In particolare, le modifiche approvate da ACER alla predetta metodologia sono volte a consentire la negoziazione, nell'ambito dei mercati Day Ahead comunitari, dei prodotti con Market Time Unit (MTU) pari a 15 minuti, in allineamento con l'introduzione, da parte dei TSOs europei a decorrere dal 1 gennaio 2025, dell'Imbalance Settlement Period (ISP) a 15 minuti quale intervallo temporale minimo per la regolazione

delle partite economiche di bilanciamento in rete. In attuazione dell'art. 8, comma 8.2, del Regolamento (UE) n.2019/943 - recante disposizioni per il mercato interno dell'energia elettrica - i NEMO sono infatti chiamati ad offrire ai partecipanti al mercato la possibilità “[...] di negoziare l'energia a intervalli di tempo brevi almeno quanto il periodo di regolazione degli sbilanciamenti sia nel mercato del giorno prima che in quello infragiornaliero”.

Con specifico riferimento al mercato italiano si segnala che gli emendamenti alla suddetta metodologia sono volti altresì a rimuovere, a partire dal 1 gennaio p.v., dall'elenco dei prodotti negoziabili e oggetto di calcolo da parte dall'algoritmo europeo SDAC (i.e. Euphemia), il prodotto “prezzo unico nazionale”, atteso il superamento dello stesso, a decorrere dalla data sopra indicata, disposto dal legislatore italiano con il D.M. MASE n.151 del 18 aprile 2024⁴.

MERCATI AMBIENTALI

Comunicato del GME | Modifiche alla DTF n. 02 Rev. 10 P-GO – nuove opzioni operative delle funzionalità della Bacheca GO | pubblicate in data 17 settembre 2024 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato di cui in oggetto, il GME ha reso noto agli operatori l'entrata in vigore - con efficacia a partire dal 17 settembre 2024 - della versione aggiornata della DTF n. 02

Rev. 10 P- GO recante le “Nuove opzioni operative delle funzionalità della Bacheca GO”.

In particolare, le modifiche introdotte dalla citata DTF sono volte a disciplinare le ulteriori opzioni operative apportate dal GME al sistema informatico della Bacheca GO al fine di favorire una maggiore partecipazione degli operatori alla Bacheca stessa.

Nello specifico, con riferimento alle funzionalità per le richieste di abilitazione come “controparti gradite” si segnala, inter alia, l'introduzione dell'opzione “inoltro di richiesta massiva” che va ad aggiungersi alla modalità di invio di singole richieste (i.e. “richieste one to one”), con contestuale perfezionamento automatico della relazione di gradimento in presenza di una richiesta massiva reciproca. Tale nuova funzionalità, pertanto, facilita le modalità per instaurare la relazione di “controparte gradita” tramite l'inoltro di una semplice richiesta massiva a tutti gli operatori, senza dover necessariamente optare per le richieste one to one.

Si segnala, altresì, l'introduzione di un sistema di notifica che prevede l'invio di una e-mail all'operatore per avvisarlo della presenza di una nuova richiesta di gradimento, nonché l'introduzione di un sistema di notifica volto ad avvisare tutti gli iscritti alla Bacheca della presenza di nuovi annunci, ovvero della modifica di annunci pubblicati in precedenza.

Tale nuova versione della DTF P-GO sostituisce integralmente la precedente versione pubblicata sul sito internet del GME.

¹ cfr. Newsletter n.184 agosto 2024;

² Tale metodologia, introdotta dai NEMO e TSO europei ai sensi dell'Art.37.5 del Regolamento (UE) n.2015/1222 (Regolamento CACM), disciplina il quadro regolatorio UE per la gestione e lo sviluppo degli algoritmi di price coupling e continuous trading matching utilizzati, rispettivamente, nei progetti comunitari SDAC e SIDC ;

³ Ai fini dello SDAC, tale metodologia è adottata dai NEMO UE in attuazione di quanto previsto dall'Art.40 del Regolamento (UE) n.2015/1222 (Regolamento CACM);

⁴ Cfr. Newsletter n.181 maggio 2024.

Gli appuntamenti

15 ottobre

La decarbonizzazione delle imprese

Webinar

Organizzato da Fire

<https://fire-italia.org>

15-18 ottobre

International Conference on Building Science, Technology and Sustainability

Evento online e in presenza

Lisbona, Portogallo

Organizzato da University of Lisbon

<http://www.icbsts.org>

16 ottobre

La sfida della decarbonizzazione dei consumi residenziali

Roma

Organizzato da Proxigas

<https://proxigas.it>

16 ottobre

Decarbonizzazione delle emissioni incorporate di carbonio in edilizia. Opportunità per un'Italia verde e competitiva

Roma

Organizzato da Kyoto Club

<https://www.kyotoclub.org>

16-17 ottobre

mcTER EXPO

Verona, Italia

Organizzato da Verona Fiere

<https://www.mcter.com/expo/evento.asp>

16-18 ottobre

Zero Emission Mediterranean 2024

Roma, Italia

Organizzato da A151 Srl

<https://www.zeroemission.show>

17 ottobre

CER e Agrivoltaico: quali integrazioni in una prospettiva di sviluppo territoriale

Roma

Organizzato da Kyoto Club

<https://www.kyotoclub.org>

18 ottobre

Solar Finance

Evento online

Organizzato da Italia Solare

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

18-20 ottobre

International Conference on Power and Energy Applications

Evento online e in presenza

Taiyuan, Cina

Organizzato da Taiyuan University of Technology

<http://www.icpea.org>

20-24 ottobre

IEEE Energy Conversion Congress and Expo

Phoenix, AZ, Usa

Organizzato da Pels

<https://www.ieee-ecce.org/2024>

22 ottobre

Zero Carbon Policy Agenda 2024

Milano

Organizzato da Energy&Strategy Politecnico di Milano

<https://www.energystrategy.it>

22 ottobre

Servizi energetici: modelli, contratti e misura e verifica delle prestazioni

Bologna

Organizzato da Fire

<https://fire-italia.org>

22-23 ottobre

Gas, LNG and The Future of Energy Conference

Londra, Regno Unito

Organizzato da Wood Mackenzie

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

22-24 ottobre

Enlit Europe

Milano

Organizzato da Enlit Europe

<https://www.enlit-europe.com>

24 ottobre

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

Webinar

Organizzato da Conai e Green City Network

<https://form.fondazionevilupposostenibile.org>

24-25 ottobre

Offshore wind revolution. Building the industry and getting the ports ready

Palermo

Organizzato da Autorità di Sistema Portuale del Mare di Sicilia Occidentale

<https://events.magellancircle.eu>

24-26 ottobre

International Academic Conference on Research in Engineering and Technology

Evento online e in presenza

Nizza, Francia

Organizzato da Retconf

<https://www.retconf.org>

24-25 ottobre

RE-Source 2024

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da RE-Source

<https://resource-platform.eu>

29 ottobre

Testo Unico sulle energie rinnovabili

Palermo

Organizzato da Unione Giuristi Cattolici Italiani

<https://www.giustizia-amministrativa.it>

29-30 ottobre

L'idroelettrico nella transizione energetica

Piacenza, Italia

Organizzato da Aquawatt

<https://www.aquawatt.it>

29-30 ottobre

SMAU

Milano

Organizzato da Smau

<https://www.smau.it/milano>

30-31 ottobre

Conferenza Nazionale RLSA/RSP. Emergenze: dalla pianificazione alla risoluzione con approcci integrati di gestione

Somma Lombardo, Italia

Organizzato da Organismo Paritetico Nazionale HSE Energia e Petrolio

<https://confindustriaenergia.it>

1-3 novembre

International Innovation Forum on Off-shore Wind and Wave Energy

Evento online e in presenza

Changshu, Cina

Organizzato da Changshu Institute of Technology, Macau University of Science and Technology e China University of Mining and Technology

<http://ifoswwe.com>

1-3 novembre

International Conference on Energy Internet

Evento online e in presenza

Zhuhai, Cina

Organizzato da IEEE, Beijing Jiaotong University e Jinan University

<http://icei2024.org>

5-8 novembre

Ecomondo 2024

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

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

6-7 novembre

Hydrogen Conference

Londra, Regno Unito

Organizzato da Wood Mackenzie

<https://www.woodmac.com/events/hydrogen-conference/>

7-9 novembre

European Conference on Electrical Engineering

Evento online e in presenza

Venezia, Italia

Organizzato da ECEE

<http://www.ecee.org>

11-12 novembre

Italian Geothermal Forum

Roma

Organizzato da Mirumir

<https://italiangeothermal.com/>

11-22 novembre

COP 29

Baku, Azerbaijan

Organizzato da Nazioni Unite

<https://cop29.az/en>

13-14 novembre

Future of Utilities Smart Energy

Londra, Regno Unito

Organizzato da Future of Utilities

<http://go.evnt.com/2431246-0?pid=80>

14-16 novembre

International Conference on Control, Robotics Engineering and Technology

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da Cret

<http://www.cret.net/>

18 novembre

AIEE Energy Symposium – Current and future challenges to energy security

Padova, Italia

Organizzato da AIEE

<https://www.elettricitafutura.it>

19 novembre

Intermobility Future Ways

Rimini, Italia

Organizzato da Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile

<https://www.fondazionevilupposostenibile.org>

22-24 novembre

International Conference on Renewable Energy and Conservation

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da Icrec

<http://www.icrec.org>

25-27 novembre

Venice 2024. 10° simposio internazionale sull'energia da Biomasse e Rifiuti

Venezia

Organizzato da IWWG

<https://www.venicesymposium.it>

27-28 novembre

ACCADUEO

Bari, Italia

Organizzato da Fiera del Levante

<https://www.accadueo.com/it/>

27-29 novembre

World Conference on Sustainability, Energy and Environment

Evento online e in presenza

Vienna, Austria

Organizzato da WSE

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



28 novembre

Current and future challenges to energy security

Padova

Organizzato da AIEE

<https://www.elettricitafutura.it>

4 dicembre

European Energy Efficiency Day

Bruxelles

Organizzato da European Alliance to Save Energy

<https://www.energyefficiencyday.eu>

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.