

**APPROFONDIMENTI****IL RUOLO DEL GNL NELLA GESTIONE DELLA CRISI GAS IN EUROPA**di *Agata Gugliotta - RIE*

Nel 2022 il commercio internazionale di GNL ha conosciuto una crescita del 4,5%<sup>1</sup>, in linea con quanto registrato l'anno precedente, quando il gas naturale liquefatto aveva risentito positivamente della ripresa economica post pandemia. Nell'anno più turbolento per la storia del gas, a condizionare le dinamiche di questo mercato, tanto lato domanda quanto lato offerta, è stato soprattutto il conflitto russo-ucraino e le conseguenze da questo scaturite in termini di forniture di gas all'Europa. La riduzione progressiva delle importazioni europee provenienti dalla Russia e l'impossibilità di poterle sostituire in tempi brevi, hanno prodotto gravi tensioni sui mercati, costringendo i buyers europei, tra le altre misure, a ricorrere con urgenza e a caro prezzo al GNL, per garantire continuità negli approvvigionamenti e ricostituire le scorte pesantemente intaccate l'anno precedente. Il che ha determinato una nuova

configurazione nella geografia dei flussi, con volumi che in primis dall'Asia, quindi dall'America Latina, sono stati dirottati all'Europa attratti da prezzi ben più elevati; inoltre, una nuova ondata di investimenti, soprattutto per la realizzazione di terminali di ricezione del GNL e una maggiore percezione del rischio di insicurezza energetica ha contribuito alla crescita delle importazioni di gas liquefatto in Europa. Alcune di queste dinamiche sono proseguite anche nel 2023: il prolungamento del conflitto russo-ucraino e la conseguente necessità di sopperire alla drastica riduzione dei volumi importati da Mosca, nonché una prima ripresa dei consumi asiatici continuano a sostenere il commercio mondiale di GNL. Il presente articolo si propone di ripercorrere le principali novità che hanno caratterizzato il 2022 e di evidenziare alcune tendenze che stanno interessando paesi consumatori e produttori nell'anno in corso.

continua a pagina 26



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 2023**

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

**APPROFONDIMENTI***Il ruolo del GNL nella gestione della crisi gas in Europa*di *Agata Gugliotta - RIE***NOVITA' NORMATIVE**

pagina 31

**APPUNTAMENTI**

pagina 32

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A settembre il Pun torna in lieve crescita mensile (115,70 €/MWh), dinamica generalmente osservata anche sulle altre principali borse europee. L'andamento del Pun si realizza in uno scenario in cui al deciso incremento degli acquisti (MGP: 23,5 TWh, con la liquidità del mercato ai massimi degli ultimi due anni: 78,4%) e al calo delle vendite rinnovabili, si contrappone un aumento dell'offerta termica passante e dell'import netto. A livello zonale i prezzi di vendita sulla penisola e in Sicilia convergono a 115/116 €/MWh, mentre

risulta più basso il prezzo in Sardegna, a 104 €/MWh. Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra scambi per 2,6 TWh (+2,0% su agosto e uno dei livelli più alti in media oraria), di cui quasi 0,6 TWh nella contrattazione XBID nella quale si osservano oltre 310 mila abbinamenti. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), il baseload Ottobre 2023 chiude il mese a un prezzo di 121,22 €/MWh. In aumento mensile le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

### IL PUN

Nel mese di settembre il Pun si porta a 115,70 €/MWh (+3,81 €/MWh), risultando in modesto aumento su base mensile al pari dei prezzi elettrici europei, eccetto quello francese. In uno scenario contraddistinto da un rialzo del prezzo del gas al PSV (37,93 €/MWh, +3,77 €/MWh), la modesta variazione del prezzo italiano si osserva in corrispondenza di una ripresa degli acquisti, a cui si affianca anche un calo delle vendite

rinnovabili. Mitigano il rialzo del Pun un aumento dell'offerta competitiva a ciclo combinato e carbone e una lieve crescita delle importazioni nette. La crescita del Pun è più intensa nelle ore di picco, con un rapporto picco/baseload che si attesta a 1,07. Si segnalano minimi orari del Pun a 10 €/MWh nella giornata di domenica 24 settembre (Grafico 1 e Tabella 1).

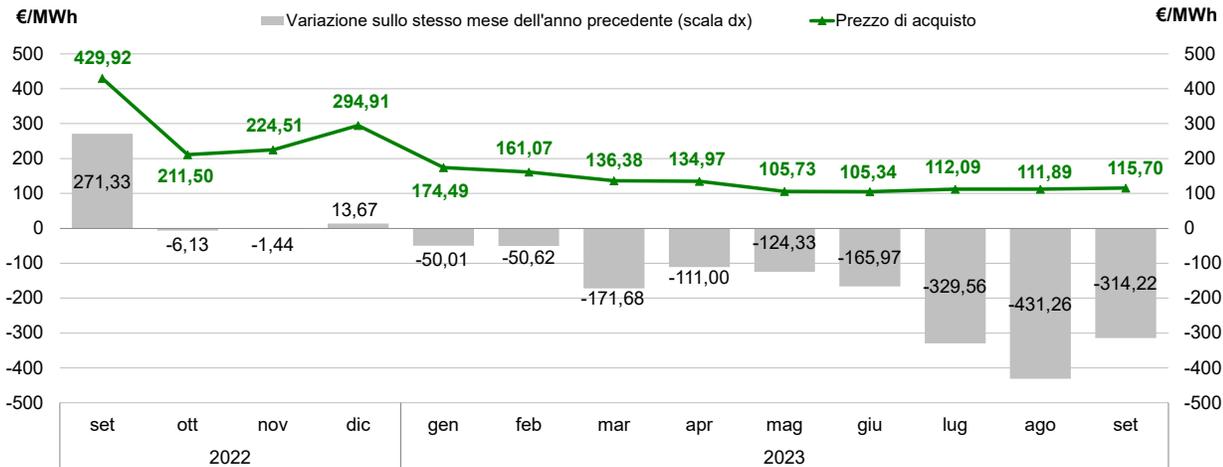
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2023	2022	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2023	2022
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>115,70</b>	429,92	-314,22	-73,1%	<b>25.552</b>	+8,4%	<b>32.600</b>	-0,4%	<b>78,4%</b>	72,0%
<i>Picco</i>	123,41	471,20	-347,79	-73,8%	30.535	+8,8%	38.735	-0,2%	78,8%	72,3%
<i>Fuori picco</i>	111,54	406,02	-294,48	-72,5%	22.868	+9,0%	29.297	+0,3%	78,1%	71,8%
<i>Minimo orario</i>	10,00	84,92			16.569		22.795		70,6%	60,3%
<i>Massimo orario</i>	227,26	815,57			33.338		41.557		84,6%	85,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



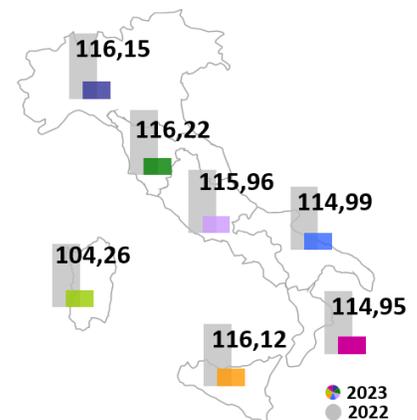
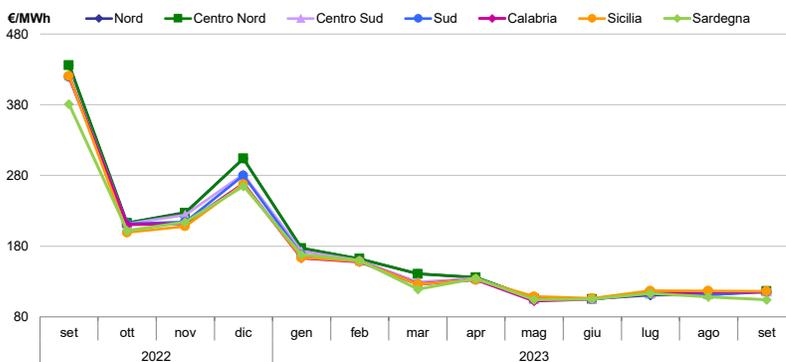
## I PREZZI ZONALI

A livello zonale, in virtù di ridotte limitazioni sulla capacità dei transiti SUD-CALA e CALA-SICI, i prezzi sulla penisola e in Sicilia si allineano a 115/116 €/MWh, risultando sostanzialmente stabili sull'isola e in Calabria e in aumento nelle restanti zone (+4/+5 €/MWh). Più

basso il prezzo in Sardegna (104,26 €/MWh, -4 €/MWh) dove, in corrispondenza di riduzioni di capacità o chiusure dei transiti con il Centro Sud prima e il Centro Nord poi, si registrano frequenti minimi orari a 0 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



## I VOLUMI

Cresce su base mensile l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, a 23,5 TWh, sostenuta da un deciso incremento dei volumi negoziati nella borsa elettrica del GME (18,4 TWh). In calo, invece, le movimentazioni over

the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP (5,1 TWh). Per effetto di tali dinamiche la liquidità del mercato si riporta ai massimi da oltre due anni, al 78,4% (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>18.397.285</b>	<b>+8,4%</b>	<b>78,4%</b>
Operatori	12.330.474	+10,1%	52,5%
GSE	2.127.347	+13,9%	9,1%
Zone estere	3.939.463	+0,8%	16,8%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.075.024</b>	<b>-23,0%</b>	<b>21,6%</b>
Zone estere	3.950	-17,7%	0,0%
Zone nazionali	5.071.074	-23,0%	21,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>23.472.309</b>	<b>-0,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>16.151.356</b>	<b>+48,1%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>39.623.665</b>	<b>+15,0%</b>	

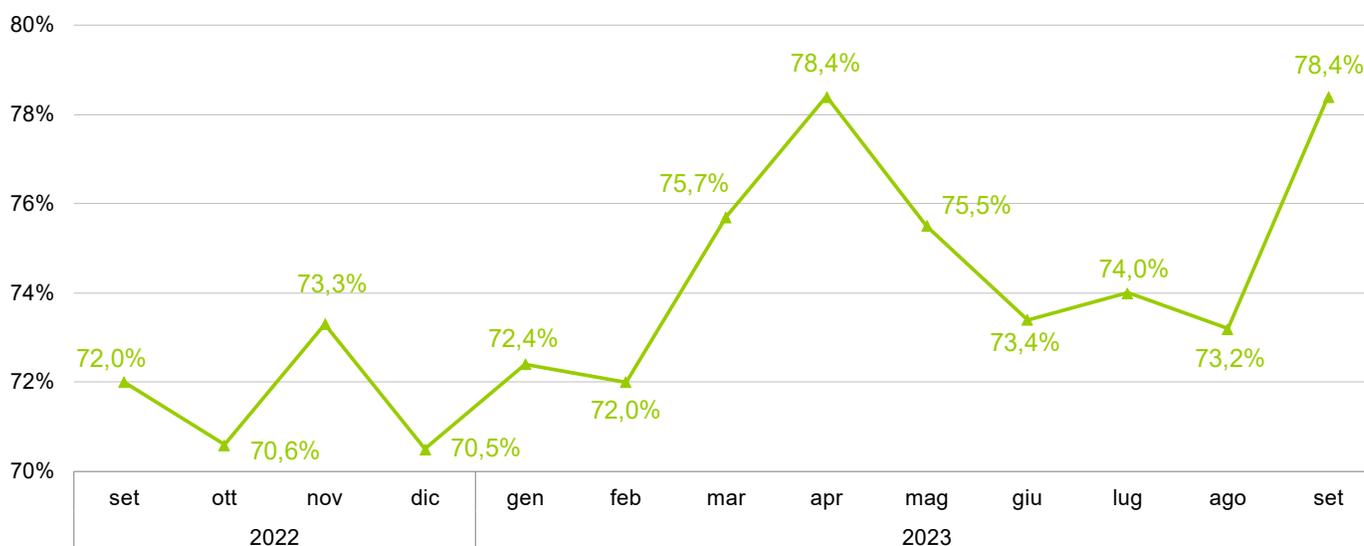
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>18.397.285</b>	<b>+8,4%</b>	<b>78,4%</b>
Acquirente Unico	1.361.218	-11,1%	5,8%
Altri operatori	13.479.757	+11,5%	57,4%
Pompaggi	3.541	-73,9%	0,0%
Zone estere	251.352	-21,5%	1,1%
Saldo programmi PCE	3.301.418	+9,2%	14,1%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.075.024</b>	<b>-23,0%</b>	<b>21,6%</b>
Zone estere	756	-	0,0%
Zone nazionali AU	54.720	-	0,2%
Zone nazionali altri operatori	8.320.966	-13,4%	35,5%
Saldo programmi PCE	-3.301.418	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>23.472.309</b>	<b>-0,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>840.281</b>	<b>+63,8%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>24.312.590</b>	<b>+1,0%</b>	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, salgono gli acquisti nazionali, a 23,2 TWh (+6,9% su base mensile), crescita concentrata quasi esclusivamente al Nord (+15,4%), mentre risultano in calo gli acquisti esteri (esportazioni), che si attestano a circa

0,3 TWh (-34,8%) (Tabella 4). Lato offerta, aumentano sia le vendite nazionali, a 19,5 TWh (+6,3%), ancora prevalentemente al Nord (+13,1%), che le importazioni, a 3,9 TWh (+5,9%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	17.521.894	24.336	+23,3%	10.500.379	14.584	+13,3%	13.065.636	18.147	+0,1%
Centro Nord	1.280.313	1.778	-9,1%	1.089.680	1.513	-11,2%	1.972.443	2.740	-0,9%
Centro Sud	5.833.332	8.102	+17,5%	2.174.521	3.020	-5,3%	4.092.007	5.683	+2,4%
Sud	5.274.747	7.326	+21,0%	2.613.270	3.630	-17,8%	1.517.154	2.107	+2,2%
Calabria	1.924.917	2.673	-1,0%	1.003.003	1.393	+4,5%	450.597	626	-1,6%
Sicilia	2.459.304	3.416	+2,3%	1.139.566	1.583	-30,0%	1.417.415	1.969	-8,7%
Sardegna	1.345.563	1.869	+9,4%	1.008.480	1.401	-8,0%	704.950	979	-0,6%
<b>Totale nazionale</b>	<b>35.640.071</b>	<b>49.500</b>	<b>+16,8%</b>	<b>19.528.898</b>	<b>27.123</b>	<b>-0,6%</b>	<b>23.220.201</b>	<b>32.250</b>	<b>-0,1%</b>
Estero	3.983.594	5.533	+0,9%	3.943.411	5.477	+0,8%	252.108	350	-21,3%
<b>Sistema Italia</b>	<b>39.623.665</b>	<b>55.033</b>	<b>+15,0%</b>	<b>23.472.309</b>	<b>32.600</b>	<b>-0,4%</b>	<b>23.472.309</b>	<b>32.600</b>	<b>-0,4%</b>

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

## LE FONTI

La crescita delle vendite nazionali interessa principalmente quelle da impianti termoelettrici, in particolare il ciclo combinato, soprattutto al Nord (+2,0 GWh medi su base mensile), e il carbone, anche per il rientro di capacità precedentemente dichiarate indisponibili ai sensi Remit.

Calano, invece, le vendite rinnovabili, tra le quali si riducono in particolare quelle solari. In virtù di tali dinamiche, crescono le quote di mercato del gas (46,6%) e del carbone (4,4%), mentre calano il solare (11,0%), l'idrico (20,5%) e l'eolico (8,1%) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

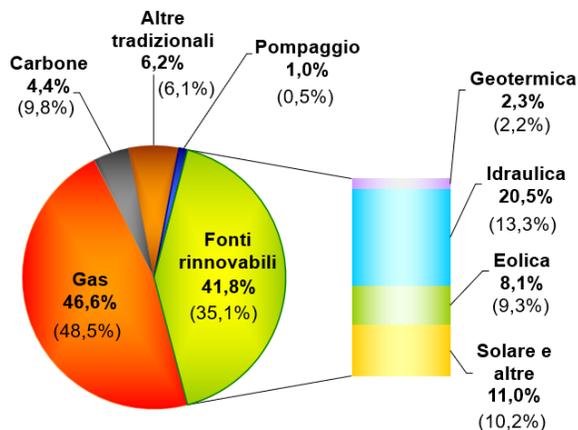
Fonte: GME

	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
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>8.567</b>	<b>-4,1%</b>	<b>479</b>	<b>-34,5%</b>	<b>1.547</b>	<b>-9,3%</b>	<b>1.862</b>	<b>-25,4%</b>	<b>1.038</b>	<b>+14,1%</b>	<b>925</b>	<b>-43,7%</b>	<b>1.080</b>	<b>-6,4%</b>	<b>15.498</b>	<b>-11,8%</b>
Gas	7.629	-2,9%	425	-38,7%	1.021	+21,4%	1.255	+0,5%	907	+14,7%	861	-32,1%	534	-1,9%	12.632	-4,6%
Carbone	139	-66,5%	-	-	296	-53,2%	295	-72,7%	0	-	-	-	467	-14,5%	1.196	-55,2%
Altre	799	+22,2%	54	+41,4%	230	-1,1%	312	+83,6%	131	+9,9%	64	-82,9%	79	+24,7%	1.669	+1,1%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>5.782</b>	<b>+50,1%</b>	<b>1.034</b>	<b>+6,3%</b>	<b>1.424</b>	<b>-0,6%</b>	<b>1.768</b>	<b>-7,8%</b>	<b>355</b>	<b>-16,1%</b>	<b>657</b>	<b>+6,6%</b>	<b>321</b>	<b>-13,3%</b>	<b>11.341</b>	<b>+18,3%</b>
Idraulica	3.995	+77,2%	183	+35,2%	577	+27,0%	462	+3,7%	105	-	157	+0,2%	76	+11,4%	5.555	+52,5%
Geotermica	-	-	617	+0,5%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	617	+0,5%
Eolica	21	+41,3%	23	-18,9%	459	-23,6%	1.011	-13,1%	184	-20,5%	366	+15,8%	134	-25,1%	2.198	-13,2%
Solare e altre	1.766	+11,5%	211	+8,3%	387	+2,7%	295	-4,5%	66	+4,3%	134	-6,8%	111	-9,8%	2.970	+6,3%
<b>Pompaggio</b>	<b>235</b>	<b>+168,7%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>50</b>	<b>-7,2%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,17</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>+325656,9%</b>	<b>285</b>	<b>+102,2%</b>
<b>Totale</b>	<b>14.584</b>	<b>+13,3%</b>	<b>1.513</b>	<b>-11,2%</b>	<b>3.020</b>	<b>-5,3%</b>	<b>3.630</b>	<b>-17,8%</b>	<b>1.393</b>	<b>+4,5%</b>	<b>1.583</b>	<b>-30,0%</b>	<b>1.401</b>	<b>-8,0%</b>	<b>27.123</b>	<b>-0,6%</b>

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

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

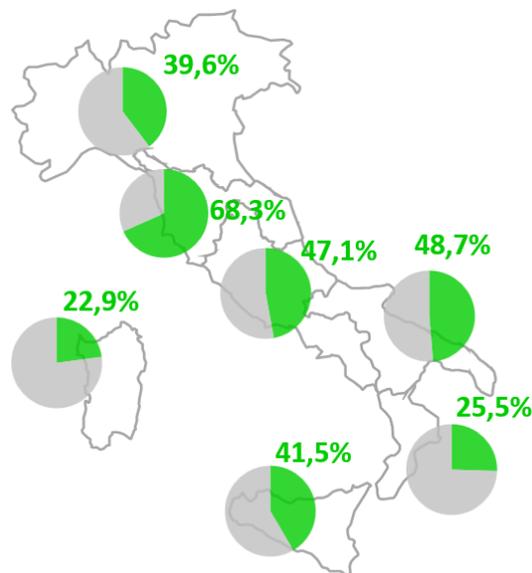
Fonte: GME



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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



## LE FRONTIERE ESTERE

In aumento su base mensile le importazioni nette, a 3,7 TWh (+10,1%). La crescita si concentra principalmente sulla frontiera svizzera e su quella slovena, in virtù di un innalzamento della NTC, ma salgono anche i flussi dalla Grecia in corrispondenza di prezzi al Sud più frequentemente superiori a quelli esteri (63% delle

ore, +19 p.p.). Sulle altre frontiere, invece, si riduce l'import netto dalla Francia, in corrispondenza di una riduzione della NTC, dal Montenegro e dall'Austria, per la chiusura delle interconnessioni con le limitrofe zone italiane nella seconda parte del mese. (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	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*	1.230.199 (1.627.357)	98,5% (96,0%)	0,8% (3,2%)	0,7% (0,8%)	86,1% (58,1%)	- (0,6%)	1.859 (2.828)	1.232.771 (1.637.080)	1.232.771 (1.637.080)	1.013 (948)	2.572 (9.723)	2.572 (9.723)
Italia - Svizzera	1.789.891 (1.446.316)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	2.886 (2.484)	1.805.880 (1.470.059)	n/a n/a	3.009 (2.558)	15.989 (23.743)	n/a n/a
Italia - Austria*	61.155 (125.572)	48,1% (89,6%)	10,0% (6,9%)	41,9% (3,5%)	76,2% (84,4%)	15,3% (6,4%)	119 (207)	66.291 (128.897)	66.291 (128.897)	44 (63)	5.136 (3.325)	5.136 (3.325)
Italia - Slovenia*	260.721 (240.415)	84,3% (81,4%)	13,5% (12,9%)	2,2% (5,7%)	75,4% (64,6%)	9,0% (5,1%)	539 (532)	312.979 (277.391)	312.979 (277.391)	631 (631)	52.259 (36.976)	52.259 (36.976)
Italia - Montenegro	221.248 (274.129)	61,4% (80,4%)	6,9% (4,0%)	31,7% (15,6%)	37,2% (30,3%)	- (-)	417 (507)	252.829 (293.358)	n/a n/a	435 (452)	31.581 (19.229)	n/a n/a
Italia - Grecia	225.537 (5.024)	80,7% (44,2%)	19,3% (40,6%)	-0,0% (15,2%)	- (-)	- (-)	525 (449)	271.902 (105.696)	271.902 (105.696)	525 (449)	46.365 (100.672)	46.365 (100.672)
Italia - Malta	-45.035 (-70.209)	3,9% (-)	85,6% (91,0%)	10,6% (9,0%)	- (-)	1,3% (1,8%)	200 (200)	761 (-)	n/a n/a	200 (200)	45.796 (70.209)	n/a n/a
<b>TOTALE**</b>	<b>3.743.715</b> (3.648.604)							<b>3.943.413</b> (3.912.481)	<b>1.883.943</b> (2.149.064)		<b>199.699</b> (263.877)	<b>106.332</b> (150.696)

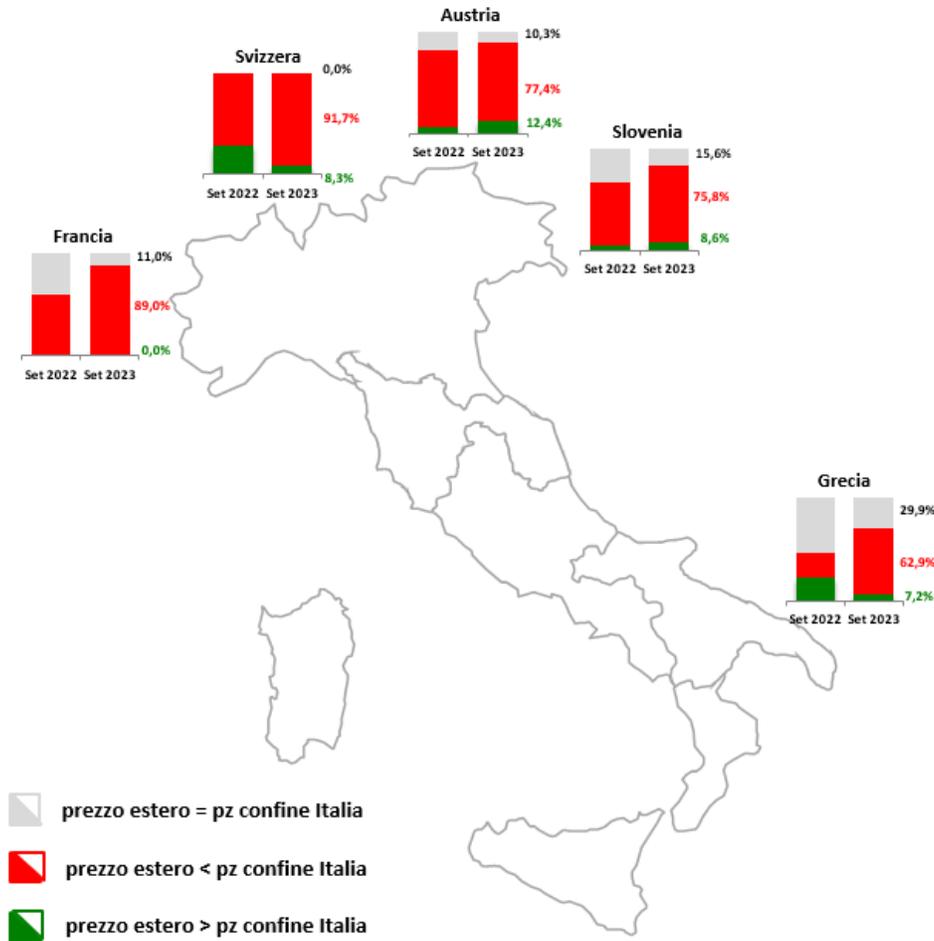
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\* 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.

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

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

Fonte: GME, Refinitiv



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

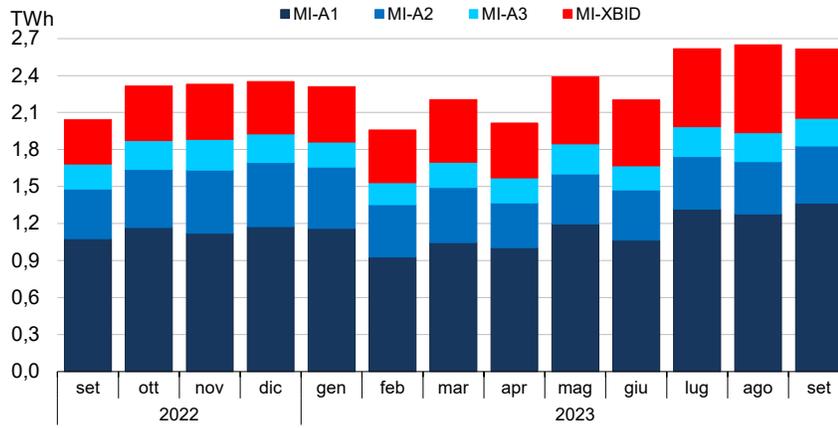
A settembre i volumi scambiati nel MI aumentano a 2,6 TWh (+2,0% su agosto), il livello massimo in media oraria da marzo 2016. L'incremento si osserva sui mercati in asta (2,1 TWh, di cui 1,4 TWh sul MI-A1, il quale raggiunge il massimo in media oraria da aprile 2022), ad eccezione del MI-A3 stabile; su XBID, invece, sebbene ancora elevati, si riducono su base mensile sia i volumi scambiati, (560,9 GWh, -18,8%), che gli abbinamenti (oltre 310 mila). Nel mercato in contrattazione continua quasi l'89% degli scambi è realizzato a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3) e aumenta la quota degli scambi aventi una controparte estera (58%), mentre si riduce quella relativa agli scambi

all'interno della medesima zona nazionale (9%) e quella degli scambi tra zone nazionali diverse (33%).

I prezzi di vendita sui mercati infragiornalieri presentano dinamiche differenziate, risultando in aumento sui primi due mercati in asta (rispettivamente 114 e 115 €/MWh, +3/+2%), in calo sul MI-A3 (115 €/MWh, -4%) e sostanzialmente invariati su XBID (116 €/MWh). Rispetto ai corrispondenti valori del Pun, si osservano quotazioni inferiori sui mercati in asta (-1/-3%) e in linea su XBID (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9). Registrati su XBID ancora abbinamenti a prezzi negativi, diffusi in tutte le zone, e in particolare in Sardegna (fino a -85 €/MWh).

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA								NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1 (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	741.596	51,0%	213.606	40,8%	96.749	49,6%	1.051.950	48,7%	142.599	77,3%	1.194.549	51,6%
Centro Nord	72.309	14,6%	26.311	-13,0%	12.288	-0,9%	110.908	4,9%	16.860	-42,2%	127.767	-5,3%
Centro Sud	176.991	-3,7%	52.817	-14,8%	28.090	-18,1%	257.898	-7,9%	46.513	20,6%	304.411	-4,5%
Sud	162.031	7,0%	62.053	-27,8%	39.664	4,7%	263.748	-4,2%	55.693	16,5%	319.441	-1,1%
Calabria	27.371	4,2%	18.930	172,2%	6.761	10,2%	53.062	34,8%	10.447	43,1%	63.509	36,1%
Sicilia	88.660	-4,2%	27.137	34,7%	13.024	-3,2%	128.821	2,1%	24.143	136,2%	152.964	12,2%
Sardegna	29.683	-7,1%	12.109	-21,1%	6.881	-45,5%	48.673	-18,8%	9.871	-0,5%	58.544	-16,2%
Estero	67.245	78,3%	49.596	66,1%	22.013	6,9%	138.854	57,5%	254.731	86,4%	393.585	75,1%
<b>Totale</b>	<b>1.365.886</b>	<b>26,7%</b>	<b>462.559</b>	<b>15,0%</b>	<b>225.469</b>	<b>11,6%</b>	<b>2.053.914</b>	<b>22,1%</b>	<b>560.856</b>	<b>55,8%</b>	<b>2.614.770</b>	<b>28,0%</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	789.050	44,9%	225.295	43,2%	108.461	42,5%	1.122.806	44,3%	151.118	29,3%	1.273.924	42,4%
Centro Nord	62.289	-9,4%	10.201	-29,9%	5.590	-5,4%	78.081	-12,5%	21.422	-12,5%	99.503	-12,5%
Centro Sud	149.451	16,0%	53.759	0,6%	23.079	-15,3%	226.290	8,0%	55.877	95,4%	282.166	18,5%
Sud	105.162	11,2%	70.099	-6,3%	25.776	-15,5%	201.037	0,6%	66.063	52,6%	267.101	9,8%
Calabria	49.280	55,8%	23.494	78,6%	5.936	-17,5%	78.709	51,4%	9.981	79,7%	88.690	54,1%
Sicilia	130.906	0,0%	35.627	33,9%	14.796	8,1%	181.329	5,9%	21.627	109,7%	202.956	11,8%
Sardegna	30.375	-15,6%	10.046	-53,7%	5.337	-35,2%	45.757	-30,6%	9.233	-13,4%	54.990	-28,2%
Estero	49.372	16,1%	34.038	-16,4%	36.495	10,0%	119.905	3,0%	225.536	87,5%	345.440	45,9%
<b>Totale</b>	<b>1.365.886</b>	<b>26,7%</b>	<b>462.559</b>	<b>15,0%</b>	<b>225.469</b>	<b>11,6%</b>	<b>2.053.914</b>	<b>22,1%</b>	<b>560.856</b>	<b>55,8%</b>	<b>2.614.770</b>	<b>28,0%</b>

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

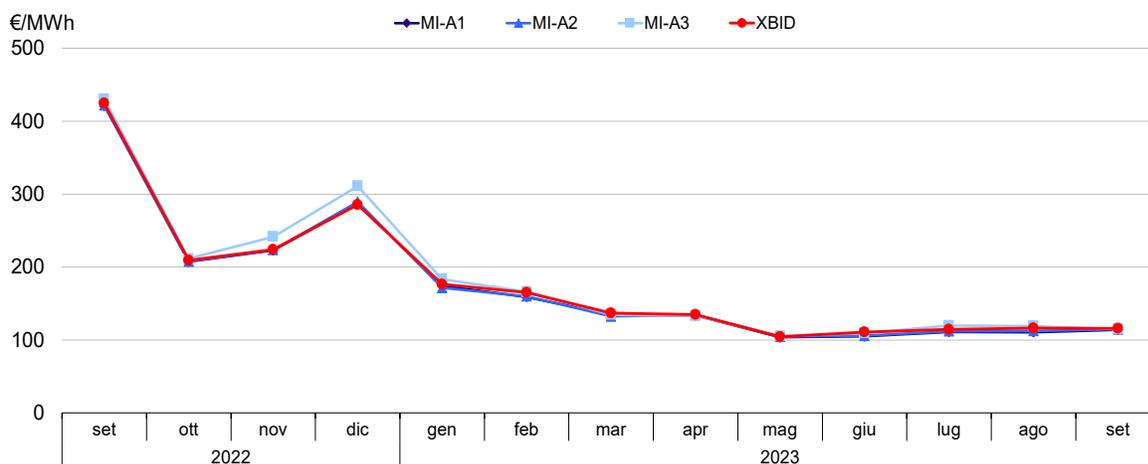


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero							
	MGP (1-24 h) €/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 %						
<b>Nord</b>	<b>116,15</b>	<b>118,66</b>	<b>115,05</b> (-0,9%)	-73,3%	<b>115,70</b> (-0,4%)	-73,1%	<b>116,20</b> (-2,1%)	-73,6%	<b>116,88</b> (+0,6%)	-72,7%
<b>Centro Nord</b>	<b>116,22</b>	<b>118,81</b>	<b>115,07</b> (-1,0%)	-73,3%	<b>115,74</b> (-0,4%)	-73,1%	<b>116,63</b> (-1,8%)	-73,5%	<b>118,95</b> (+2,3%)	-72,9%
<b>Centro Sud</b>	<b>115,96</b>	<b>118,62</b>	<b>114,66</b> (-1,1%)	-72,4%	<b>115,54</b> (-0,4%)	-72,3%	<b>116,29</b> (-2,0%)	-72,8%	<b>117,14</b> (+1,0%)	-72,0%
<b>Sud</b>	<b>114,99</b>	<b>117,09</b>	<b>113,11</b> (-1,6%)	-72,7%	<b>114,30</b> (-0,6%)	-72,5%	<b>114,03</b> (-2,6%)	-73,2%	<b>115,36</b> (+0,3%)	-72,5%
<b>Calabria</b>	<b>114,95</b>	<b>117,02</b>	<b>112,67</b> (-2,0%)	-72,8%	<b>114,29</b> (-0,6%)	-72,5%	<b>113,86</b> (-2,7%)	-73,1%	<b>114,19</b> (-0,7%)	-72,7%
<b>Sicilia</b>	<b>116,12</b>	<b>118,51</b>	<b>113,60</b> (-2,2%)	-72,7%	<b>114,86</b> (-1,1%)	-72,4%	<b>115,65</b> (-2,4%)	-72,7%	<b>115,11</b> (-0,9%)	-72,5%
<b>Sardegna</b>	<b>104,26</b>	<b>104,05</b>	<b>104,48</b> (+0,2%)	-72,4%	<b>105,09</b> (+0,8%)	-73,0%	<b>103,16</b> (-0,8%)	-73,1%	<b>107,77</b> (+3,4%)	-72,0%

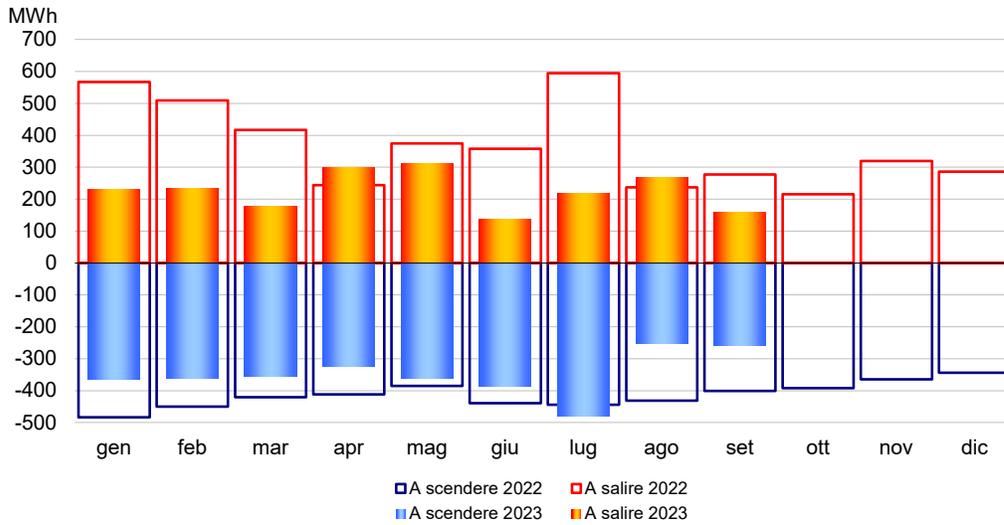
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Ancora modesti i volumi del mercato MSD ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire in calo a 113 GWh, e le sue vendite sul mercato a scendere sostanzialmente invariate a 186 GWh. (Grafico 8).

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

Fonte: GME



## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

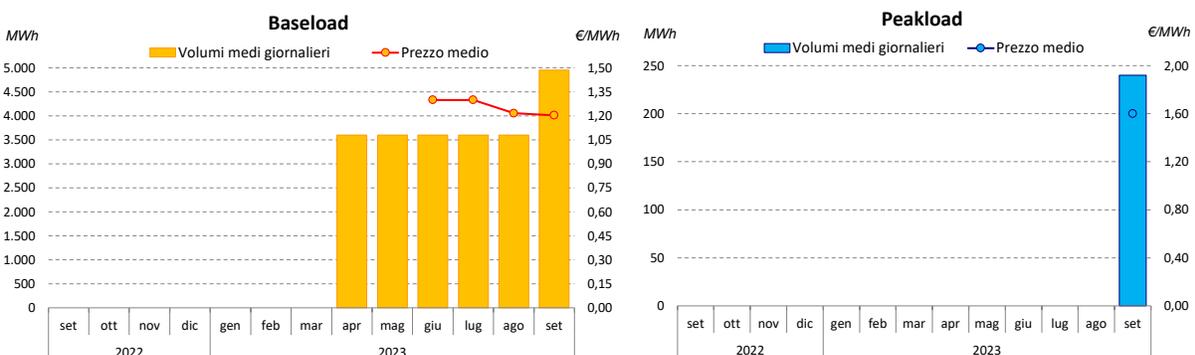
Nel MPEG si osservano 50 negoziazioni sul prodotto (94,1 GWh), ad un prezzo medio di 1,20 €/MWh, ma si osserva 'differenziale unitario di prezzo', per volumi pari a 94,3 GWh. Gli scambi si realizzano prevalentemente sul prodotto baseload anche un abbinamento sul peakload (0,2 GWh) ad un prezzo di 1,60 €/MWh (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	49	19/30	1,20	1,20	1,50	94.080	4.952
	(-)	0/30	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Peakload	1	1/21	1,60	1,60	1,60	240	240
	(-)	0/22	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
<b>Totale</b>	<b>50</b>					<b>94.320</b>	
	(-)					(-)	(-)

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE non si registrano scambi a settembre. Il prodotto Ottobre 2023 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di 121,22 €/MWh sul baseload e di 131,20 €/MWh

sul peakload e una posizione aperta di 6,7 GWh. Pertanto, la posizione aperta complessiva a fine mese scende a 13,2 GWh. (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	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Ottobre 2023	121,22	-5,2%	-	-	-	-	-	9	6.705
Novembre 2023	128,65	-14,3%	-	-	-	-	-	9	6.480
Dicembre 2023	140,60	-5,0%	-	-	-	-	-	9	6.696
Gennaio 2024	154,41	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2023	134,87	-5,0%	-	-	-	-	-	9	19.881
I Trimestre 2024	146,69	-9,8%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2024	128,71	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2024	137,90	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2024	95,69	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	127,18	-1,1%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>									<b>13.176</b>

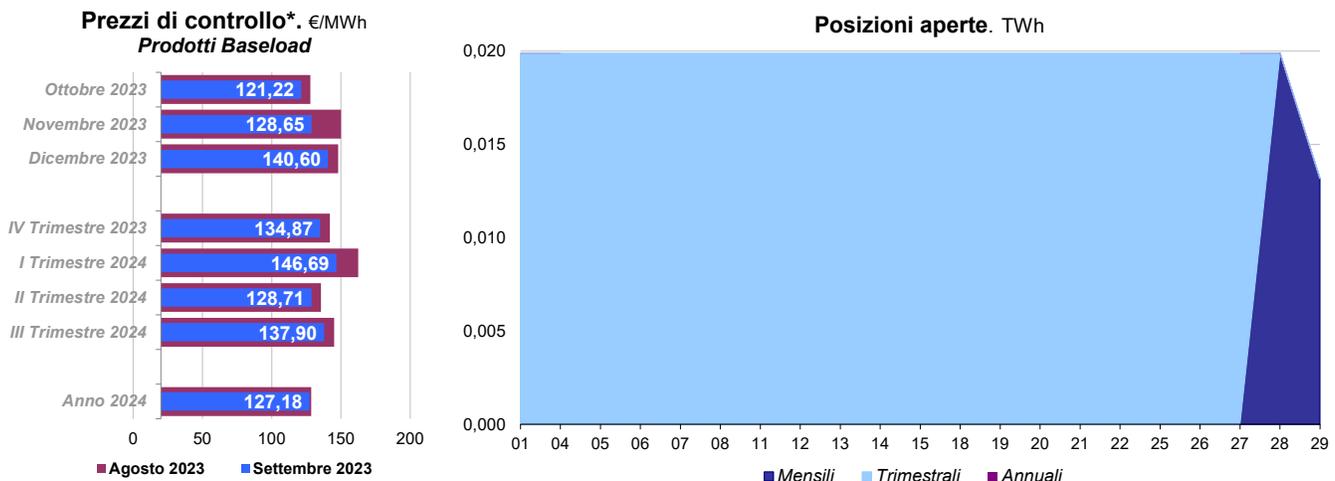
  

	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Ottobre 2023	131,20	-7,3%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2023	142,35	-16,1%	-	-	-	-	-	-	-
Dicembre 2023	158,45	-7,9%	-	-	-	-	-	-	-
Gennaio 2024	161,82	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2023	149,00	-7,4%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2024	149,92	-11,7%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2024	122,98	-7,1%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2024	134,08	-10,1%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2024	106,16	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	128,22	-9,8%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>									
<b>TOTALE</b>									<b>13.176</b>

\* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente  
 \*\* In corso la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a settembre risultano pari a 20,2 TWh, con una posizione netta a 11,5 TWh (Tabella 11).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, rimane stabile a 1,76 (Grafico 10).

Quanto ai programmi registrati, ammontano a 5,1 TWh nei conti in immissione e a 8,4 TWh in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 6,4 TWh e a 3,1 TWh.

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

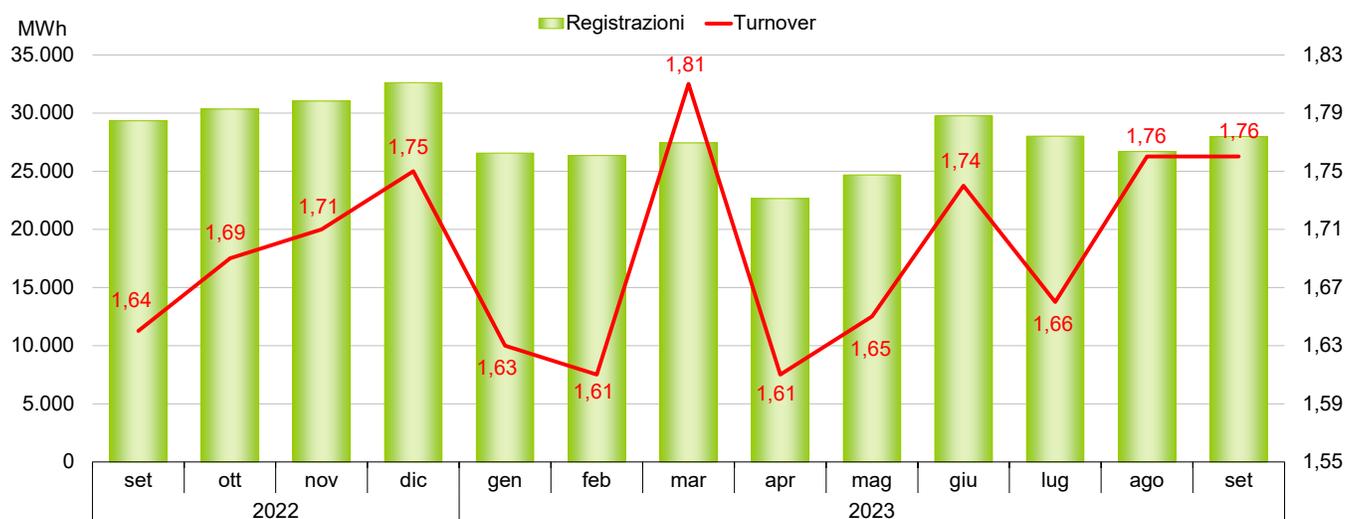
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione		Prelievo		
				MWh	Variazione	MWh	Variazione	
<i>Baseload</i>	2.494.343	- 61,5%	12,3%	Richiesti	5.537.465	-31,7%	8.378.005	-12,9%
<i>Off Peak</i>	0	-	-	Rifiutati	462.441	-69,6%	1.563	-1,8%
<i>Peak</i>	12	- 100,0%	0,0%	<b>Registrati</b>	<b>5.075.024</b>	<b>-23,0%</b>	<b>8.376.442</b>	<b>-12,9%</b>
<i>Week-end</i>	-	-	-					
Totale Standard	2.494.355	- 63,3%	12,3%	Sbilanciamenti a programma	6.408.203	+2,4%	3.106.785	-4,0%
Totale Non standard	17.648.671	+23,3%	87,2%	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.301.418</b>	<b>+9,2%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>20.143.026</b>	<b>- 4,6%</b>	<b>99,5%</b>					
<b>MTE</b>	<b>8.640</b>	<b>+1100,0%</b>	<b>0,0%</b>					
<b>MPEG</b>	<b>94.320</b>	<b>100%</b>	<b>0,5%</b>					
<b>TOTALE PCE</b>	<b>20.245.986</b>	<b>- 4,1%</b>	<b>100,0%</b>					
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>11.483.227</b>	<b>- 10,6%</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 settembre i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.194 milioni di mc (44,3 TWh), su livelli tra i più bassi degli ultimi dieci anni per il mese in analisi. Le importazioni tramite gasdotto e GNL ammontano complessivamente a 4.709 milioni di mc (49,8 TWh), di cui oltre il 48% registrato a Mazara (24,0 TWh), mentre la produzione nazionale risulta pari a 229 milioni di mc (2,4 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, le iniezioni si attestano a 7,9 TWh, con la giacenza complessiva a fine mese ai massimi da oltre dodici anni.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 9,9 TWh, con una quota sul totale consumato

pari al 22,4%. Gli scambi risultano concentrati nei mercati a contrattazione continua, sia day-ahead (5,5 TWh) che intraday (3,1 TWh), con un peso complessivo dell'87% sul totale contrattato a pronti. Mediamente a settembre l'IG Index (IGI), l'indice lanciato dal GME dal 19 luglio con l'obiettivo di fornire un utile strumento di interpretazione e valutazione delle dinamiche osservate sui mercati del gas con consegna al PSV, si attesta a 36,89 €/MWh, in linea con quanto osservato negli stessi giorni sui principali hub europei. Con riferimento, invece, alle quotazioni registrate nel corso del mese su tutti i mercati a pronti si osserva una convergenza a 37-38 €/MWh.

## IL CONTESTO

A settembre i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.194 milioni di mc (44,3 TWh), valore tra i più bassi degli ultimi dieci anni per il mese in analisi. Di questi, 1.894 milioni di mc (20,0 TWh) sono relativi al settore termoelettrico, in aumento rispetto ai livelli di agosto (+11%) e trainato principalmente dalla ripresa della domanda di energia elettrica. In rialzo sul mese precedente anche i consumi nel settore civile, pari a 981 milioni di mc (10,4 TWh), e soprattutto quelli del comparto industriale, pari a 987 milioni di mc (10,4 TWh). In calo su base mensile le esportazioni e gli altri consumi, a 332 milioni di mc (3,5 TWh).

Sul lato delle importazioni (4.709 milioni di mc, 49,8 TWh) crescono rispetto ad agosto i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.550 milioni di mc (37,5 TWh), mentre si riducono

quelli tramite rigassificatori GNL, a 1.159 milioni di mc (12,3 TWh). La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata conferma Mazara come principale via di approvvigionamento (24,0 TWh, 48% del totale importato, +3 p.p.), seguita da Melendugno (8,9 TWh, 17,8% del totale) e dal terminale di Cavarzere (8,0 TWh, 16%), tutti in aumento rispetto al mese precedente. In crescita rispetto ad agosto anche i flussi da Tarvisio che, tuttavia, rimangono poco significativi (1,1 TWh, 2,1% del totale).

A settembre continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (7,9 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale nell'ultimo giorno del mese che ammontava a 13.018 milioni di mc (137,6 TWh), valore massimo da oltre dodici anni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>4.709</b>	<b>49,8</b>	<b>-10,9%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.269	24,0	+5,6%
Tarvisio	100	1,1	-78,2%
Passo Gries	159	1,7	-61,6%
Gela	183	1,9	-1,5%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	840	8,9	-8,3%
Panigaglia (GNL)	53	0,6	+961,4%
Cavarzere (GNL)	752	8,0	-0,7%
Livorno (GNL)	354	3,7	-11,7%
Piombino (GNL)	-	0,0	-
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>229</b>	<b>2,4</b>	<b>-11,9%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>4.938</b>	<b>52,2</b>	<b>-10,9%</b>
<b>Riconsegne rete Snam Rete Gas</b>			
Industriale	987	10,4	+8,0%
Termoelettrico	1.894	20,0	-2,3%
Reti di distribuzione	981	10,4	-2,3%
<b>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</b>	<b>332</b>	<b>3,5</b>	<b>+51,6%</b>
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>4.194</b>	<b>44,3</b>	<b>+2,9%</b>
<b>Iniezioni negli stoccaggi</b>	<b>744</b>	<b>7,9</b>	<b>-49,3%</b>
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>4.938</b>	<b>52,2</b>	<b>-10,9%</b>

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

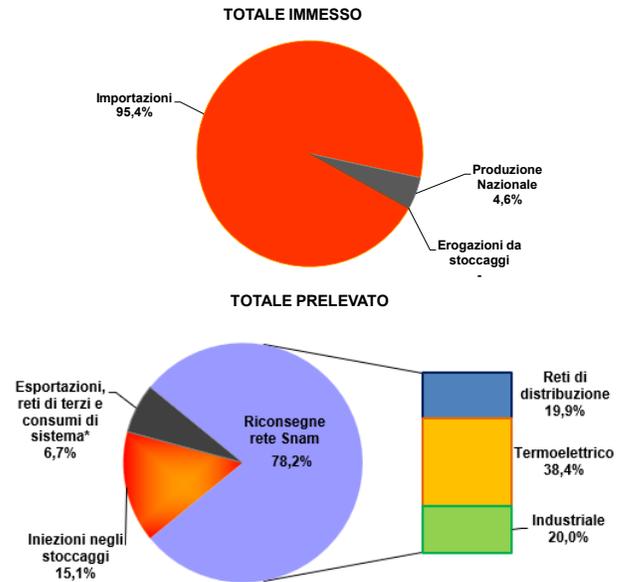
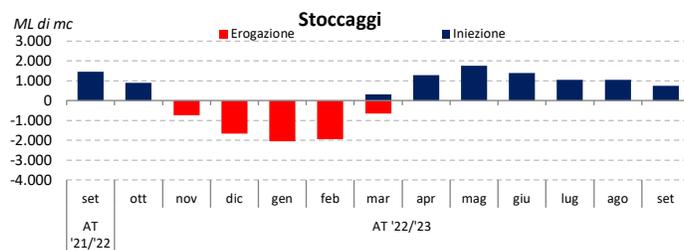
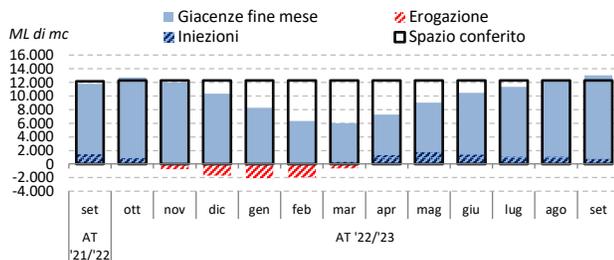


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 30/09/2023)</b>	<b>13.018</b>	<b>137,6</b>	<b>+10,3%</b>
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	744	7,9	-49,3%
Flusso netto	744	7,9	-49,3%
Spazio conferito su base annuale	12.272	129,8	+0,8%
Giaccenza/Spazio conferito	106,1%		+9,1 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei le quotazioni, dopo il minimo toccato a luglio, mostrano il secondo rialzo sul mese precedente e salgono a 37,9 €/MWh al PSV e 36,3 €/MWh a TTF. I due riferimenti presentano un andamento crescente nel corso del mese, passando da valori giornalieri poco sopra i 31-32 €/MWh

di inizio settembre ai 43-44 €/MWh di fine mese. Lo spread mensile tra il prezzo italiano e quello olandese si porta mediamente a 1,7 €/MWh (era 1,0 €/MWh il mese precedente), oscillando tra 3,8 €/MWh e -1,1 €/MWh, raggiunti rispettivamente nel periodo centrale e finale del mese.

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Con riferimento ai prezzi, a settembre l'IG Index pubblicato quotidianamente dal GME a partire dal 19 luglio si attesta in media a 36,89 €/MWh, mostrando nei giorni dinamiche sostanzialmente allineate a quelle dei prezzi sui principali hub europei. Nei singoli mercati a pronti le quotazioni si collocano nell'intorno dei 37 €/MWh, con un minimo di 36,66 €/MWh osservato nel comparto day-ahead a negoziazione continua. In relazione invece ai volumi, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 9,9 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 22,4% (era 27,3% ad agosto).

Rispetto al mese precedente, sull'orizzonte day-ahead gli scambi segnano una battuta d'arresto per effetto di un arretramento sia dei volumi contrattati nel comparto a negoziazione continua (5,5 TWh), il cui peso sul mercato a pronti si porta al 55%, che di quelli registrati nel segmento AGS (1,1 TWh), pari all'11% dei volumi totali del MP-GAS. Relativamente a quest'ultimo, a settembre le movimentazioni

di Snam registrano un aumento sia in acquisto (1,0 TWh) che in vendita (0,04 TWh).

In calo anche la contrattazione sull'orizzonte intraday, dove gli scambi si portano a 3,1 TWh, concentrati sul segmento a negoziazione continua, il cui peso sul mercato a pronti si porta al 32%. Su tale comparto aumentano le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,6 TWh, +4%), solo lato vendita, che le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (2,6 TWh, -12%). Nessuno scambio, invece, nel comparto AGS.

Le quantità scambiate sul MGS ammontano a 0,27 TWh (erano 0,18 TWh ad agosto), in virtù sia di un aumento delle movimentazioni effettuate da Snam (0,17 TWh), su entrambi i lati del mercato e con finalità di bilanciamento, che delle contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,10 TWh.

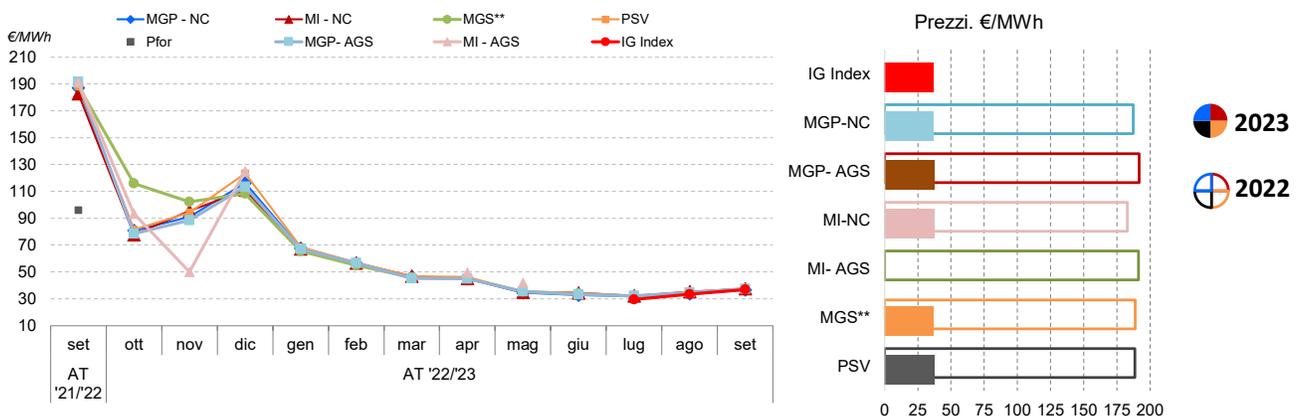
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) e nel comparto Royalties della P-Gas a settembre non si sono registrati scambi, nulla anche la posizione aperta.

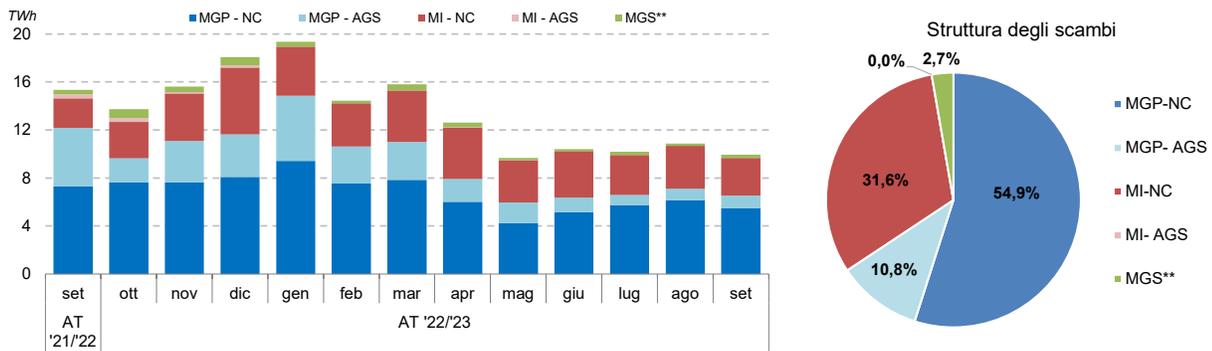
Figura 3: MP-GAS\*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh	
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var
<b>IG Index</b>	36,89	(-)	29,64	43,60		
<b>MP-GAS</b>						
<i>MGP</i>						
<i>Negoziazione continua</i>	36,66	(187,18)	-80,4%	15,10	44,00	5.457.192 (7.306.656) -25,3%
<i>Comparto AGS</i>	37,37	(191,62)	-80,5%	31,98	43,75	1.069.416 (4.859.952) -78,0%
<i>MI</i>						
<i>Negoziazione continua</i>	37,53	(182,72)	-79,5%	28,20	45,00	3.137.760 (2.480.472) +26,5%
<i>Comparto AGS</i>	-	(191,25)	-100,0%	-	-	- (301.320) -100,0%
<i>MGS**</i>	37,23	(188,65)	-80,3%	30,00	42,01	271.693 (397.218) -31,6%
<i>Stogit</i>	37,23	(188,65)	-80,3%	30,00	42,01	271.693 (397.218) -31,6%
<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.

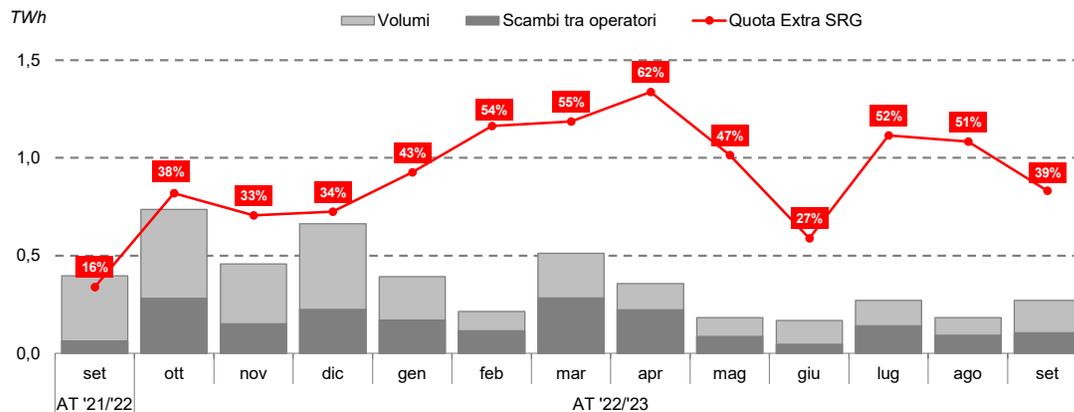
\*\* A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	
<b>Totale</b>	<b>271.693</b>	(397.218)	<b>271.693</b>	(397.218)	-	(-)	-	(-)
SRG	29.868	(103.573)	136.351	(230.774)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	29.868	(103.573)	136.351	(230.774)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	241.825	(293.645)	135.342	(166.445)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



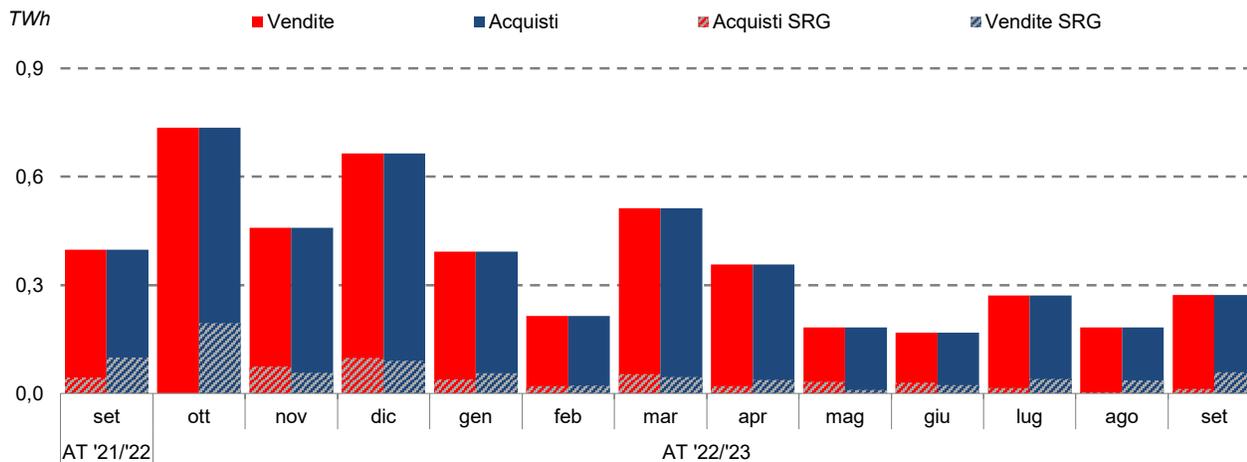


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh	
BoM-2023-09	-	-	35,07	-7,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2023-10	-	-	38,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-10	-	-	33,02	-19,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-11	-	-	46,83	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-12	-	-	49,33	-11,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-01	-	-	49,82	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-04	-	-	42,08	-16,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-01	-	-	49,70	-12,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-02	-	-	49,02	-10,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-03	-	-	54,47	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-04	-	-	52,53	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2023/2024	-	-	46,89	-11,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2024/2025	-	-	52,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2024	-	-	54,60	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2024	-	-	49,96	-10,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
<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

■ Come nei precedenti mesi estivi, a settembre si confermano in crescita mensile le quotazioni di greggio e derivati, mentre quelle del carbone registrano una flessione.

Al secondo rialzo mensile consecutivo anche i riferimenti del gas sui principali hub europei e i prezzi elettrici sulle principali borse in Europa, eccetto quello francese.

Le quotazioni del Brent, in progressiva crescita da luglio, tornano verso i 100 \$/bbl a fine settembre, attestandosi mediamente nel mese a 94,37 \$/bbl (+9%). Si confermano in crescita da giugno anche l'olio combustibile e il gasolio, rispettivamente a 595,38 \$/MT (+3%) e 961,45 \$/MT (+7%), come il Brent ai massimi dalla fine del 2022. Torna in riduzione, invece, il prezzo del carbone (123,55 \$/MT, -4%), su uno dei livelli più bassi da oltre due anni. Per i prossimi mesi i

mercati a termine rivedono al rialzo le quotazioni di greggio e derivati, attese su livelli generalmente inferiori agli attuali spot; quotazioni inferiori rispetto allo spot di settembre anche per i futures del carbone.

Alla seconda flessione consecutiva il tasso di cambio euro/dollaro scende a 1,07 €/€ (-4%), con una dinamica che accentua l'intensità del rialzo dei prezzi di Brent e derivati e attenua la riduzione dei prezzi del carbone nella loro conversione in euro.

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

Fonte: Refinitiv

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	94,37	9%	0%				92,45	9%	91,58	9%		
Olio Combustibile	USD/MT	595,38	3%	-4%	528,00	547,98	8%	535,50	7%	526,67	6%	495,83	5%
Gasolio	USD/MT	961,45	7%	-6%	895,50	967,87	9%	935,57	8%	901,08	7%		
Carbone	USD/MT	123,55	-4%	-62%	133,42	123,55	3%	121,10	-1%	120,44	-1%	138,38	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	88,36	11%	-8%			-	86,41	-	85,48	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	557,43	5%	-11%		512,85	-	500,50	-	491,54	-	456,66	-
Gasolio	EUR/MT	900,19	9%	-13%		906,14	-	874,73	-	841,28	-		-
Carbone	EUR/MT	115,59	-2%	-65%		115,62	-	113,17	-	112,40	-	127,43	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,07	-2%	8%	1,09	1,07	-	1,07	-	1,07	-	1,09	-

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

Fonte: Refinitiv

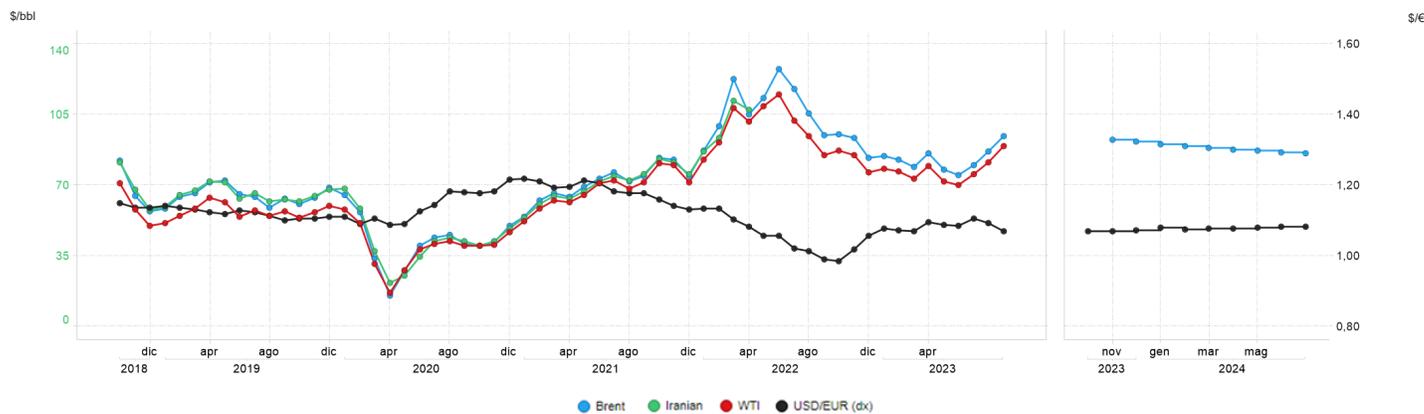


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

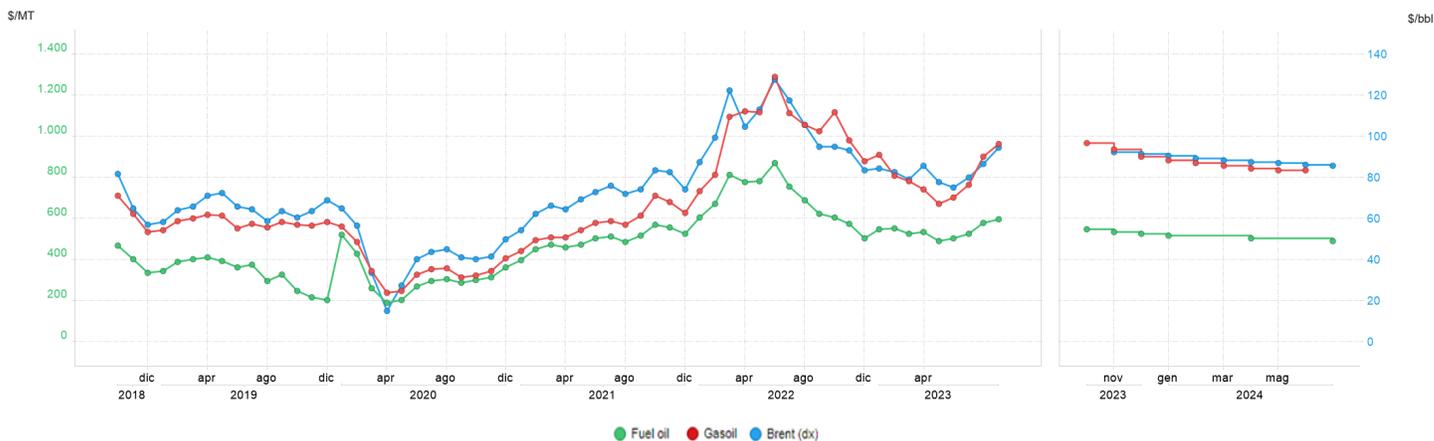
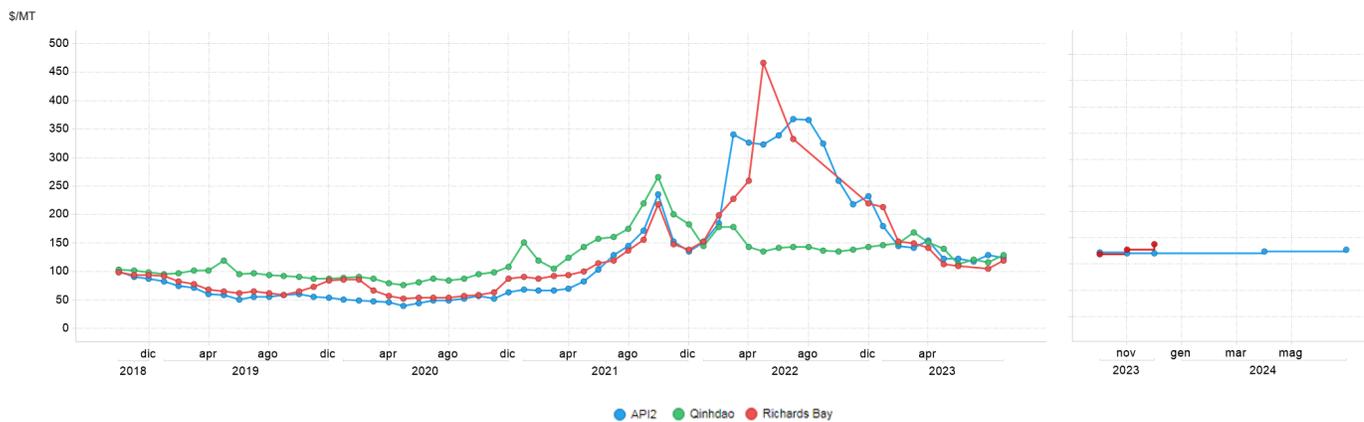


Grafico 3: Carbone\*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



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

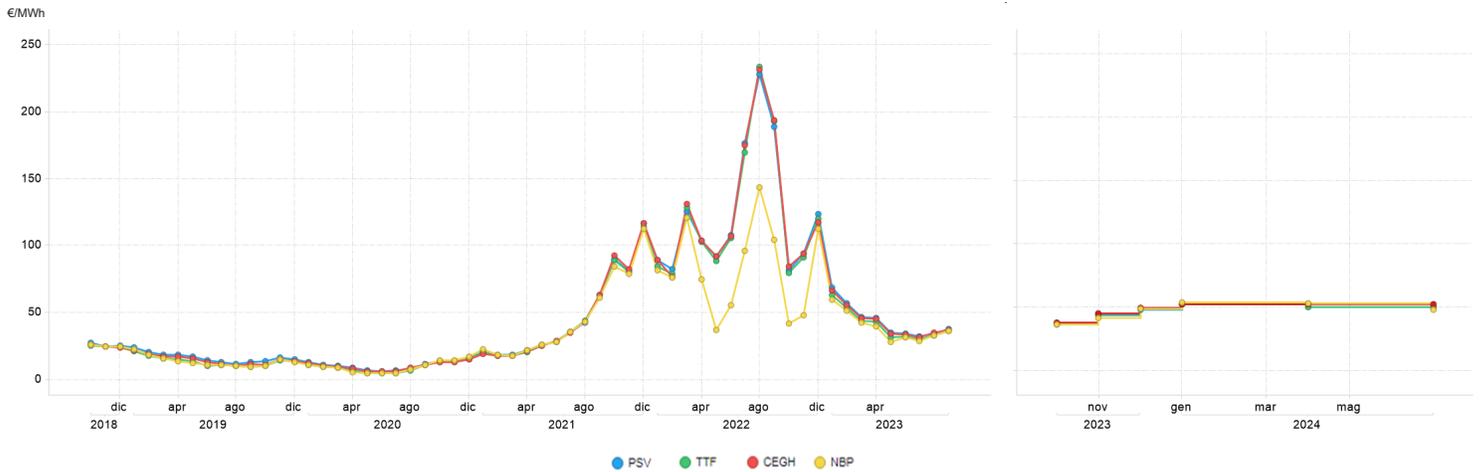
Restano in aumento mensile, come ad agosto, anche i prezzi del gas sui principali hub europei che, in progressiva crescita nel corso di settembre, si attestano a 37,93 €/MWh al PSV e a 36,26 €/MWh al TTF, mostrando uno spread medio mensile (1,67 €/MWh, +0,69 €/MWh) superiore nell'ultimo anno solo

al minimo registrato ad agosto. I mercati a termine esprimono aspettative generalmente ribassiste, con prezzi attesi per ottobre in linea con gli attuali spot e poi progressivamente più elevati sui periodi di consegna successivi e uno spread atteso PSV-TTF in riduzione e negativo a dicembre.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

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	37,93	11%	-80%	37,30	36,88	-7%	43,69	17%	47,64	-9%	52,23	-1%
TTF	NL	36,26	9%	-81%	35,25	36,50	-6%	44,23	-6%	49,02	-6%	50,71	-3%
CEGH	AT	37,14	5%	-81%	37,40	37,68	-8%	45,14	-8%	49,35	-6%	52,24	-4%
NBP	UK	36,20	10%	-65%	35,08	36,31	-4%	41,08	-9%	48,84	-64%		



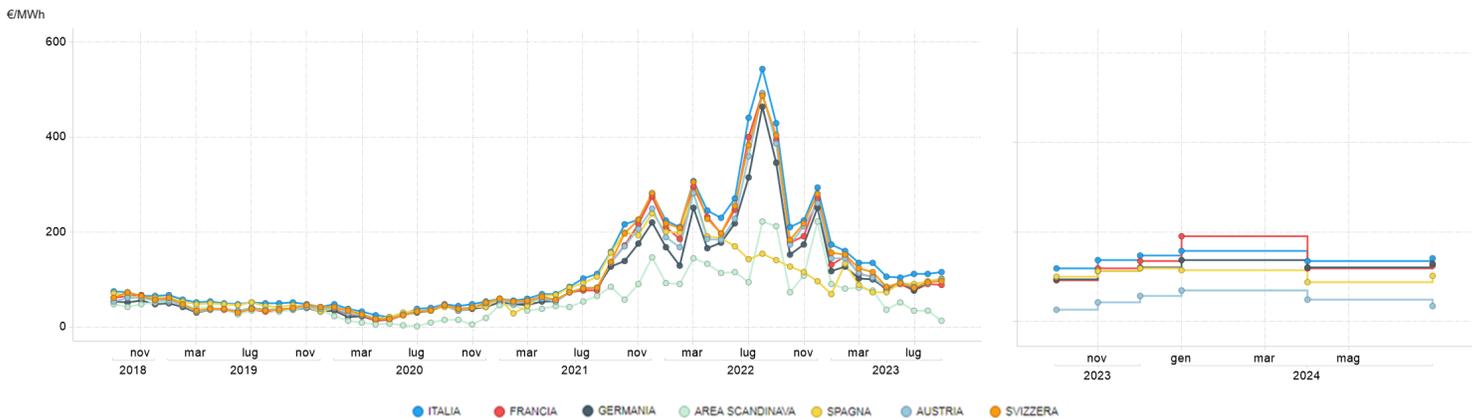
Sostenuti anche da costi di generazione in crescita, i prezzi elettrici in Europa risultano generalmente in rialzo, attestandosi tra 89 €/MWh della Francia, l'unica in modesta riduzione (-2%), e 116 €/MWh dell'Italia (+3%). Il prezzo italiano mantiene, come ad agosto, uno spread non elevato con quello tedesco, ancora fortemente volatile anche per effetto della sua stretta relazione con i livelli di disponibilità

eolica, e frequentemente superiore a quello della zona Nord italiana nelle ore fuori picco, soprattutto serali. Più che dimezzato e decisamente più basso del resto d'Europa, infine, il prezzo dell'Area scandinava (14 €/MWh, -60%). In ottica prospettiva i mercati a termine rivedono al ribasso i prezzi elettrici per i prossimi mesi, stimandoli progressivamente più elevati rispetto agli attuali livelli spot.

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

Fonte: Refinitiv

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	115,70	3%	-73%	117,63	118,41	-4%	136,80	-5%	147,65	0%	128,53	0%
FRANCIA	88,71	-2%	-78%	91,98	91,85	-14%	119,84	-21%	136,26	-7%	134,41	-15%
GERMANIA	100,72	7%	-71%	96,98	94,49	-8%	112,92	-10%	120,42	-5%	127,55	-7%
AREA SCANDINAVA	13,57	-60%	-94%	49,80	26,24	-33%	42,42	-22%	57,26	-14%	48,31	-10%
SPAGNA	103,34	8%	-27%	99,00	100,27	-4%	112,18	-6%	118,43	-8%	108,30	5%
AUSTRIA	101,38	9%	-74%									
SVIZZERA	97,02	3%	-76%									



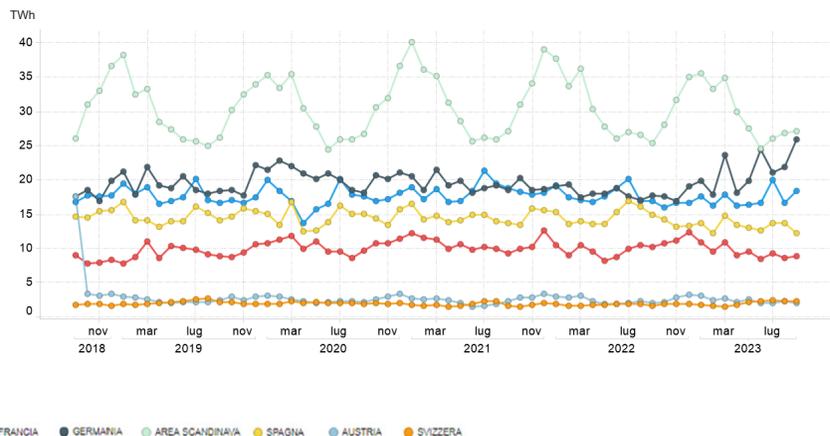
Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici a pronti, i volumi si portano ai massimi degli ultimi anni in Germania (25,9 TWh, -22% su agosto); variazioni positive in doppia cifra

anche in Italia (18,4 TWh, +14%) e in crescita gli scambi anche in Francia (9,0 TWh, +7%) e nell'Area Scandinava (27,2 TWh, +4%); in controtendenza invece la Spagna (12,2 TWh, -8%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,4	14%	8%
FRANCIA	9,0	7%	-13%
GERMANIA	25,9	22%	46%
AREA SCANDINAVA	27,2	4%	7%
SPAGNA	12,2	-8%	-18%
AUSTRIA	2,0	-10%	-3%
SVIZZERA	2,4	7%	45%



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

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 settembre, il prezzo medio scende a 247,79 €/tep (-0,6%), a fronte di una crescita degli scambi del 79%. Sulla piattaforma bilaterale, invece, risultano in forte rialzo sia i prezzi (+54%) che i volumi (+868%).

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio scende a 4,95 €/MWh, confermandosi più

alto delle quotazioni bilaterali, in aumento a 3,82 €/MWh. In significativa crescita gli scambi sul mercato (71 GWh) e sulla piattaforma bilaterale (2 TWh). Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 1,1 TWh, ad un prezzo medio di 5,05 €/MWh.

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 (PBTEE)

Il prezzo medio registrato sul MTEE a settembre si attesta a 247,79€/tep, in calo dello 0,6% rispetto al mese precedente. In netto rialzo, invece, la quotazione registrata sulla piattaforma bilaterale, a 236,03 €/tep (+53,9%), stringendo lo spread con il corrispondente valore di mercato a meno di 12 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce ulteriormente a poco meno di 2 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 96% (+5,6 p.p. su agosto). In crescita al 37% (+29,5 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (247,00-248,10 €/

tep). Nel mese di settembre i titoli negoziati crescono sul MTEE, dove si attestano a 173 mila tep (+79% rispetto alle due sessioni di agosto), con la liquidità del mercato al 58% (-30 p.p. rispetto al mese precedente), a fronte anche di un più consistente aumento delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale (123 mila tep, +868%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine settembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 70.943.777 tep, in aumento di 167.268 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 3.857.887 tep, in crescita di 171.351 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	247,79	-0,6%	247,00	248,10	173.019	+78,6%	42,87	+77,6%	4.366	+84,5%	2,5%	+0,1 p.p.	4	+2
Bilaterali	236,03	+53,9%	0,00	250,74	123.515	+868,1%	29,15	+1390,3%						
con prezzo >1	245,94	+45,0%	108,69	250,74	118.537	+928,0%	29,15	+1390,3%						
Totale	242,89	+2,0%	0,00	250,74	296.534	+170,5%	72,03	+176,0%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

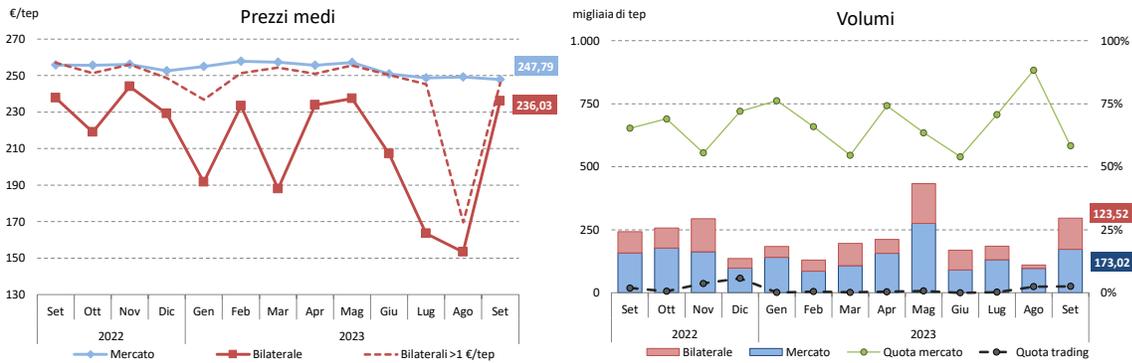


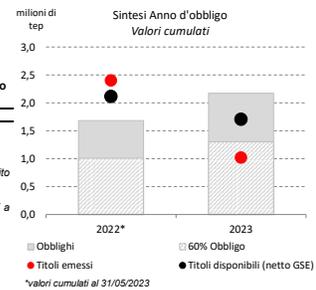
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2023

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep	Titoli sul conto GSE** tep
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	Volumi >260 €/tep						
14	248,87	491.839	268.107	247,56	221.964	248,57	3.857.887	70.943.777	2.155.045	

\*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/EF/R 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.

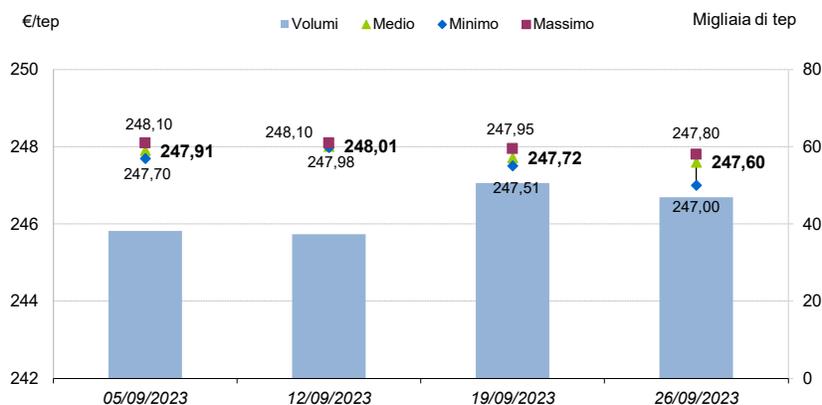


L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie stabili nell'intorno dei 248 €/tep. Lo spread medio tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta di 44 c€/tep.

I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 43,3 mila tep, concentrati nella seconda parte del mese.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Sul Mercato delle Garanzie di Origine il prezzo medio, indipendentemente dalla tipologia, cala a 4,95 €/MWh (-25,3% sul mese precedente), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale crescono a 3,82 €/MWh (+496%), con il loro differenziale che si riduce a 1,13 €/MWh. Sul MGO le quotazioni delle quattro tipologie scambiate si collocano intorno ai 5 €/MWh con un massimo per la categoria Eolico a 5,20 €/MWh. Variano, invece, tra i 1,15 €/MWh della tipologia Idroelettrico ed i 7,61 €/MWh della tipologia Solare i prezzi sulla

PBGO.

In forte crescita, rispetto ai livelli bassi del mese precedente, i volumi negoziati su tutte le piattaforme di contrattazione. Gli scambi crescono, pertanto, a 70,7 mila MWh sul MGO e a 2,0 TWh su PB-GO.

Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 1,1 TWh, ad un prezzo medio di 5,05 €/MWh, in ribasso rispetto alla sessione di giugno e sostanzialmente in linea con i corrispondenti livelli di mercato.

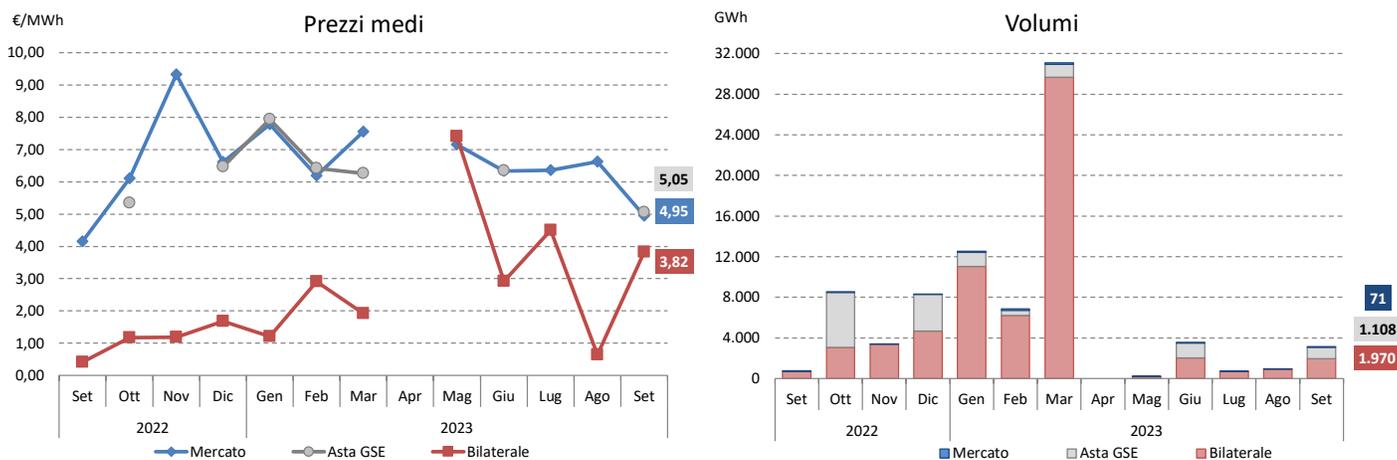
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	4,95	-25,3%	4,60	5,30	70.751	+3353,0%	350.244	+2480,5%
Bilaterali con prezzo >0	3,82	+496,1%	0,00	8,75	1.970.364	+110,8%	7.527.283	+1156,7%
	3,94	+430,8%	0,04	8,75	1.910.089	+136,7%	7.527.283	+1156,7%
Totale	3,86	+490,1%	0,00	8,75	2.041.115	+117,9%	7.877.526	+1186,0%
Asta GSE	5,05	-	4,61	5,38	1.108.439	-	5.599.261	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

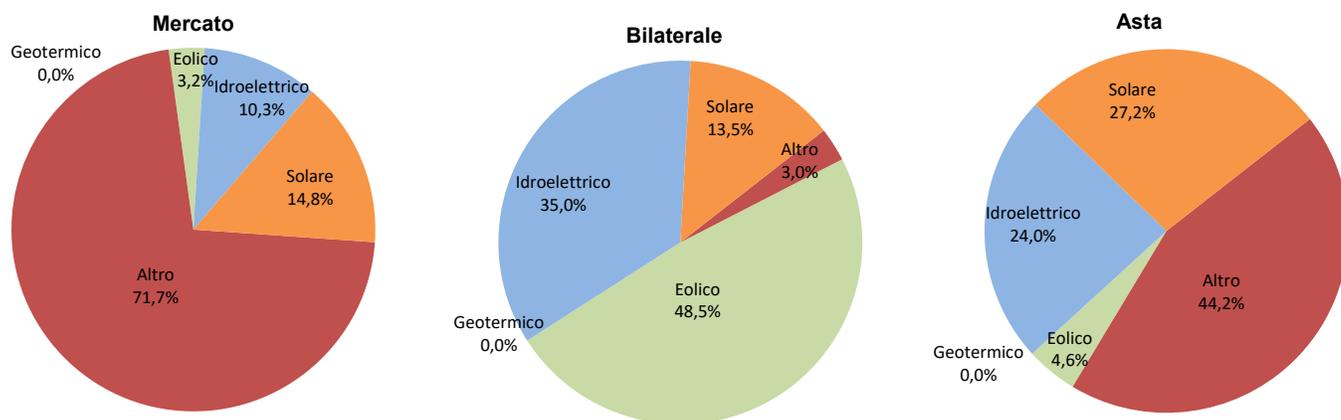
Fonte: dati GME



La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2023 evidenzia una predominanza della tipologia Altro sul mercato e nelle aste di assegnazione del GSE (72% e 44%) e della tipologia Eolico nella contrattazione bilaterale (48%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2023

Fonte: dati GME



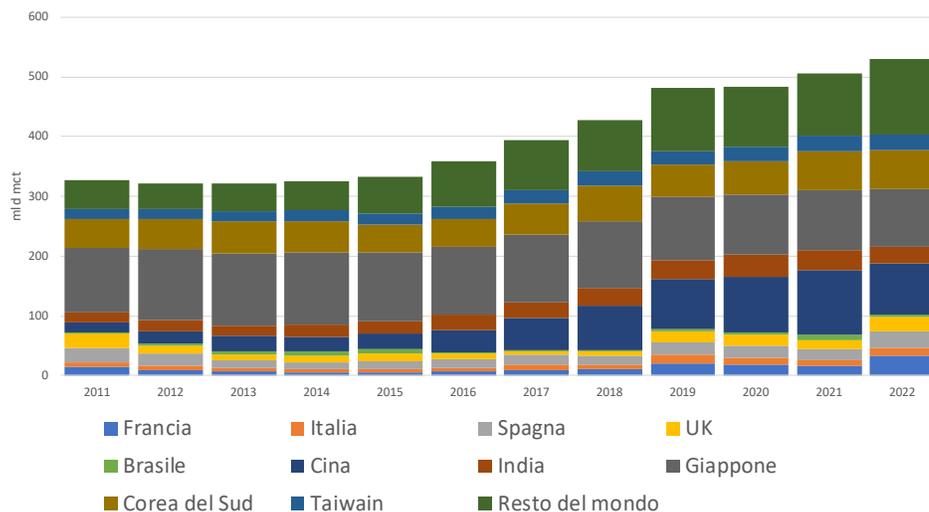
# IL RUOLO DEL GNL NELLA GESTIONE DELLA CRISI GAS IN EUROPA

di Agata Gugliotta - RIE

(continua dalla prima)

Importazioni di GNL per principali aree/paesi (2011-2022)

Fonte: Elaborazioni Rie su dati GIIGNL



## Dal 2022 il GNL svolge per l'Europa un ruolo pivotale

Con quasi 530 mld mc (pari al 13% del gas consumato a livello globale), il 2022 si conferma come l'anno con i maggiori flussi di GNL mai scambiati, per un aumento di quasi 23 mld mc e una crescita del 4,5%, pur se inferiore rispetto alla media annua dell'8% del periodo 2015-2019. Di questi volumi aggiuntivi, gran parte sono stati assorbiti dall'Europa (Turchia e UK incluse), che complessivamente ha importato circa 160 mld mc (+60% sul 2021), il 75% dei quali circa approdati presso le coste degli Stati Membri dell'Unione Europea. Il GNL ha consentito al Vecchio Continente, la parziale sostituzione del gas russo proveniente via gasdotto, che si è quasi azzerato dall'inizio della guerra, garantendo al contempo la continuità nelle forniture e la ricostituzione delle scorte.

In questo nuovo contesto, a differenza del passato, quando svolgeva il ruolo di mercato marginale di ultima istanza<sup>2</sup>, l'Europa ha sostituito l'Asia Pacifico come "mercato premium" per il GNL. Il premio delle quotazioni gas all'hub olandese TTF rispetto ai prezzi spot del GNL in Asia Pacifico<sup>3</sup>, che ha toccato punte di oltre 30 doll/Mbu a fine agosto<sup>4</sup>, ha attirato carichi significativi di gas liquido spot e/o con flessibilità di destinazione, che, tradizionalmente, sarebbero stati diretti verso i mercati asiatici. L'incidenza del GNL, quindi, sul gas complessivamente importato è aumentata per il blocco Europa da circa il 23% del 2021 al 38%, mentre in UE è passata dal 20% al 36%.

I paesi che hanno registrato un maggior aumento delle importazioni di GNL sono Francia (+17 mld mc), Regno Unito (+10,6 mld mc), Spagna (+7,5 mld mc), Paesi Bassi (+8,5 mld mc), Belgio (+6,4 mld mc), Italia (4,6 mld mc), i cui terminali, non solo hanno ricevuto il GNL consumato internamente, ma hanno

costituito la porta di ingresso per il metano liquido da destinare ad altri stati o via metaniera (sotto forma di riesportazioni) o, una volta rigassificato, via gasdotto.

In Italia, le importazioni dirette di GNL approdate ai tre terminali di rigassificazione di Rovigo, Livorno e Panigaglia sono aumentate del 47% per complessivi 14 mld mc<sup>5</sup>, di cui circa 1 mld di mc provenienti da riesportazioni di paesi terzi, la maggior parte dei quali dalla Spagna, che rendono il nostro paese il primo al mondo nel ricevere carichi riesportati (incidenza sul totale complessivo del 17%).

Un maggior ricorso al GNL in Europa è stato possibile grazie a diversi fattori: 1) la debolezza della domanda asiatica che, come detto, ha "liberato" carichi flessibili di gas liquefatto sul mercato; 2) l'espansione della capacità di liquefazione negli Stati Uniti che, più di ogni altro paese produttore, ha soddisfatto la richiesta di volumi aggiuntivi; 3) l'incremento del tasso di utilizzo delle infrastrutture di ricezione, attraverso l'espansione degli impianti esistenti o realizzazione di nuovi.

## Partiamo dal primo aspetto legato alla domanda.

L'Asia si conferma come il principale bacino di consumo di GNL con 340 mld mc circa, ma, per la prima volta dal 2015, le importazioni di GNL hanno registrato una contrazione: -8% pari a circa -28 mld di mc. E questo è un secondo elemento di novità che contraddistingue il 2022. Consumi in calo che hanno interessato tanto i buyers tradizionali come Giappone e Cina, quanto i new comers, come Bangladesh, Pakistan e l'India. La Cina ha conosciuto il maggior declino nelle importazioni di GNL mai registrato, con una flessione del 20% (circa 20 mld mc). Ciò ha fatto perdere al paese la leadership di primo importatore al

A condizionare la domanda cinese sono stati i prezzi troppo elevati del GNL, che hanno incentivato un maggior ricorso al gas via tubo e a quello prodotto internamente, e politiche di contenimento della diffusione del Covid che hanno depresso complessivamente i consumi di gas. In Giappone si registra, invece, un calo del 3% in ragione di un maggior apporto del nucleare, unitamente a un clima mite e a stoccaggi abbondanti. In netto calo anche l'import di quei paesi come Bangladesh (-13,1%), Pakistan (-15,7%) e India (17,2%) che, particolarmente sensibili all'andamento del mercato spot, hanno risentito del fortissimo rialzo dei prezzi, preferendo ricorrere a fonti più inquinanti (in primis il carbone) o a potenziare la produzione nazionale di gas (India). Al contrario, risultano in crescita i consumi di diversi altri stati asiatici, anche se meno importanti in termini di volumi importati: +26% in Thailandia; + 35% in Malesia e +18,6% a Singapore.

Si sono evidenziati consumi in calo anche nel continente americano, soprattutto nei paesi del Sud, in primis Brasile, che da solo segna -73% sul 2021, anno in cui una forte siccità aveva severamente compresso la produzione idroelettrica del paese, costringendolo a ricorrere al GNL. Infine, in linea con l'anno precedente, i volumi importati in Medio Oriente e in Africa, complessivamente quantificabili in 9 mld mc.

### **Espansione della capacità di liquefazione americana.**

Una pronta risposta alla maggiore richiesta di GNL derivante dal mercato, soprattutto europeo, è stata resa possibile grazie all'incremento della produzione di gas statunitense e alla contestuale espansione della capacità di liquefazione, frutto dei forti investimenti americani negli anni precedenti. Se la crisi del 2022 fosse arrivata 5 anni prima, il GNL necessario a superarla non sarebbe stato disponibile. Dei circa 27 mld mc di capacità aggiuntiva, il 75% è entrato in funzione negli USA - in particolare il sesto treno di liquefazione a Sabine Pass (da 6,8 mld mc) e l'impianto di Calcasieu Pass (13,6 mld mc) - portando così la capacità di liquefazione operativa del paese a circa 124 mld mc, superando quella australiana per anni al primo posto. Il rimanente 25% si è reso disponibile solo sul finire dell'anno, quando sono state avviate le operazioni commerciali del treno 1 di Portovaya in Russia (2 mld mc) e dell'infrastruttura flottante di Coral South (4,6 mld mc) in Mozambico. Complessivamente nel 2022, la capacità di liquefazione mondiale si porta a quasi 650 mld mc. In ragione anche della maggiore capacità, gli Usa riescono ad aumentare il proprio export di circa 11 mld mc (+12,6%), confermandosi come terzo produttore mondiale dopo Australia e Qatar. Un volume che avrebbe potuto essere maggiore in assenza di manutenzioni non programmate e soprattutto del blocco del terminale di Freeport, chiuso per un incendio nel giugno del 2022 e riaperto solo a febbraio di quest'anno. Dei circa 100 mld mc esportati, il 50% è arrivato nei paesi dell'UE 27 (circa il 70% se si includono UK e Turchia), per un flusso movimentato di quasi 52 mld di mc, ovvero +32 mld di mc sul 2021, oltre l'impegno dei 15 mld di mc aggiuntivi sancito dall'accordo di fine marzo 2022 fra le istituzioni europee e la Casa Bianca, per un'incidenza sull'import complessivo di

GNL che dal 28% del 2021 si porta a circa il 43%. Sorprende poi che il secondo fornitore dell'UE-27 di GNL, dietro gli USA, sia proprio la Russia che con poco più di 18 mld di mc (+27% sul 2021) assorbe una quota del 15% dell'import complessivo di GNL. Segue il Qatar con circa 17,7 mld mc (incidenza 14%) e la Nigeria con circa 10 mld di mc (incidenza 8%). Al quinto posto, l'Algeria con poco meno di 7 mld mc (incidenza del 6%), anche se i volumi importati da questo paese conoscono una flessione del 21% rispetto all'anno precedente, in ragione di un maggior consumo interno e di un aumento dei flussi destinati al trasporto via gasdotto. Il rimanente 17% è stato importato da un'altra decina di paesi, fra cui il Mozambico, new producer di GNL da fine 2022.

### **Aumento della capacità di importazione nel Vecchio Continente.**

L'Europa è stata in grado di aumentare le proprie importazioni di GNL anche grazie all'aumentata capacità di rigassificazione, derivante sia da potenziamenti di impianti esistenti (nel 2022 molti impianti hanno operato al massimo della loro capacità, e alcuni hanno conosciuto un'espansione stimata in circa +3 mld mc) che dalla realizzazione di nuove infrastrutture di rigassificazione.

Dall'inizio della guerra, una decina di paesi europei ha iniziato a programmare e costruire nuove infrastrutture di ricezione o a espandere quelle esistenti. La soluzione maggiormente utilizzata da Stati e compagnie è stata quella di optare per i rigassificatori offshore, soprattutto per infrastrutture galleggianti (FSRU-Floating Storage and Regasification Units), in ragione di tempi di installazione più rapidi rispetto ai terminali onshore, di costi più contenuti e di una maggiore accettabilità sociale (non senza eccezioni<sup>6</sup>) da parte delle popolazioni locali dei territori in cui queste sorgono. Se a febbraio 2022, in UE erano in esercizio 25 rigassificatori (di cui solo 3 flottanti) per una capacità annua di circa 160 mld mc (sovente sottoutilizzata), dopo un anno e mezzo il loro numero è aumentato di 8 unità (di cui 7 FRSU) per una capacità incrementale di 45 mld mc. A questi, vanno aggiunti una decina di progetti in fase di sviluppo per ulteriori 85 mld mc, di cui una di 50 mld di mc in costruzione.

Tra tutti gli Stati europei, quello ad avere investito di più in infrastrutture di rigassificazione è sicuramente la Germania, essendone del tutto priva e dovendo sostituire la maggior quantità di gas russo. Nel 2022, il paese non disponeva ancora di alcun rigassificatore, ad oggi già tre FSRU sono operative (a gennaio 2023 il primo carico proveniente dagli USA è stato ricevuto a Wilhelmshaven) e quattro risultano in cantiere; inoltre, vi sono due progetti per impianti onshore.

I Paesi Bassi da settembre 2022 contano su una nuova infrastruttura offshore da 8 mld mc presso il porto di Eemshaven, così come la Finlandia che, a dicembre dello scorso anno, ha visto la partenza della struttura flottante di Inkoo. Una FSRU da 5 mld mc è giunta in Francia alla fine di settembre 2023. In Spagna ha ripreso, invece, ad operare l'impianto onshore di El Musel, tenuto per anni in naftalina per criticità di natura ambientale. In Italia, il governo nel marzo 2022 ha incaricato SNAM di procedere all'acquisizione di due FSRU con una

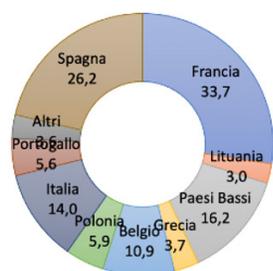
capacità annua di circa 5 mld mc ciascuna. A Piombino, dopo forti opposizioni locali, la nave ha iniziato a immettere gas nella rete a luglio 2023. La FSRU dovrebbe rimanere nell'offshore toscano fino al 2026, quando verrà ricollocata probabilmente al largo di Vado Ligure. Il terminale di Ravenna è previsto entrare in

funzione nel 2024. Inoltre, due dei tre impianti di rigassificazione esistenti saranno ampliati: l'impianto di Livorno ha ricevuto l'autorizzazione per un incremento della capacità da 3,8 a 5 mld mc; quello di Rovigo potrà aumentare da 9 a 9,6 mld mc, ottimizzando l'impianto esistente senza modifiche strutturali.

## Principali elementi di novità del mercato del GNL nel 2022

### Importazioni GNL UE 2022

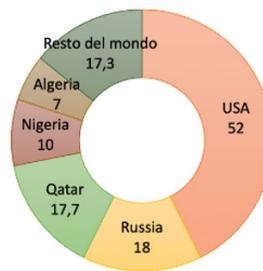
 **+66% volumi importati vs 2021**



**38% incidenza GNL su gas importato (vs 23% 2021)**

### Principali fornitori UE

 **USA principale fornitore: +247% vs 21, per un'incidenza su import GNL del 43%**



**Russia secondo fornitore: +27% vs 21, per un'incidenza su import GNL del 15%**

Concludiamo la disamina del 2022, riportando l'ultimo elemento di novità che ha contraddistinto il mercato. La guerra russo-ucraina è stata un game-changer repentino e inaspettato che ha fatto vacillare alcune delle certezze a cui il mercato si era abituato, ovvero la disponibilità di abbondanti flussi di gas russo a prezzo competitivo. Questo ha generato una ridefinizione delle priorità delle degli Stati, soprattutto di quelli europei, che hanno messo in cima alle proprie agende il bisogno di garantire la sicurezza energetica. Da qui muove la tendenza verso la stipula di contratti di fornitura di GNL di lungo periodo. Secondo stime IGU, nel 2022 sono stati conclusi contratti per la vendita di oltre 90 mld di mc, più del doppio rispetto alla media degli ultimi 5 anni. Il 90% di essi ha una durata superiore a 15 anni e il 65% oltre i 20. Pur se in crescita anche quelli stipulati da paesi europei, rimangono comunque i buyer asiatici, e in primis cinesi, a sottoscrivere la maggior parte di questi contratti. Lato offerta, invece, a proporli sono per lo più i produttori statunitensi. Questo tipo di contratti oltre che dare la garanzia della fornitura ai consumatori, costituisce un importante volano di crescita della capacità di liquefazione. È sempre IGU a fornire alcune indicazioni: attualmente in stato di pre-FID vi sono progetti per 997 Mtpa di nuova capacità, la maggior parte dei quali dovrebbe sorgere negli Usa, anche se, difficilmente, parte di essi verrà realizzata.

### Le tendenze del 2023

I dati finora disponibili per il 2023, confermano le tendenze

delineatesi nel corso del 2022. Alcune dinamiche di domanda e offerta si stanno riproponendo anche se a mutate velocità. Lato domanda, secondo i dati preliminari forniti dal GEFC7, nei primi 8 mesi del 2023, il commercio globale di GNL registra un nuovo incremento degli scambi: +3% rispetto al pari periodo 2022, per un volume commercializzato di circa 370 mld mc. A sostenere tale aumento continua ad essere l'Europa, ma anche il bacino asiatico che torna ad essere protagonista dopo il calo del 2022.

Guardando al blocco Europa (comprensivo di UK e Turchia), i primi dati indicano importazioni in crescita del 5% (quasi 6 mld di mc) per un volume complessivo intorno ai 115 mld mc. Di questi circa il 75% è giunto nell'UE-27, per un'incidenza sull'import complessivo di gas che dal 33% del periodo gen-ago 2022 si porta al 42% del pari periodo 2023. Tuttavia, analizzando l'andamento dei consumi su base mensile, si evidenziano volumi in crescita, rispetto al 2022, per tutto il primo semestre del 2023, in ragione soprattutto dell'entrata in funzione delle nuove infrastrutture flottanti (3 in Germania e 1 in Italia che si aggiungono a quelle dei Paesi Bassi e della Finlandia operative da fine 2022) e della necessità di ricostituire le scorte alla fine della stagione invernale. Al contrario, una progressiva, seppur lieve, flessione si segnala in corrispondenza dei mesi estivi, quando la corsa alla ricostituzione delle scorte perde slancio, i consumi complessivi di gas conoscono un calo, lo spread tra i prezzi europei al TTF e quelli spot in Asia si riduce e in alcune settimane chiude a premio per il bacino asiatico.

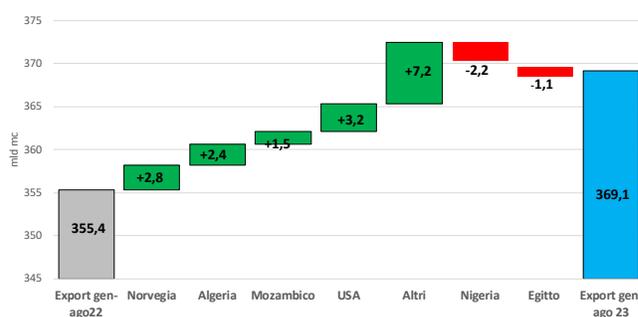
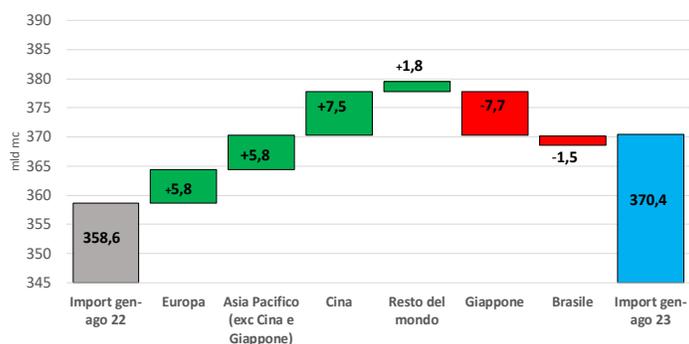
L'andamento dei consumi di GNL in Europa non è però univoco per tutti i paesi. Dopo i volumi record registrati nel 2022, le importazioni si flettono in Spagna e Francia (dove a incidere è stato anche lo sciopero del mese di marzo presso i rigassificatori del paese). Aumentano, invece, quelle dei Paesi Bassi, ovviamente della Germania importatore solo dal 2023 e dell'Italia. Nel nostro paese, l'import di GNL, nei primi 8 mesi 2023, aumenta di circa il 20% sui corrispettivi mesi del 2022.

Spostandoci al blocco Asia Pacifico, esclusi Cina e Giappone, si assiste a un incremento dell'import del 5%, anche se le dinamiche regionali sono molto differenti e a paesi che aumentano i loro consumi (Singapore, Thailandia e Bangladesh) si contrappongono altri, come l'India o il Pakistan, che hanno preferito ricorrere ad altre fonti, magari più inquinanti, ritenendo ancora troppo elevati le quotazioni spot del GNL. La novità, rispetto al 2022 riguarda principalmente la Cina che segna un aumento del 14% (+7,5 mld di mc). Pechino, che almeno fino ad aprile ha registrato consumi sottotono, a partire da maggio ha ripreso

a consumare GNL in ragione soprattutto di prezzi spot più convenienti, che dai quasi 30 doll/Mbtu di gennaio sono progressivamente diminuiti fino ai 11-12 doll/Mbtu di luglio<sup>8</sup>, nonché di una maggiore richiesta susseguente la fine delle restrizioni per il contenimento del Covid e di temperature estive più calde della media, che hanno sostenuto la domanda per rinfrescamento.

Continua a registrare, invece, segno meno il Giappone (-11% per quasi 8 mld mc in meno), dove ad erodere spazio al gas è una ripresa della generazione elettrica da nucleare e un rallentamento dell'economia che pesa sui consumi industriali. Si registra, infine, un'ulteriore contrazione anche per il Brasile, che in linea con quanto già avvenuto nel 2022, ha sostituito le importazioni del costoso GNL con la produzione idroelettrica nazionale, tornata ai livelli antecessità del 2021. Poco significativa la variazione dei consumi di altri paesi importatori, il cui numero, nei primi mesi del 2023, aumenta di tre unità, grazie all'entrata nel club GNL di Germania, Filippine e Vietnam, che portano gli Stati con infrastrutture di ricezione a circa 50.

Principali variazioni nell'import ed export di GNL (gen-ago 2023 vs gen-ago 2022)



Fonte: Elaborazioni Rie su dati GEFC, Cedigaz<sup>9</sup>, Eurostat (stime)

Lato offerta, nei primi 8 mesi del 2023 sono gli USA a detenere la leadership come principale fornitore: con circa 75 mld di mc (+4% su pari periodo 2021), il paese a stelle e strisce ha contato per circa il 20% dell'export globale di GNL. A sostenere tali numeri, è stata la buona performance dell'impianto di Calcasieu Pass e di Freeport LNG, quest'ultimo tornato in operatività a febbraio, che ha più che compensato i minori volumi prodotti da altri impianti non operativi per attività di manutenzione. Ancora una volta gli USA si confermano principale fornitore dell'UE incidendo per circa il 43% dell'import complessivo di GNL (il dato si riferisce al periodo gen-lug). Seguono Qatar e Australia

che si mantengono entrambi su un volume esportato di circa 70 mld di mc, in crescita rispettivamente del 2% e 1%. Il paese mediorientale mantiene la sua posizione come terzo fornitore verso l'UE, con una share di circa il 14%.

Al quarto posto, fra i fornitori, si colloca la Russia, il cui export in crescita del 2%, si attesta nell'intorno dei 26 mld mc, una share, non trascurabile, sull'export globale pari al 7%. Il dato, poi che risulta ancora più paradossale, è che buona parte del GNL russo sia stato spedito in Europa, che costretta a rinunciare al gas via tubo (vuoi per le scelte di Mosca vuoi per la politica sanzionatoria) ha di fatto aperto le porte a quello via

nave. Nel periodo in esame, la Russia è il secondo fornitore di GNL dell'UE (dopo gli USA) con una quota del 16%<sup>10</sup>. Tra le altre novità di questi primi mesi del 2023, merita rilevare 1) la ripartenza in Norvegia, a giugno 2023, dell'impianto di liquefazione di Snohvit, chiuso per un incendio a settembre 2020. Il paese scandinavo è tornato a riesportare circa 3,5 mld mc di GNL vs gli 0,6 del pari periodo 2022; 2) La ripresa dell'export dell'Algeria (+2,3 mld mc) e 3) i nuovi volumi arrivati dall'impianto flottante di Coral South in Mozambico (1,5 mld mc), che compensano la contrazione dell'export di Nigeria (-2 mld mc) ed Egitto (-1 mld mc), quest'ultimo costretto a dirottare il gas per soddisfare i consumi nazionali in crescita.

## Conclusioni

La guerra russo-ucraina ha fatto del gas naturale liquefatto il protagonista dell'energia del 2022, ruolo che continua a mantenere anche nell'anno in corso. Da semplice fattore di bilanciamento dopo le forniture via gasdotto, il GNL è diventata una risorsa centrale e indispensabile per la sicurezza energetica europea. I maggiori volumi dirottati al Vecchio Continente non solo hanno aumentato la dipendenza dell'Europa dalle importazioni di GNL, compreso quello russo, ma hanno reso più interconnessi i principali bacini di consumo, che si adattano a questa fonte, il cui ruolo sul commercio transfrontaliero di

gas è via via crescente. Nei prossimi anni la maggior parte del gas arriverà via metaniera, dal momento che l'ampliamento dei gasdotti, sebbene fattibile, trova la resistenza della politica, dell'opinione pubblica e si scontra con le politiche di transizione energetica. Probabilmente saranno il Qatar – secondo le prime dichiarazioni del Ministro per gli affari energetici Saad al-Kaabi pronto a immettere sul mercato GNL aggiuntivo già dalla fine dell'anno – e gli USA a garantire nuove forniture. Un ruolo crescente potrebbe essere svolto dall'Africa, in particolare dal Mozambico, a cui si dovrebbero aggiungere Mauritania, Senegal, Repubblica del Congo, Nigeria e Tanzania (i cui piani di sviluppo pare riprendano forma dopo lo stallo degli scorsi anni). Tuttavia, un'accresciuta dipendenza dal GNL espone i mercati a una maggiore volatilità di quantità e prezzi, anche per le dinamiche concorrenziali fra le varie aree (Asia ed Europa in particolare), in un mercato internazionale che, nel breve termine, rimarrà corto di offerta. Prova ne è, il recente aumento delle quotazioni spot anche presso gli hub europei, derivante dalle agitazioni sindacali che hanno interessato gli impianti di liquefazione di Gorgon e Wheatstone di Chevron nella lontana Australia. Un aumento di incertezze e rischi, quindi, da non sottovalutare e da gestire ai fini del raggiungimento della sicurezza energetica, ora più che mai fattore determinante del commercio di gas.

<sup>1</sup> GIIGNL, GIIGNL Annual Report 2023, luglio 2023;

<sup>2</sup> Gugliotta A, Europa: mercato di ultima istanza del Gas Naturale Liquefatto, Newsletter GME n. 126, maggio 2019;

<sup>3</sup> In questo caso si prende a riferimento il Japan/Korea Marker (Platts), benchmark di riferimento che riflette i prezzi dei volumi scambiati sul mercato spot in Giappone, Sud Corea, Cina e Taiwan;

<sup>4</sup> Fonte IGU: Da febbraio 2022 a Gennaio 2023, il TTF è stato a premio sul JKM almeno per l'85% del tempo, per un differenziale medio di 7,9 doll/MBtu. Il picco viene toccato il 26 agosto con 30,225 doll/MBtu;

<sup>5</sup> MASE, Bilancio del gas naturale;

<sup>6</sup> In Germania Deutsche ReGas pianifica l'installazione di una nave con una capacità fino a 13,5 mld di mc/a nel porto di Mukran, operativa già dal prossimo inverno. L'infrastruttura, però, ha suscitato l'opposizione dei gruppi ambientalisti, a causa dell'impatto che potrebbe avere per il territorio. In Italia, montante è stata l'opposizione per l'approdo della FSRU a Piombino;

<sup>7</sup> GEFC, Monthly Gas Market Report, vari rapporti mensili. Il GEFC è l'organizzazione che raccoglie i principali produttori di gas a livello mondiale;

<sup>8</sup> Tornano a riprendere ad agosto risentendo delle vicende che hanno interessato i lavoratori di alcuni impianti di liquefazione della Chevron in Australia;

<sup>9</sup> Cedigaz, Global LNG in H1 2023, settembre 2023;

<sup>10</sup> Bruegel, Dataset, European natural gas imports.

# Novità normative di settore

a cura del GME

## ELETTRICO

**Deliberazione 26 settembre 2023 420/2023/R/eel | “Approvazione della proposta formulata dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. in merito ai corrispettivi da applicare per la partecipazione al mercato locale della flessibilità, di cui al progetto pilota per l’approvvigionamento di servizi ancillari locali approvato con deliberazione dell’Autorità 372/2023/R/eel | pubblicata in data 2 ottobre 2023 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/23/420-23.pdf>**

Con la Deliberazione 420/2023/R/eel, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha approvato la proposta, formulata dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME), relativa ai corrispettivi da applicare agli operatori per la partecipazione al Mercato Locale della Flessibilità (nel seguito: MLF), il cui Regolamento è stato approvato con Deliberazione 372/2023/R/eel<sup>1</sup>.

In particolare, i valori dei corrispettivi proposti dal GME sono stati fissati con l’obiettivo di incentivare la partecipazione degli operatori e la crescita della liquidità sul MLF nella sua fase di prima attuazione, in cui sarà attivo il solo mercato a termine.

**Comunicato NEMO Committee | “All NEMOs and all TSOs publish CACM Cost Report 2022” | pubblicato in data 11 settembre 2023 | Download <https://nemo-committee.eu>**

Con il comunicato in oggetto, il NEMO Committee - organo di coordinamento dei Nominated Electricity Market Operator europei - ha reso nota la pubblicazione del “CACM Cost Report 2022”, redatto in cooperazione con i gestori di rete europei (TSOs), ai sensi dell’art. 80 del Regolamento (UE) 1222/2015 (i.e. Regolamento CACM).

In particolare, il suddetto report fornisce una panoramica completa sui costi, riferiti all’anno 2022, connessi alla gestione, all’organizzazione e allo sviluppo del Single Day-Ahead Coupling (SDAC) e del Single Intra Day Coupling (SIDC), presentando altresì una stima dei costi previsti per il 2023.

Con il medesimo comunicato i NEMO hanno inoltre reso noto che, a partire dal 2023, di comune accordo con i TSO, il CACM Cost Report annuale verrà predisposto sotto il coordinamento del Market Coupling Steering Committee (MCSC), organo decisionale rappresentativo di tutti i NEMO e i TSO europei<sup>2</sup>.

## GAS

**Deliberazione 19 settembre 2023 406/2023/R/gas | “Proposta di modifica al regolamento della piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) organizzata e gestita dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.” | pubblicata il 19 settembre 2023 | Download <https://www.arera.it/it/docs/23/406-23.htm>**

Con la Deliberazione 406/2023/R/gas, l’ARERA ha approvato le proposte di modifica al “Regolamento della piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR)”, apportate dal GME – secondo l’iter di modifica urgente di cui all’articolo 3, comma 3.6, del medesimo Regolamento – al fine di disciplinare le modalità di organizzazione e funzionamento del nuovo comparto gestionale denominato “FSRU Italia”.

In particolare, nell’ambito di tale nuovo comparto vengono svolte le procedure per l’assegnazione della capacità di rigassificazione resa disponibile presso il nuovo terminale di Piombino, gestito dalla società “Snam FSRU Italia S.r.l.”.

<sup>1</sup> 372-23.pdf (arera.it);

<sup>2</sup> Cfr. Newsletter n. 157 di marzo 2022;

# Gli appuntamenti

16-18 ottobre

## **Climate Week 2023: 2nd World Conference on Climate Change & Sustainability**

Roma, Italia

Organizzato da The People Events

<https://climateweek.thepeopleevents.com>

17 ottobre

## **Innovation day Utilitalia**

Milano, Italia

Organizzato da Utilitalia

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

17 ottobre

## **La bussola del nuovo Pniec**

Roma, Italia

Organizzato da E-Innovation Committee

<https://www.ppa-committee.eu>

18-19 ottobre

## **Energyear Italia 2023**

Milano, Italia

Organizzato da Energyear

<https://energyear.com/it/italia>

19 ottobre

## **Le CER: decreto Mase, ruolo della pa, aspetti tecnici e gestionali**

Webinar

Organizzato da PromoPa

<https://www.promopa.it>

23-25 ottobre

## **World Recycling Convention**

Madrid, Spagna

Organizzato da The People Events

<https://recycling.thepeopleevents.com>

24 ottobre

## **XII conferenza FIRE sui titoli di efficienza energetica**

Roma, Italia

Organizzato da FIRE

<http://www.certificati-bianchi.com>

25 ottobre

## **Dai territori alle rinnovabili. Gli strumenti di analisi territoriale**

Roma, Italia

Organizzato da RSE e Althesys

<https://www.althesys.com/eventi/dai-territori-alle-rinnovabili>

25-26 ottobre

## **Offshore and Floating Wind Europe**

Londra, Regno Unito

Organizzato da Reuters Events

<http://go.evnt.com/1718732-0?pid=80>

25-26 ottobre

## **Utility Scale Solar and Wind Europe**

Madrid, Spagna

Organizzato da Reuters Events

<https://events.reutersevents.com>

26 ottobre

## **Innovazione del quadro di policy europeo per la transizione sostenibile**

Milano, Italia

Organizzato da Osservatorio Green Economy

<https://green.unibocconi.eu>

3-5 novembre

## **International Conference on New Energy and Applications**

Evento online e in presenza

Sapporo, Giappone

Organizzato da iNech

<http://www.icnea.org>

7-8 novembre

## **Stati generali Green economy 2023**

Rimini, Italia

Organizzato da Stati Generali della Green Economy

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

7-9 novembre

## **Smart City Expo World Congress**

Barcellona, Spagna

Organizzato da Fira Barcelona

<https://www.smartcityexpo.com>

7-10 novembre

## **Ecomondo - The Green Technology Expo**

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

<https://www.ecomondo.com>

8-9 novembre

## **Climate Tech & Renewable Energy**

Londra, Regno Unito

Organizzato da CTS

<https://climatetechconference.co.uk>

8-9 novembre

## **Smart Energy 2023**

Londra, Regno Unito

Organizzato da Future of Utilities

<https://futureofutilities.com>

10-12 novembre

## **International Conference on Renewable Energy and Conservation**

Evento online e in presenza

Roma, Italia

Organizzato da Icrec

<http://www.icrec.org>

13-14 novembre

## **Energy Transition Europe**

Londra, Regno Unito

Organizzato da Reuters Events

<https://go.evnt.com/1797052-0?pid=80>

14-15 novembre

## **Submarine Power Cable and Interconnection Forum**

Berlino, Germania

Organizzato da Leadvent

<https://www.leadventgrp.com>

14-15 novembre

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

Londra, Regno Unito

Organizzato da Wood Mackenzie

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

15-16 novembre

## **Renewable Power Generation and Future Power Systems Conference**

Evento in presenza

Glasgow, Regno Unito

Organizzato da Iet

<https://renewablepower.theiet.org>

16-17 novembre

## **International Network on African Energy Transition**

Roma, Italia

Organizzato da Luiss

<https://www.luiss.edu>

17-19 novembre

## **International Conference on Power, Control and Electrical Engineering**

Evento online e in presenza

Xiamen, Cina

Organizzato da Pcee

<http://www.pcee.net>

23 novembre

## **Convention nazionale sulla sostenibilità-ESG**

Roma, Italia

Organizzato da Finco

<https://www.fincoweb.org>

23 novembre

## **Terza Conferenza Nazionale delle Comunità Energetiche**

Roma, Italia

Organizzato da IFEC

<https://www.wec-italia.org>

24-26 novembre

## **Power Electronics and Power System Conference**

Hangzhou, Cina

Organizzato da Hangzhou Dianzi University

<https://www.pepsc.org>

4-5 dicembre

## **Forum Italia Solare 2023**

Roma, Italia

Organizzato da Italia Solare

<https://www.italiasolare.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](http://www.mercatoelettrico.org)**  
[governance@mercatoelettrico.org](mailto:governance@mercatoelettrico.org)  
Progetto a cura del GME, in collaborazione con  
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.  
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

## COPYRIGHT

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

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

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

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.