

APPROFONDIMENTI

HIGHLIGHTS SUL MERCATO DEL GAS NATURALE 2023-2024

di Gian Paolo Repetto - RIE

A seguito della duplice crisi energetica e geopolitica che ha attraversato l'Europa, il sistema gas è alla ricerca di nuovi equilibri in un contesto sempre più internazionalizzato per il peso assunto dal GNL a livello mondiale ed europeo. L'articolo ripercorre sinteticamente i fattori chiave che hanno caratterizzato questo percorso nel 2023 ed evidenzia le dinamiche che stanno emergendo ad inizio del 2024.

I rapporti domanda/offerta e l'andamento dei prezzi nel 2023

Nel 2023, la riduzione della domanda in Europa e nei mercati maturi dell'Asia ha attenuato l'impatto dello shock di offerta di gas del 2022 e, nonostante il mercato sia rimasto complessivamente corto, i prezzi sono scesi significativamente pur rimanendo al di sopra delle medie storiche, sia in Europa che in Asia. Tuttavia il quadro ancora estremamente incerto, nuove problematiche di natura geopolitica e fattori congiunturali, come manutenzioni e fermi non programmati agli impianti di produzione e liquefazione, hanno favorito un'elevata volatilità delle quotazioni.

A livello mondiale, le prime stime indicano che la domanda globale di gas nel 2023 è cresciuta dello 0,5%, per 20 mld mc, cifra non sufficiente a recuperare le perdite registrate nel 2022, quando scese dell'1,5% per 60 mld mc¹. La modesta crescita

della domanda mondiale, affermatasi soprattutto nella seconda parte dell'anno, è stata sostenuta principalmente da Cina, Nord America e da alcuni mercati di Africa e Medio Oriente. I consumi dell'industria sono emersi come il più importante fattore di crescita, seguiti dal settore termoelettrico.

In Europa, invece, la domanda ha registrato un nuovo importante calo, stimato nel 7% in media con riferimento ai principali mercati di consumo continentali², dopo quello superiore al 10% del 2022, raggiungendo così il livello più basso degli ultimi 10 anni (450 mld mc rispetto ai 472 del 2014³).


In Italia la riduzione è stata del 10,1%, per circa 7 miliardi di mc, per consumi scesi nell'anno a 61,5 mld mc⁴, addirittura sui livelli della fine del secolo scorso⁵. La diminuzione dei consumi europei è stata conseguenza di diversi fattori: temperature invernali eccezionalmente miti, misure di contenimento dei consumi gas assunte dai diversi Stati per far fronte alla crisi, utilizzi da parte dell'industria rimasti bassi dopo il crollo del 2022 a seguito dei prezzi record, aumento delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica. Il trend di riduzione della domanda gas europea sta assumendo sempre più carattere strutturale, soprattutto nella produzione di elettricità, ma anche nell'industria per misure di efficienza, delocalizzazioni, riduzione del numero di attività.

continua a pagina 25

Monitoraggio costante ai mercati

**Scarica
la GME APP**

Available on the Google Play | Download on the App Store




Nuovo indice del prezzo del gas

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ FEBBRAIO 2024

Mercato elettrico Italia
pag 2

Mercato gas Italia
pag 12

Mercati energetici Europa
pag 17

Mercati per l'ambiente
pag 21

APPROFONDIMENTI

Highlights sul mercato del gas
naturale 2023-2024

Di Gian Paolo Repetto - RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 29

APPUNTAMENTI

pagina 30

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel mese di febbraio il Pun appare in decisa flessione (87,63 €/MWh, -11,53 €/MWh), dinamica in linea con i ribassi osservati sui prezzi del gas (IGI: 27,72 €/MWh, -3,3 €/MWh). Contribuiscono al calo del Pun il lieve rialzo delle vendite idriche e solari e importazioni nette ancora ai massimi storici. Gli acquisti mostrano un leggero aumento, attestandosi a 22,8 TWh, con la liquidità del mercato che si mantiene su livelli elevati, pari al 79,4%. In modesto calo i volumi scambiati

sul Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 2,7 TWh (-3,0%), di cui quasi 0,7 TWh nella contrattazione XBID, nella quale si osservano circa 377 mila abbinamenti.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) i prezzi di controllo risultano in flessione, con il baseload Marzo 2024 che chiude a 80,24 €/MWh. In leggero incremento mensile le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

A febbraio il Pun risulta ancora in significativo calo, portandosi a 87,63 €/MWh (-11,53 €/MWh) e confermandosi ai minimi da luglio 2021. La flessione del prezzo italiano, più debole dei ribassi delle quotazioni osservati sulle altre principali borse elettriche europee, si registra in concomitanza di una nuova contrazione dei prezzi del gas al livello più basso dall'estate

2021. Favoriscono la discesa del Pun anche volumi rinnovabili in lieve crescita e importazioni nette in aumento al massimo storico, mentre appaiono in debole rialzo gli acquisti di energia elettrica. La dinamica del Pun è osservabile in tutti i gruppi di ore, per un rapporto picco/baseload stabile a 1,11 (Grafico 1 e Tabella 1).

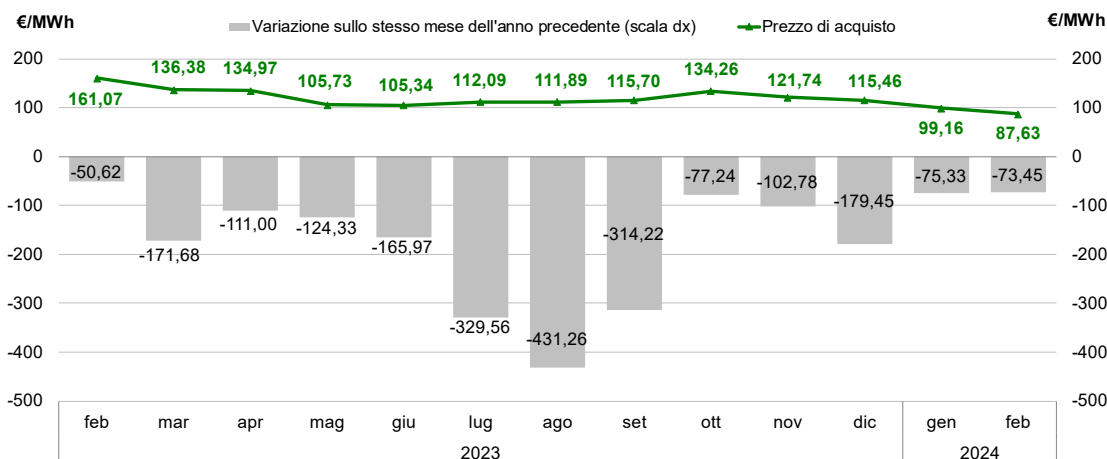
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	87,63	161,07	-73,45	-45,6%	26.050	+7,2%	32.821	-2,7%	79,4%	72,0%
<i>Picco</i>	97,40	177,35	-79,95	-45,1%	31.201	+7,2%	39.621	-3,3%	78,7%	71,1%
<i>Fuori picco</i>	82,08	152,02	-69,95	-46,0%	23.126	+7,0%	28.963	-2,6%	79,8%	72,7%
<i>Minimo orario</i>	43,40	62,46			16.865		21.316		73,0%	64,3%
<i>Massimo orario</i>	153,04	272,16			33.406		43.733		86,9%	80,0%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



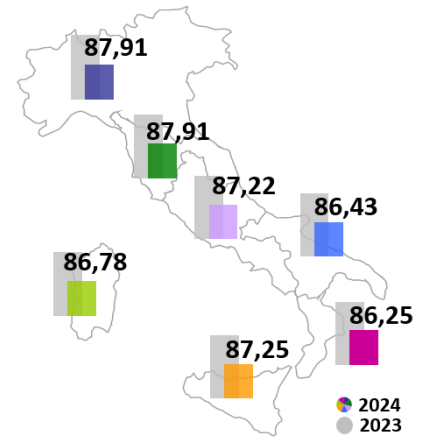
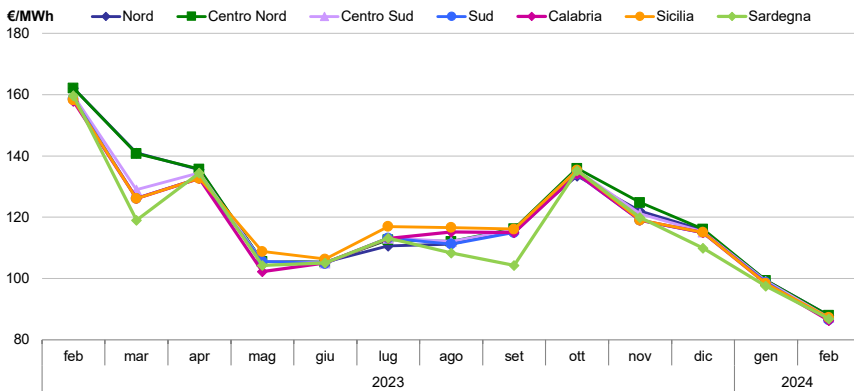
I PREZZI ZONALI

A livello zonale, in corrispondenza sia di picchi di offerta rinnovabile nelle zone centro meridionali e sulle isole, sia di limitazioni sul transito CSUD-CNOR, si allarga lievemente il differenziale di prezzo tra il centro settentrione e le restanti zone. I prezzi di vendita risultano tutti in deciso calo, attestandosi tra 88 €/MWh del Nord e Centro Nord e 86 €/

MWh del Sud e della Calabria, con diminuzioni analoghe al Pun. Con riferimento ai valori minimi e massimi osservati sul mercato, si evidenziano quotazioni orarie fino a 0 €/MWh in Sardegna, e un massimo di 178 €/MWh in Sicilia in concomitanza di restringimenti sul transito con la Calabria (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Nel mese di febbraio l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia risulta in lieve incremento a 22,8 TWh, portandosi ai massimi da agosto 2023 in media oraria. Tale variazione si osserva in corrispondenza di un altrettanto leggero rialzo delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP, portatesi a 4,7

TWh, mentre appaiono sostanzialmente stabili i volumi negoziati sulla borsa elettrica del GME, pari a 18,1 TWh. Le suddette deboli variazioni non producono effetti significativi sulla liquidità del mercato che si mantiene su uno dei livelli più alti di sempre, pari al 79,4% (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

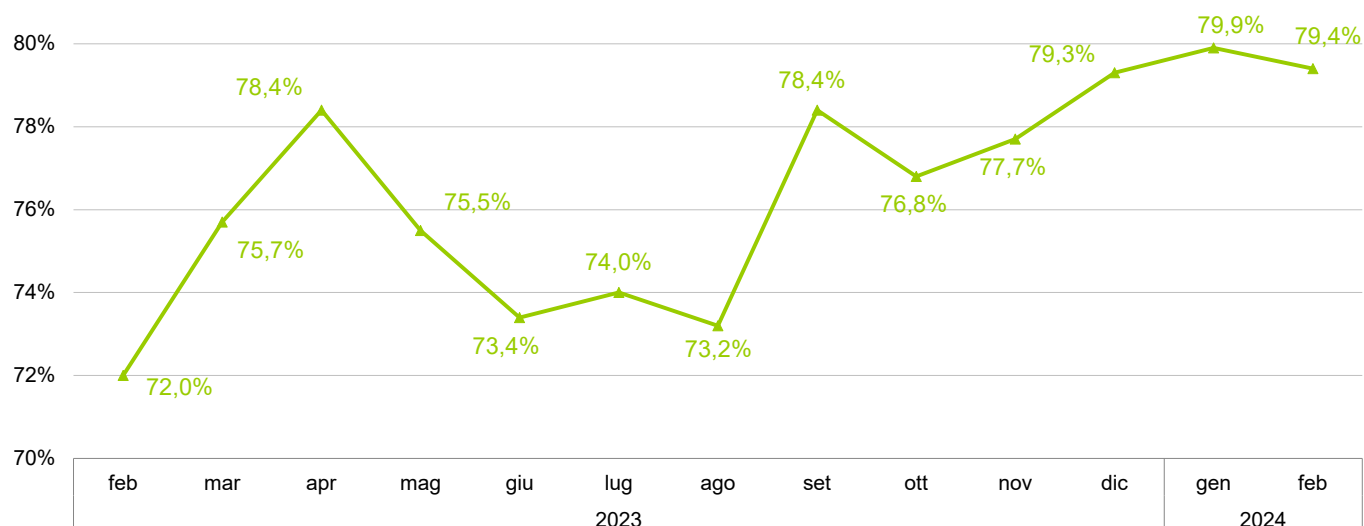
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.130.554	+7,2%	79,4%
Operatori	10.319.627	+1,5%	45,2%
GSE	1.579.576	+1,9%	6,9%
Zone estere	6.231.351	+20,3%	27,3%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	-
PCE (incluso MTE)	4.713.183	-28,3%	20,6%
Zone estere	135.079	+1849%	0,6%
Zone nazionali	4.578.104	-30,4%	20,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	22.843.737	-2,7%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	20.277.919	+36,0%	
OFFERTA TOTALE	43.121.656	+12,3%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.130.554	+7,2%	79,4%
Acquirente Unico	1.461.746	-20,6%	6,4%
Altri operatori	13.650.353	+3,7%	59,8%
Pompaggi	25.346	+133,4%	0,1%
Zone estere	217.402	-27,9%	1,0%
Saldo programmi PCE	2.775.707	+73,4%	12,2%
PCE (incluso MTE)	4.713.183	-28,3%	20,6%
Zone estere	8	-	0,0%
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	7.488.882	-8,4%	32,8%
Saldo programmi PCE	-2.775.707	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	22.843.737	-2,7%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.148.717	+31,7%	
DOMANDA TOTALE	23.992.454	-1,5%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Sul lato della domanda, il dettaglio dei volumi scambiati evidenzia acquisti nazionali ai massimi da agosto 2023 in media oraria, in virtù di un lieve incremento che li spinge a 22,6 TWh (+1,3% su gennaio), ed esportazioni in calo a 0,2 TWh (-44,8%). Sul lato dell'offerta, a fronte di una flessione

delle vendite nazionali a 16,5 TWh (-3,1%), il minimo dal mese di giugno 2023, le importazioni mostrano un significativo incremento, portandosi a 6,4 TWh (+11,1%), e toccando il nuovo massimo storico su base mensile (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.316.197	26.316	+15,3%	7.771.337	11.166	-5,8%	13.024.112	18.713	-1,1%
Centro Nord	1.528.500	2.196	+2,6%	1.193.385	1.715	-2,6%	1.901.279	2.732	-5,5%
Centro Sud	6.115.294	8.786	+17,1%	2.149.918	3.089	-10,1%	3.925.144	5.640	-4,0%
Sud	4.723.451	6.787	+6,2%	2.306.510	3.314	-19,6%	1.382.546	1.986	-3,2%
Calabria	2.315.883	3.327	-2,8%	838.470	1.205	-19,9%	427.400	614	-4,3%
Sicilia	2.524.098	3.627	-0,0%	1.242.748	1.786	-17,1%	1.300.719	1.869	-4,0%
Sardegna	1.212.285	1.742	+5,8%	974.941	1.401	-3,7%	665.126	956	-3,3%
Totale nazionale	36.735.707	52.781	+11,0%	16.477.309	23.674	-10,0%	22.626.327	32.509	-2,4%
Estero	6.385.949	9.175	+20,4%	6.366.427	9.147	+22,7%	217.410	312	-27,9%
Sistema Italia	43.121.656	61.956	+12,3%	22.843.737	32.821	-2,7%	22.843.737	32.821	-2,7%

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

LE FONTI

Il calo delle vendite nazionali coinvolge prevalentemente gli impianti a gas, la cui quota di mercato scende al 45,5% (-3,8 p.p. su gennaio) a vantaggio soprattutto delle fonti rinnovabili, il cui peso sul totale, malgrado una complessiva

flessione dei volumi eolici, sale al 43,7%, sostenuto sia da un rialzo dell'idrico, concentrato nelle zone centro meridionali, sia da un diffuso incremento del solare, al livello più elevato da novembre 2023 (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	6.846	-24,5%	696	-7,9%	1.587	-17,9%	1.355	-44,5%	697	-36,1%	959	-39,1%	1.008	-10,6%	13.147	-26,9%
Gas	5.917	-20,2%	633	-3,3%	1.047	+37,5%	1.117	-9,0%	575	-44,6%	923	+0,4%	564	+3,6%	10.775	-14,2%
Carbone	0	-100,0%	-	-	328	-62,8%	0	-100,0%	0	-	-	-	368	-29,3%	696	-76,5%
Altre	929	-4,3%	63	-37,8%	212	-26,6%	238	-27,7%	123	+131,1%	36	-94,5%	76	+21,0%	1.676	-31,9%
Fonti rinnovabili	4.169	+50,9%	1.019	+1,4%	1.481	+0,3%	1.958	+16,3%	507	+22,6%	824	+41,8%	386	+18,0%	10.345	+25,4%
Idraulica	2.832	+93,9%	210	+18,4%	582	-14,6%	409	+1,9%	124	-	141	+11,8%	46	-45,8%	4.345	+44,4%
Geotermica	-	-	621	+0,3%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	621	+0,3%
Eolica	31	+7,0%	30	+1,8%	618	+24,2%	1.314	+26,1%	327	+16,6%	543	+51,6%	238	+50,9%	3.100	+29,5%
Solare e altre	1.306	+2,6%	158	-11,6%	281	-5,8%	236	-1,9%	56	-1,0%	140	+44,5%	102	+21,3%	2.279	+2,3%
Pompaggio	150	+366,1%	-	-	21	-25,7%	0,56	-	-	-	2,75	-	7	-	182	+197,5%
Totale	11.166	-5,8%	1.715	-2,6%	3.089	-10,1%	3.314	-19,6%	1.205	-19,9%	1.786	-17,1%	1.401	-3,7%	23.674	-10,0%

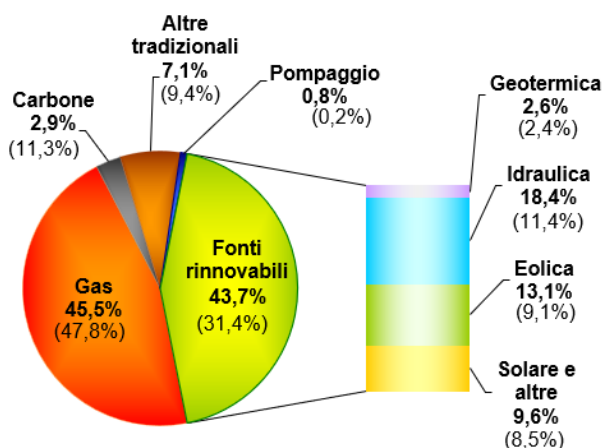
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

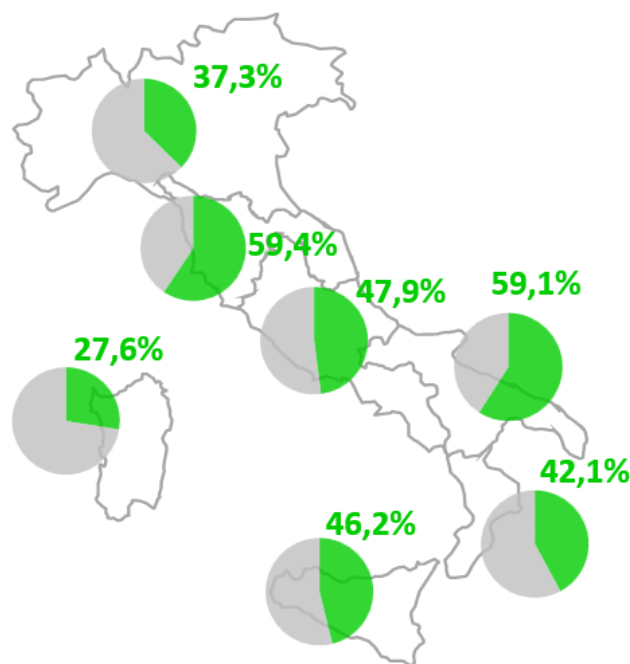
Fonte: GME

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto dell'Italia mostra un nuovo rialzo che lo porta al massimo storico di 6,2 TWh (+14,9%). A fronte di NTC sostanzialmente stabili su base mensile, il deciso rialzo dei flussi dall'estero si osserva in corrispondenza di un incremento della frequenza di ore in cui le quotazioni sulle limitrofe borse estere in coupling risultano inferiori ai rispettivi riferimenti italiani (+8,7 p.p. medi sulla frontiera settentrionale e +15,5 p.p. sulla frontiera ellenica). In particolare, tale frequenza supera abbondantemente il 95% delle ore sulla

frontiera settentrionale, dove si osserva un significativo incremento dei flussi in import soprattutto da Francia e Slovenia. In crescita anche l'import netto dalla Svizzera, nonostante il lieve restringimento della NTC. In ultimo, si segnala che l'attivazione del vincolo generalizzato per la gestione congiunta dei flussi in coupling genera sulla frontiera settentrionale, in alcune ore del mese, flussi in export anche in presenza di quotazioni estere inferiori al prezzo del Nord (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia*	2.632.207 (2.018.528)	100,0% (99,4%)	- (0,6%)	- (-)	90,7% (61,0%)	- (-)	3.858 (3.478)	2.632.207 (2.019.361)	2.632.207 (2.019.361)	1.828 (1.480)	0 (833)	0 (833)
Italia - Svizzera	2.242.628 (1.880.110)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	3.606 (3.835)	2.265.318 (1.911.386)	n/a n/a	3.555 (2.954)	22.691 (31.276)	n/a n/a
Italia - Austria*	325.768 (181.734)	96,0% (93,8%)	3,9% (5,4%)	0,1% (0,8%)	92,4% (90,5%)	3,2% (4,0%)	505 (300)	330.472 (185.661)	330.472 (185.661)	190 (119)	4.704 (3.927)	4.704 (3.927)
Italia - Slovenia*	420.540 (370.608)	94,4% (92,6%)	5,2% (6,4%)	0,4% (1,0%)	89,8% (80,7%)	3,0% (2,2%)	682 (659)	440.158 (387.759)	440.158 (387.759)	669 (669)	19.618 (17.151)	19.618 (17.151)
Italia - Montenegro	397.518 (350.536)	100,0% (99,3%)	- (0,3%)	- (0,4%)	26,4% (33,9%)	- (-)	600 (599)	412.293 (358.892)	n/a n/a	728 (691)	14.775 (8.356)	n/a n/a
Italia - Grecia	267.327 (48.212)	89,9% (58,0%)	10,1% (42,0%)	- (-)	71,3% (28,9%)	2,7% (18,9%)	500 (500)	285.982 (145.407)	285.982 (145.407)	500 (500)	18.654 (97.195)	18.654 (97.195)
Italia - Malta	-60.344 (-44.086)	- (-)	97,0% (79,3%)	3,0% (20,7%)	- (-)	0,7% (3,9%)	225 (225)	0 (-)	n/a n/a	225 (225)	60.344 (44.086)	n/a n/a
TOTALE**	6.225.643 (4.805.641)							6.366.430 (5.008.465)	3.688.818 (2.738.188)		140.787 (202.824)	42.976 (119.106)

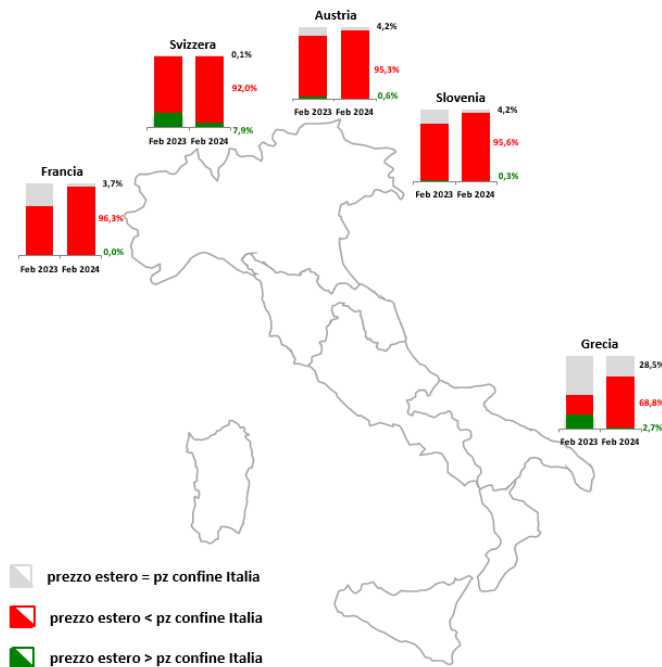
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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, LSEG Data & Analytics



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

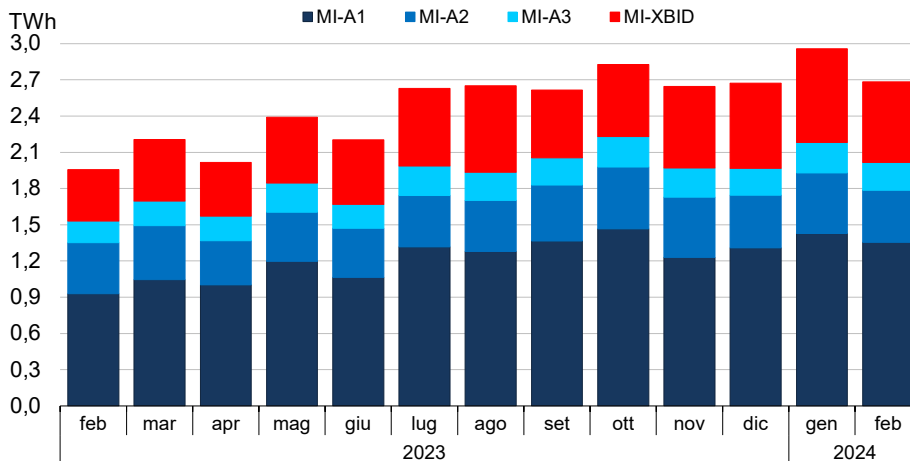
A febbraio i volumi complessivamente scambiati sui mercati infragiornalieri, pur mostrando una modesta flessione, permangono su livelli elevati, attestandosi a 2,7 TWh (-3,0%). Con riferimento ai mercati in asta, portatisi a 2,0 TWh, il ribasso si osserva in concomitanza di un calo del MI-A2 e del MI-A3 (rispettivamente 0,4/0,2 TWh, -7,5%/-2,6%), mentre appare in lieve incremento il MI-A1 (1,4 TWh, +1,3%), sul quale rimangono concentrati la maggior parte dei volumi scambiati. Il XBID si conferma il secondo comparto in termini di liquidità, in presenza di contrattazioni che, nonostante il calo osservato rispetto al mese precedente, si mantengono a ridosso dei livelli più elevati mai osservati (667,6 GWh). Su tale mercato si rileva anche un lieve calo degli abbinamenti (circa 377 mila), realizzati per quasi l'88% a valle dell'asta MI-A2 (fasi

2 e 3). In flessione al 40% la quota degli scambi aventi controparte estera, mentre crescono rispettivamente al 48% e al 12% quelle degli scambi tra zone nazionali e all'interno della medesima zona nazionale.

Analogamente a quanto osservato sul MGP, risultano in deciso ribasso i prezzi medi, attestatisi a 85/90 €/MWh (-15%/-12%) e tutti inferiori ai corrispondenti valori del Pun. Il ranking dei prezzi zonali mostra sul XBID e sul MI-A2 una dinamica delle quotazioni in linea con quanto osservato sul MGP. Sugli altri mercati, invece, le quotazioni zonali mostrano una maggiore convergenza (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9). Sul XBID, infine, si sono osservati nuovamente abbinamenti a prezzi negativi, distribuiti in tutte le zone (con prezzi fino a -96 €/MWh al Sud e in Calabria).

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA								NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	673.346	59,8%	179.802	47,6%	93.522	76,3%	946.670	58,8%	171.033	96,9%	1.117.702	63,6%
Centro Nord	84.966	14,0%	31.018	2,7%	16.045	29,3%	132.029	12,7%	40.222	63,9%	172.250	21,6%
Centro Sud	213.967	47,0%	84.184	15,7%	37.763	12,9%	335.913	33,4%	68.771	6,4%	404.684	27,9%
Sud	178.021	33,6%	59.483	-34,0%	36.065	1,3%	273.569	5,6%	91.425	48,5%	364.994	13,8%
Calabria	23.375	68,1%	12.971	11,0%	6.484	15,5%	42.830	37,3%	15.797	107,2%	58.626	51,0%
Sicilia	107.366	42,7%	28.014	12,2%	20.165	23,3%	155.544	33,5%	37.758	220,0%	193.302	50,6%
Sardegna	37.308	73,6%	10.738	-57,7%	7.467	-46,1%	55.513	-8,6%	15.401	22,7%	70.914	-3,2%
Estero	35.205	-54,3%	25.965	-57,4%	12.129	-22,0%	73.300	-52,2%	227.178	32,7%	300.478	-7,4%
Totale	1.353.555	40,6%	432.173	-1,3%	229.639	23,5%	2.015.368	27,1%	667.584	51,4%	2.682.951	32,4%

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	748.399	62,0%	195.180	54,6%	92.281	50,8%	1.035.861	59,5%	193.802	81,2%	1.229.663	62,6%
Centro Nord	104.026	22,8%	21.497	38,1%	10.626	60,5%	136.148	27,4%	39.360	119,4%	175.508	40,6%
Centro Sud	156.499	18,4%	72.356	30,9%	28.788	5,9%	257.643	20,0%	74.235	85,2%	331.877	30,3%
Sud	164.756	91,2%	70.555	-4,4%	36.223	25,1%	271.534	43,7%	88.709	27,7%	360.243	39,4%
Calabria	26.399	18,8%	10.888	-55,0%	6.499	-16,3%	43.785	-19,2%	16.238	75,1%	60.023	-5,4%
Sicilia	104.803	-21,7%	29.084	-25,2%	14.242	15,2%	148.129	-20,0%	31.954	97,3%	180.083	-10,6%
Sardegna	22.401	112,9%	10.103	-42,1%	5.440	-12,0%	37.943	11,1%	16.260	106,7%	54.203	29,0%
Estero	26.273	-14,2%	22.512	-74,0%	35.541	-0,3%	84.325	-44,8%	207.027	19,6%	291.352	-10,6%
Totale	1.353.555	40,6%	432.173	-1,3%	229.639	23,5%	2.015.368	27,1%	667.584	51,4%	2.682.951	32,4%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

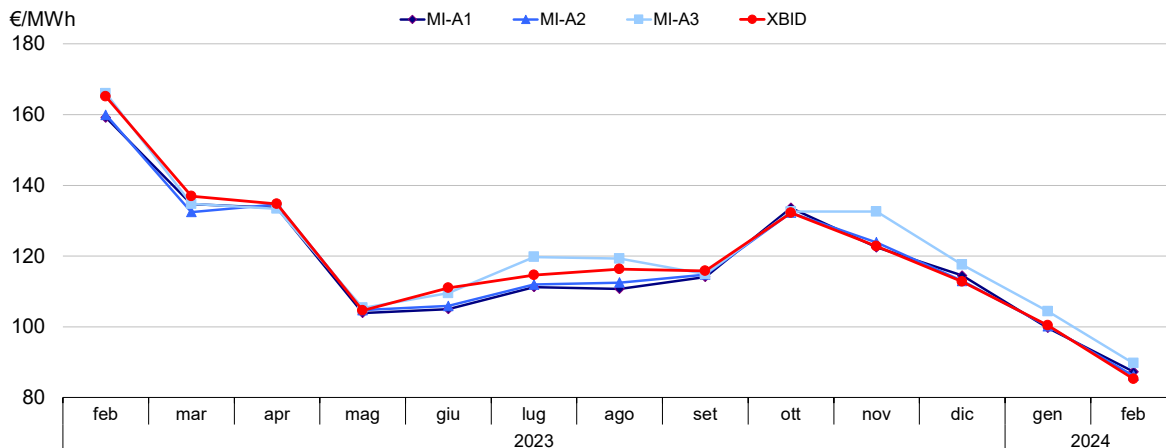


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

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	€/MWh	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	87,91	91,80	87,46	-45,8%	86,63	-46,5%	90,08	-46,1%	85,56	-48,5%
Centro Nord	87,91	91,81	87,49	-45,8%	86,63	-46,5%	90,08	-46,0%	87,12	-48,3%
Centro Sud	87,22	90,87	87,35	-44,8%	86,28	-45,9%	89,23	-46,3%	85,40	-48,0%
Sud	86,43	90,22	86,58	-44,8%	85,05	-46,2%	88,79	-45,9%	84,12	-48,2%
Calabria	86,25	90,18	86,37	-44,7%	84,78	-46,1%	88,69	-45,9%	84,39	-47,5%
Sicilia	87,25	91,12	87,21	-44,2%	85,68	-45,6%	90,09	-45,7%	84,46	-47,4%
Sardegna	86,78	90,18	87,17	-45,0%	86,07	-46,0%	89,05	-46,4%	84,82	-48,4%

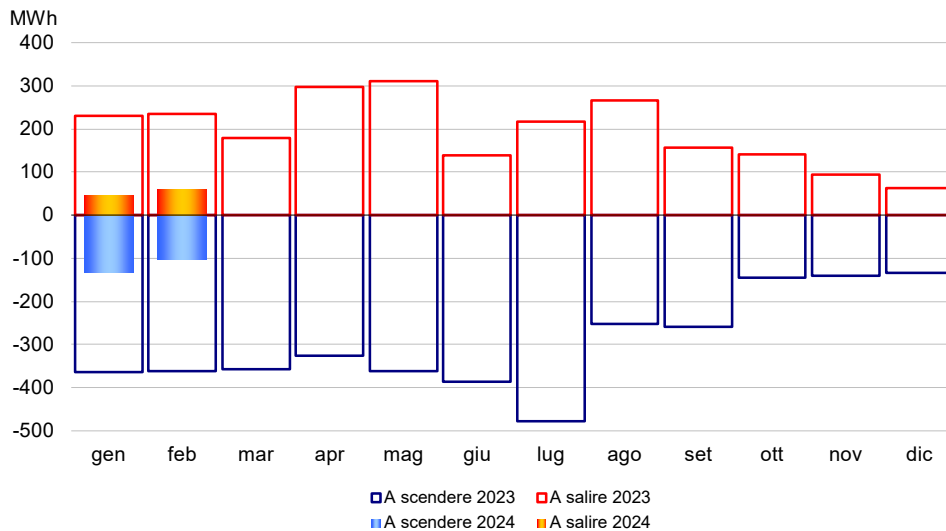
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Appaiono ancora in calo mensile, confermandosi ai minimi a 73 GWh, mentre gli acquisti del TSO nazionale risultano storici, le vendite di Terna sul mercato MSD ex-ante, pari in lieve incremento a 42 GWh (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

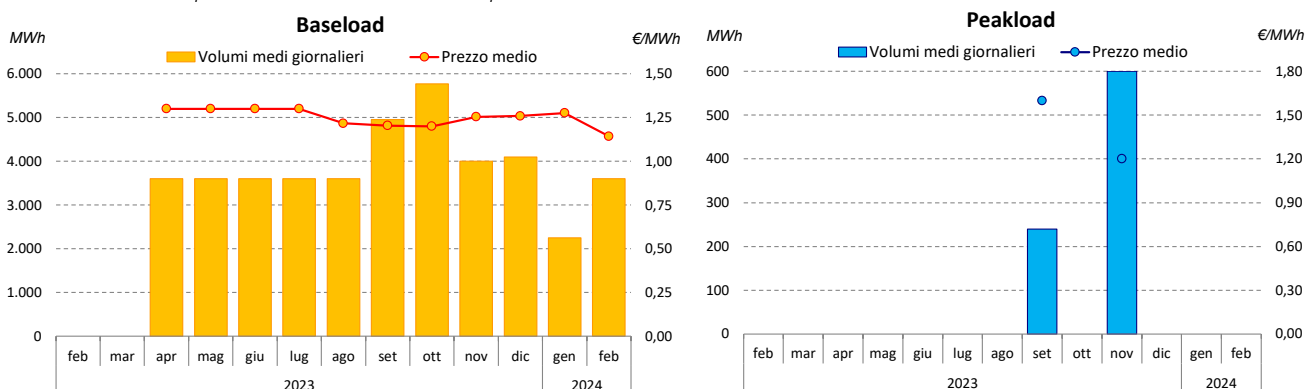
Nel MPEG si osservano 14 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', per scambi si realizzano sul prodotto baseload a un prezzo medio di 1,14 €/MWh (-0,13 €/MWh) (Figura 2). I volumi pari a 46,8 GWh (-0,4 GWh su gennaio). Gli

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzi			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	14	13/29	1,14	1,08	1,20	46.800	3.600
	(-)	0/28	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Peakload	-	0/21	-	-	-	-	-
	(-)	0/20	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Totale	14					46.800	
	(-)					(-)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE non si registrano scambi a febbraio. Il prodotto Marzo 2024 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di 80,24 €/MWh sul baseload e di 87,19 €/MWh sul peakload, mentre le rispettive posizioni

aperte risultano pari a 5,9 GWh e 0,5 GWh. Pertanto, la posizione aperta complessiva a fine mese scende a 37,7 GWh (era 44,2 GWh a fine gennaio) (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a febbraio

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Marzo 2024	80,24	-14,3%	-	-	-	-	-	8	5.944
Aprile 2024	75,17	-14,3%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2024	70,80	-19,2%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2024	79,69	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2024	75,17	-14,3%	-	-	-	-	-	5	10.920
III Trimestre 2024	81,05	-18,8%	-	-	-	-	-	5	11.040
IV Trimestre 2024	89,63	-14,3%	-	-	-	-	-	5	11.045
I Trimestre 2025	94,07	-14,3%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2025	80,64	-9,7%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		33.005

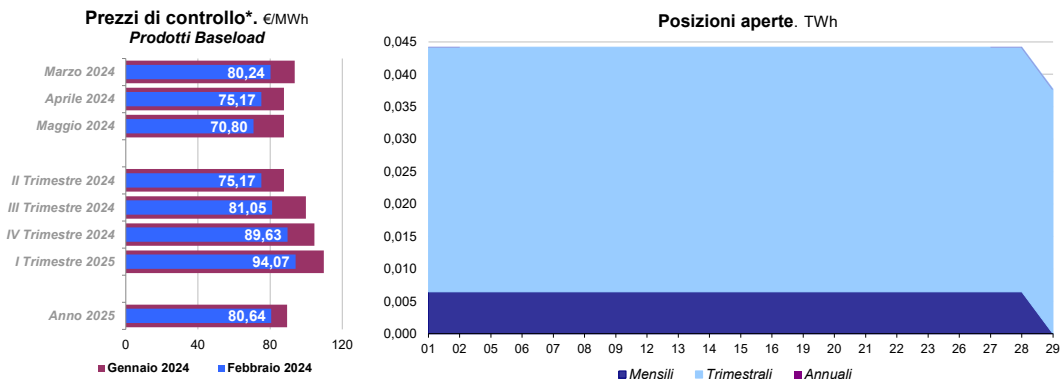
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Marzo 2024	87,19	-13,4%	-	-	-	-	-	2	504
Aprile 2024	76,54	-13,3%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2024	76,90	-18,4%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2024	82,95	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2024	78,64	-13,3%	-	-	-	-	-	2	1.560
III Trimestre 2024	86,28	-17,9%	-	-	-	-	-	2	1.584
IV Trimestre 2024	103,32	-13,4%	-	-	-	-	-	2	1.584
I Trimestre 2025	104,45	-14,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2025	86,59	-10,1%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		4.728
TOTALE			-	-	-	-	-		37.733

* 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)

Le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a febbraio risultano in lieve aumento a 16,4 TWh (+1,5%), con una posizione netta a 10,5 TWh (Tabella 11).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, rimane stabile a 1,55 (Grafico 10).

I programmi registrati ammontano a 4,7 TWh nei conti in immissione e a 7,5 TWh in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 5,8 TWh e a 3,0 TWh.

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

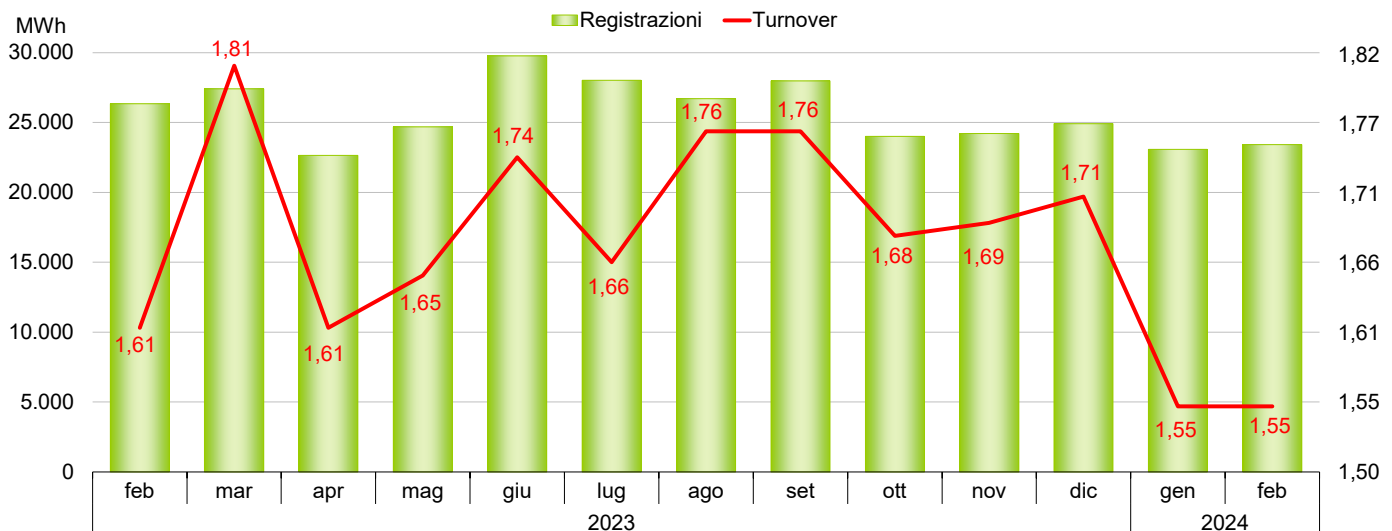
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	2.639.196	+53,2%	16,1%	Richiesti	5.852.008	-21,5%	7.489.601	-8,4%
Off Peak	3.330	- 68,0%	0,0%	Rifiutati	1.138.825	+32,0%	711	+8071,3%
Peak	4.158	- 46,8%	0,0%	Registrati	4.713.183	-28,5%	7.488.890	-8,4%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	2.646.684	+52,1%	16,2%	Sbilanciamenti a programma	5.823.826	+24,9%	3.048.120	-2,6%
Totale Non standard	13.653.633	- 17,7%	83,5%	Saldo programmi	-	-	2.775.707	+73,4%
PCE bilaterali	16.300.317	- 11,1%	99,7%					
MTE	6.072	- 51,5%	0,0%					
MPEG	46.800	100%	0,3%					
TOTALE PCE	16.353.189	- 10,9%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	10.537.009	- 7,7%						

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 febbraio i consumi di gas naturale in Italia si portano a 6.356 milioni di mc (67,2 TWh), in flessione rispetto al mese precedente e su livelli più bassi da oltre quindici anni per il mese in analisi. Le importazioni si attestano complessivamente a 4.703 milioni di mc (49,7 TWh), di cui il 31% tramite rigassificatori GNL (15,4 TWh), mentre la produzione nazionale risulta pari a 220 milioni di mc (2,3 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, in calo le erogazioni, pari a 15,1 TWh, con la giacenza complessiva a fine mese inferiore solo ai livelli massimi raggiunti lo scorso anno. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME

i volumi negoziati si portano a 14,4 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 21,4%. Gli scambi risultano ancora concentrati nei mercati a contrattazione continua, sia day-ahead (8,7 TWh) che intraday (3,9 TWh), con un peso complessivo dell'88% sul totale contrattato a pronti. Mediamente a gennaio l'IG Index (IGI), l'indice di prezzo lanciato dal GME il 19 luglio, si attesta a 27,72 €/MWh, in linea con quanto osservato negli stessi giorni sui principali hub europei. Le quotazioni registrate nel corso del mese su tutti i mercati a pronti risultano anch'esse su valori inferiori ai 28 €/MWh.

IL CONTESTO

A febbraio i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 6.356 milioni di mc (67,2 TWh), in calo sul mese precedente e sui valori più bassi da oltre quindici anni per il mese in analisi. La flessione appare trainata dai consumi del settore civile, pari a 3.587 milioni di mc (37,9 TWh), in presenza di temperature più miti rispetto alla media del periodo, e da quelli del settore termoelettrico, pari a 1.622 milioni di mc (17,2 TWh), in corrispondenza di un incremento delle importazioni di energia elettrica e di una maggiore offerta rinnovabile. In aumento su gennaio solo i consumi del comparto industriale, pari a 970 milioni di mc (10,3 TWh), mentre scendono ancora le esportazioni e gli altri consumi, a 176 milioni di mc (1,9 TWh).

Sul lato delle importazioni (4.703 milioni di mc, 49,7 TWh) aumentano su base mensile sia i volumi di gas in entrata

tramite gasdotto, a 3.246 milioni di mc (34,3 TWh), che quelli tramite rigassificatori GNL, a 1.456 milioni di mc (15,4 TWh). La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra dinamiche rialziste a Mazara, sempre principale via di approvvigionamento (14,3 TWh, 29% del totale importato), a Tarvisio (3,2 TWh) e a Passo Gries (6,6 TWh), con la quota di questi ultimi che sale complessivamente al 20% (+3,4 p.p.). In aumento l'incidenza dei flussi anche nei rigassificatori GNL di Piombino (3,6 TWh, 7,2% del totale importato, +4 p.p.) e Panigaglia (2,0 TWh, 4,1% del totale, +2 p.p.).

A febbraio continuano le erogazioni dai siti di stoccaggio (15,1 TWh), pari al 23% del totale immesso in rete, con la giacenza complessiva di gas naturale nell'ultimo giorno del mese che ammontava a 5.850 milioni di mc (61,8 TWh), valore tra i più alti da oltre dodici anni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.703	49,7	-8,2%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.348	14,3	-18,3%
Tarvisio	306	3,2	-17,2%
Passo Gries	625	6,6	-26,6%
Gela	137	1,4	-30,3%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	830	8,8	+18,4%
Panigaglia (GNL)	192	2,0	-29,1%
Cavarzere (GNL)	667	7,0	-7,1%
Livorno (GNL)	258	2,7	-29,8%
Piombino (GNL)	340	3,6	-
Produzione Nazionale	220	2,3	-4,8%
Erogazioni da stoccaggi	1.433	15,1	-28,7%
TOTALE IMMESSO	6.356	67,2	-13,7%
Riconsegne rete Snam Rete Gas			
	6.180	65,3	-12,9%
Industriale	970	10,3	-5,5%
Termoelettrico	1.622	17,2	-12,9%
Reti di distribuzione	3.587	37,9	-14,7%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	176	1,9	-35,5%
TOTALE CONSUMATO	6.356	67,2	-13,7%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	6.356	67,2	-13,7%

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

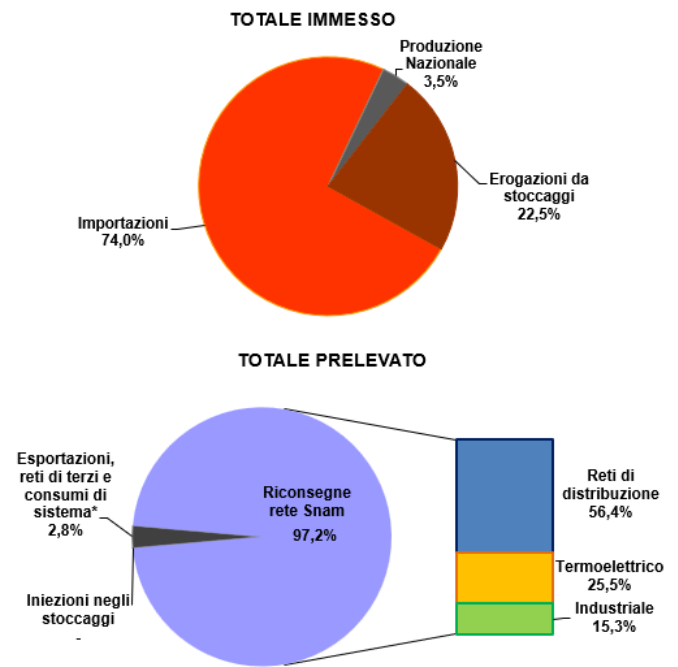
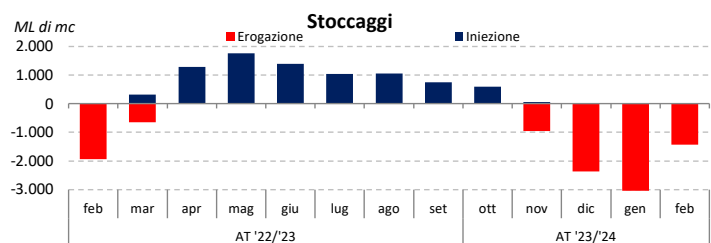
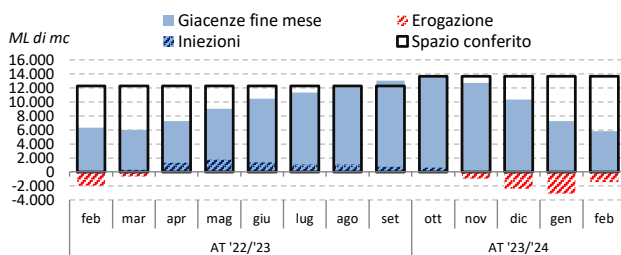


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 29/02/2024)	5.850	61,8	-7,7%
Erogazione (flusso out)	1.433	15,1	-28,7%
Iniezione (flusso in)	-	0,0	-
Flusso netto	1.433	15,1	-28,7%
Spazio conferito su base annuale	13.664	144,5	+7,5%
Giacenza/Spazio conferito	42,8%		-8,9 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei le quotazioni, al quarto calo mensile consecutivo, scendono sui livelli più bassi da giugno 2021, portandosi a 27,8 €/MWh al PSV (-3,3 €/MWh su gennaio) e a 25,8 €/MWh al TTF (-4,0 €/MWh). I due riferimenti mostrano valori più alti nella prima settimana del mese e un andamento ribassista nel corso di

quasi tutto febbraio, fino a toccare minimi giornalieri tra i 24 e 26 €/MWh. Lievi rialzi dei prezzi si osservano negli ultimi giorni di febbraio, quando il PSV si riporta sopra i 28 €/MWh. Lo spread mensile tra la quotazione italiana e quella olandese si porta a 2 €/MWh (era 1,3 €/MWh il mese precedente), oscillando tra 0,2 €/MWh e +3,4 €/MWh di fine mese.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Con riferimento ai prezzi, a febbraio l'IG Index pubblicato quotidianamente dal GME a partire dal 19 luglio si attesta in media a 27,72 €/MWh, mostrando dinamiche sostanzialmente allineate a quelle dei prezzi sui principali hub europei nei corrispondenti giorni. Nei singoli mercati a pronti le quotazioni si attestano tutte sotto i 28 €/MWh, con un minimo a 27,08 €/MWh osservato nel comparto intraday AGS nelle due sessioni con scambi registrate a fine febbraio. In relazione invece ai volumi, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 14,4 TWh, con una quota sul totale consumato a 21,4% (era il 18,0% a gennaio).

Rispetto al mese precedente, sull'orizzonte day-ahead gli scambi si confermano in crescita (+4%), per effetto di un ulteriore incremento dei volumi contrattati nel comparto a negoziazione continua (8,7 TWh), il cui peso sul mercato a pronti supera il 60%, mentre scendono le contrattazioni nel segmento AGS (1,6 TWh), pari all'11% dei volumi totali del MP-GAS. Relativamente a quest'ultimo, a febbraio le movimentazioni di Snam registrano un arretramento lato

acquisto (0,4 TWh), mentre risultano circa raddoppiate lato vendita (1,3 TWh). In aumento su gennaio anche la contrattazione sull'orizzonte intraday, dove gli scambi si attestano a 4,0 TWh (+5%), concentrati sul segmento a negoziazione continua (3,9 TWh), il cui peso sul mercato a pronti rimane stabile al 27%. Su tale comparto aumentano sia le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,8 TWh, +8%), solo in vendita, che le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (3,1 TWh, +3%). Nel comparto AGS, invece, gli scambi ammontano a 0,04 TWh, registrati nelle sessioni del 27 e 29 febbraio.

Le quantità scambiate sul MGS scendono al minimo storico di 0,14 TWh (erano 0,43 TWh a gennaio), in virtù sia di un calo delle movimentazioni effettuate da Snam (0,11 TWh), dinamica registrata su entrambi i lati del mercato e con finalità di bilanciamento, che delle contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,03 TWh.

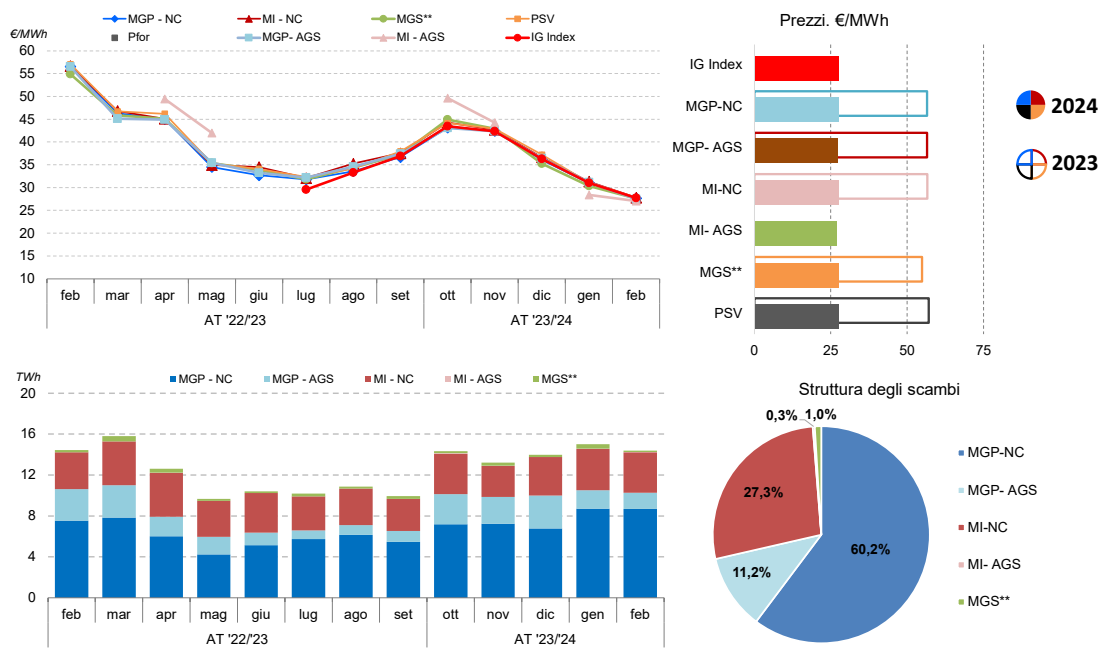
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a febbraio non sono stati registrati scambi.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, LSEG

	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh		
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var	
IG Index	27,72	(-)	25,04	31,41			
MP-GAS							
<i>MGP</i>							
<i>Negoziazione continua</i>	27,66	(56,52)	-51,1%	24,50	33,90	8.675.136	(7.536.648) +11,1%
<i>Comparto AGS</i>	27,48	(56,55)	-51,4%	25,15	30,61	1.607.976	(3.100.272) -49,9%
<i>MI</i>							
<i>Negoziazione continua</i>	27,79	(56,64)	-50,9%	25,00	34,39	3.935.376	(3.579.696) +6,1%
<i>Comparto AGS</i>	27,08	(-)	+0,0%	26,60	27,56	44.208	(-) -
<i>MGS**</i>	27,59	(54,90)	-49,7%	25,00	30,99	137.867	(214.741) -38,0%
<i>Stogit</i>	27,59	(54,90)	-49,7%	25,00	30,99	137.867	(214.741) -38,0%
<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.

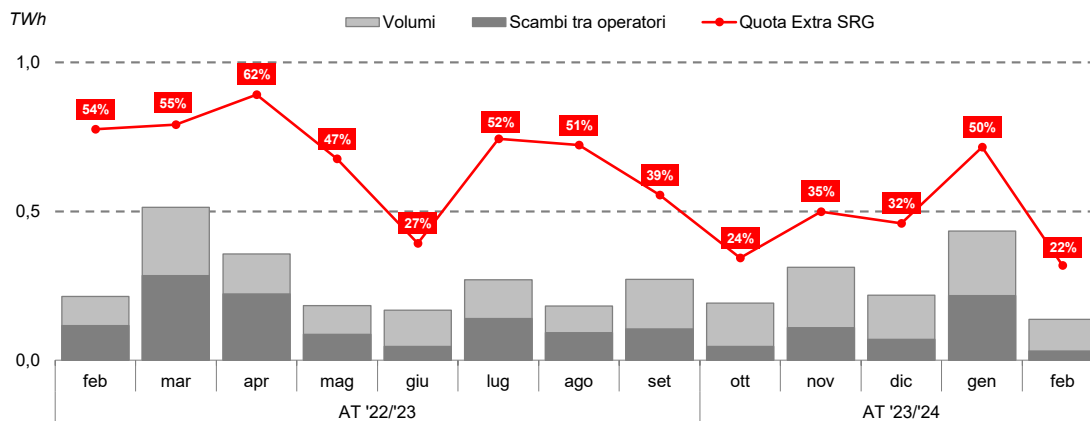
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	137.867	(214.741)	137.867	(214.741)	-	(-)	-	(-)
SRG	95.502	(46.657)	11.654	(51.587)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	95.502	(46.657)	11.654	(51.587)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	42.365	(168.084)	126.213	(163.154)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



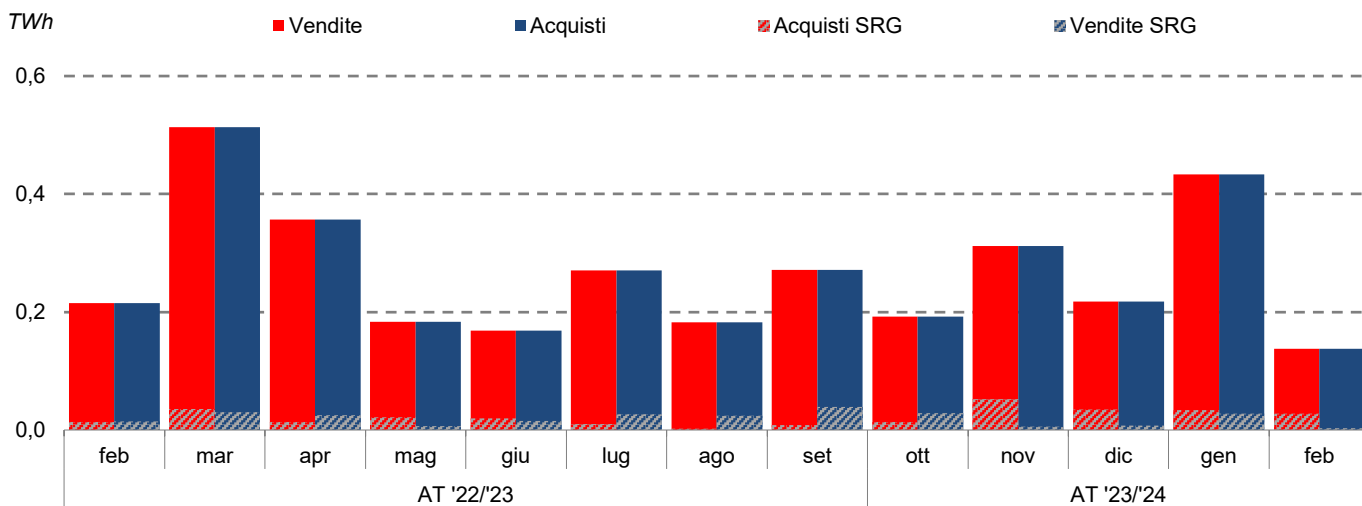


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziations	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %		
BoM-2024-02	-	-	29,44	-5,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2024-03	-	-	26,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-03	-	-	26,42	-14,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-04	-	-	24,70	-21,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-05	-	-	25,16	-15,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-06	-	-	25,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-02	-	-	24,94	-19,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-03	-	-	25,95	-17,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-04	-	-	28,15	-19,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-01	-	-	30,91	-15,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2024/2025	-	-	29,36	-17,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2024	-	-	26,32	-15,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2025	-	-	28,90	-21,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
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

■ A febbraio si confermano in crescita le quotazioni del greggio e dei suoi derivati, mentre i prezzi del carbone, del gas e dei principali riferimenti elettrici in Europa, ancora in calo, scendono ai minimi dall'estate 2021.

Al secondo rialzo mensile, le quotazioni del Brent salgono a 85,89 \$/bbl (+4% su gennaio) e analogo risulta anche l'andamento per l'olio combustibile e il gasolio, rispettivamente a 562,57 \$/MT (+5%) e 833,24 \$/MT (+6%). Quarta flessione mensile consecutiva, invece, per il carbone che, mai così basso da giugno 2021, si porta poco sopra 100 \$/MT (103,15 \$/MT, -7%), pur tornando a sfiorare 110 \$/MT a fine mese. I mercati futures rivedono al

rialzo le quotazioni di greggio e combustibili per i prossimi mesi, attese tuttavia su livelli inferiori agli attuali spot, ad eccezione dell'olio combustibile. In debole calo mensile il tasso di cambio euro/dollaro (1,08 €/\$, -1%), con conseguente lieve accentuazione della crescita dei prezzi di greggio e derivati e attenuazione della flessione del riferimento del carbone nelle loro conversioni in euro.

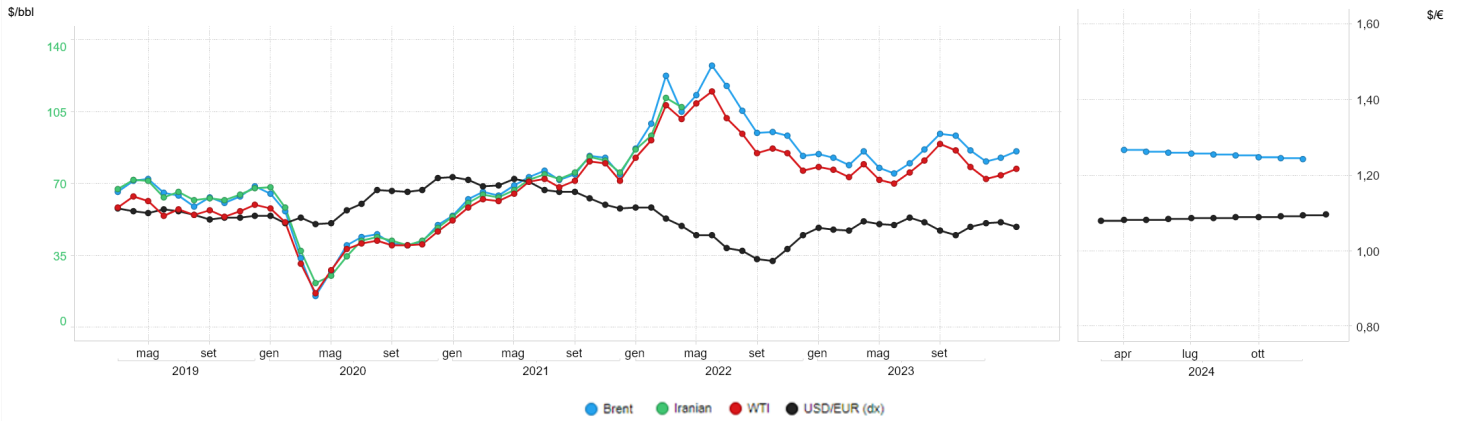
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

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	85,89	4%	4%				81,72	4%	80,99	3%		
Olio Combustibile	USD/MT	562,57	5%	2%	491,25	470,70	1%	472,76	2%	473,15	3%	436,35	0%
Gasolio	USD/MT	833,24	6%	3%	855,00	844,51	9%	818,86	7%	799,37	7%		
Carbone	USD/MT	103,15	-7%	-29%	101,20	103,15	5%	93,44	2%	90,84		102,68	-6%

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	79,59	5%	3%			-	75,55	-	74,78	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	521,33	6%	2%		435,73	-	437,07	-	436,89	-	397,84	-
Gasolio	EUR/MT	772,21	7%	3%		781,74	-	757,01	-	738,08	-		-
Carbone	EUR/MT	95,64	-6%	-29%		95,49	-	86,39	-	83,88	-	93,61	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,08	-1%	1%	1,08	1,08	-	1,08	-	1,08	-	1,10	-

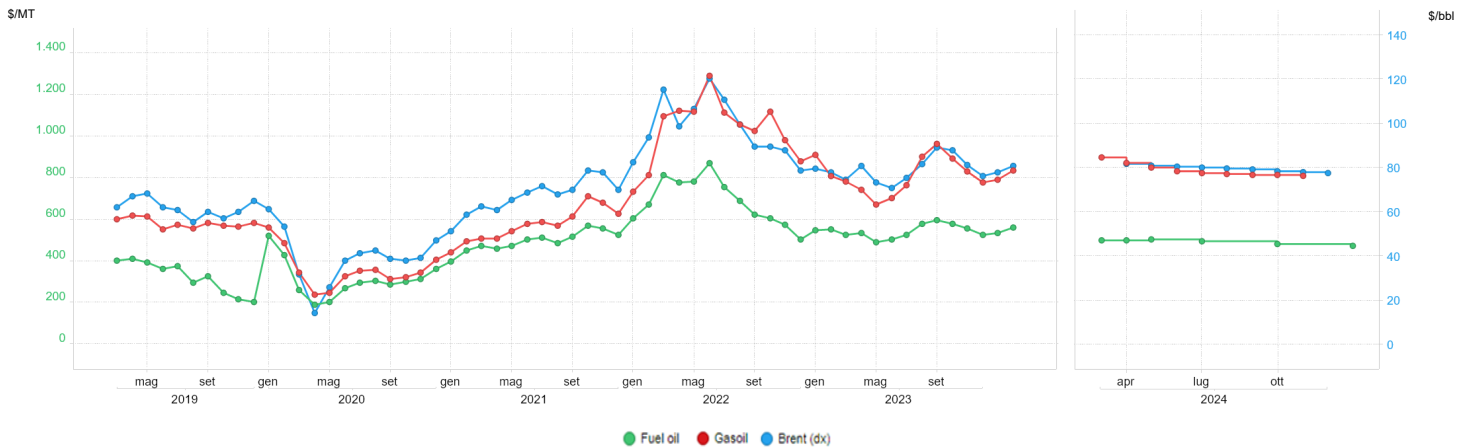
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



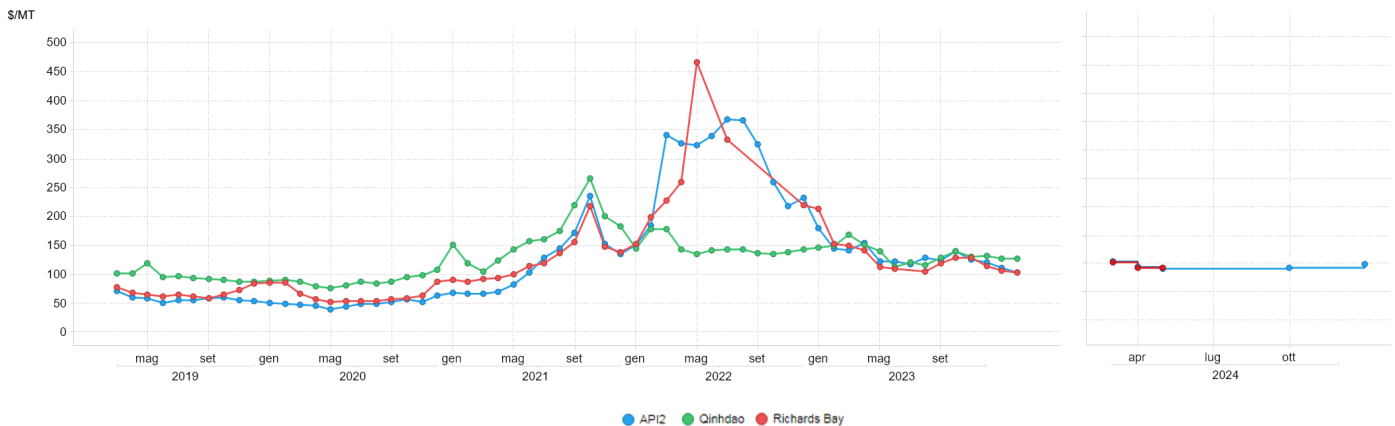
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



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

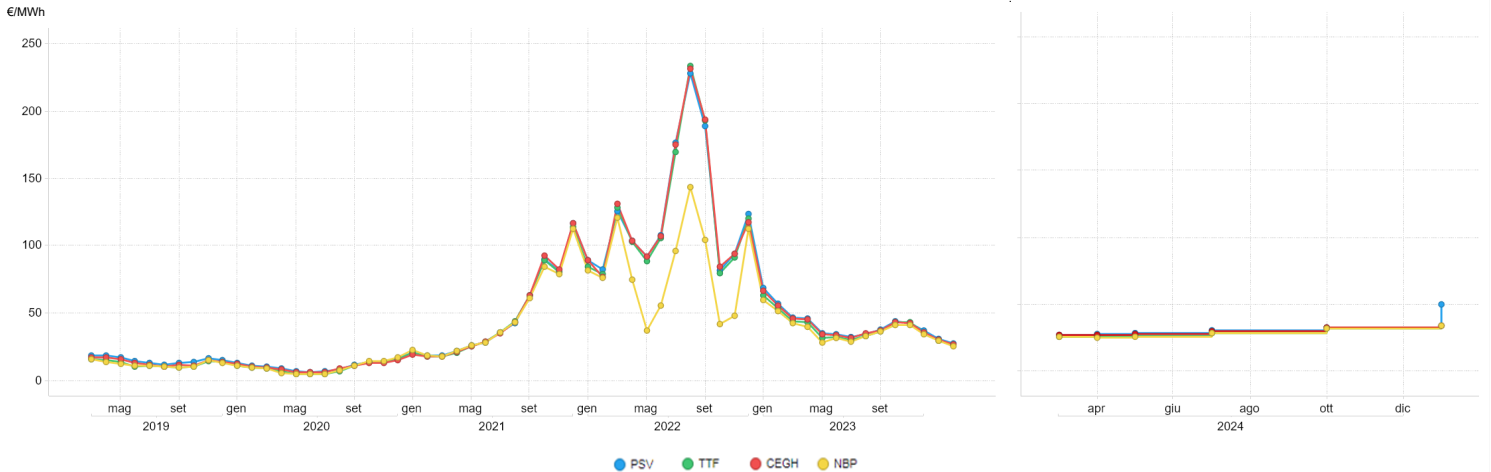
Fonte: LSEG Data & Analytics

Sempre in calo da novembre anche i prezzi del gas sui principali hub europei, tutti ai minimi da giugno 2021, e pari a 27,79 €/MWh al PSV italiano (-11%) e a 25,83 €/MWh al TTF (-13%), con lo spread tra i due riferimenti

che torna a sfiorare 2 €/MWh (1,96 €/MWh, +0,67 €/MWh). In ottica prospettica, i mercati a termine esprimono aspettative di prezzi in calo, su livelli poco distanti dagli 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	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
PSV	IT	27,79	-11%	-51%	30,13	27,07	-11%	27,61	-12%	28,49	-11%	30,49	-10%
TTF	NL	25,83	-13%	-52%	28,95	25,75	-14%	25,92	-14%	26,05	-12%	29,71	-11%
CEGH	AT	27,07	-11%	-51%	28,97	26,83	-12%	27,25	-12%	27,50	-13%	31,12	-10%
NBP	UK	25,45	-14%	-51%	29,18	25,29	-14%	25,26	-14%	25,64	-65%		



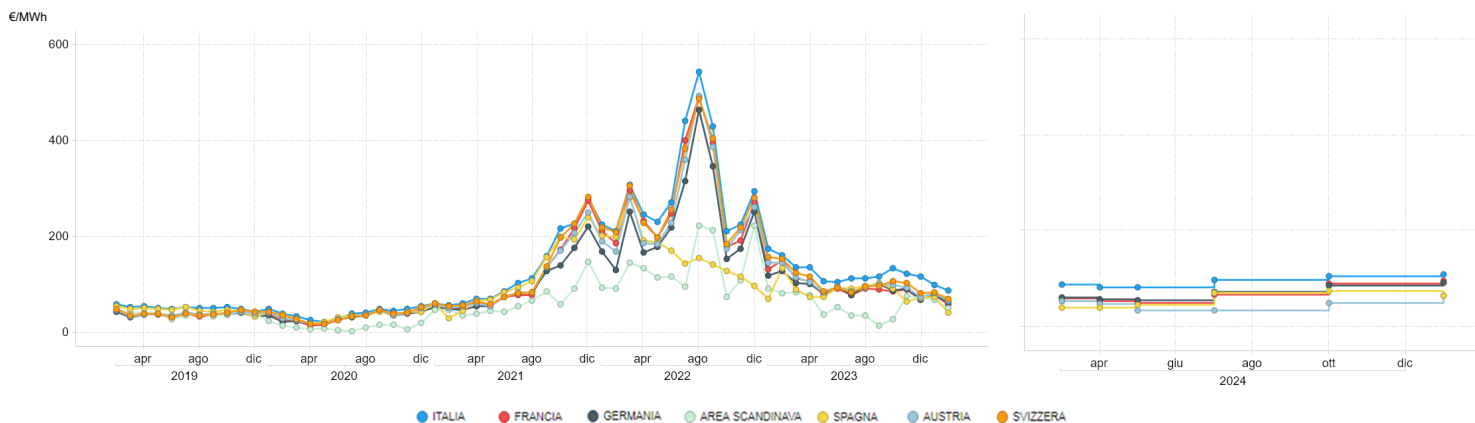
Fonte: LSEG Data & Analytics

Proseguono ancora in riduzione anche tutti i riferimenti elettrici europei. Il calo del Pun italiano (87,63 €/MWh, -12% su gennaio) risulta analogo a quello dei costi del gas al PSV, mentre più intensa appare la flessione sulle altre borse, con prezzi attestatisi in Europa centrale tra 58 €/MWh della Francia (-24%) e 70 €/MWh della Svizzera

(-17%), e sempre più bassi nell'Area scandinava (51 €/MWh, -25%) e in Spagna (40 €/MWh, -46%). Ancora ribassiste le aspettative espresse dai mercati a termine, che indicano livelli di prezzo attorno agli attuali spot a marzo e poi progressivamente in calo, in linea con l'andamento stagionale della domanda.

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	87,63	-12%	-46%	95,06	87,47	-11%	81,62	-14%	81,57	-7%	85,15	-9%
FRANCIA	58,37	-24%	-61%	73,72	57,87	-19%	52,94	-19%	47,58	-20%	72,86	-10%
GERMANIA	61,34	-20%	-52%	73,75	60,43	-17%	56,84	-17%	54,05	-15%	73,96	-13%
AREA SCANDINAVA	50,92	-25%	-38%	55,00	52,28	-16%	46,29	-19%	32,79	-22%	38,62	-10%
SPAGNA	40,00	-46%	-70%	59,30	37,85	-34%	39,01	-26%	44,91	-19%	54,13	-11%
AUSTRIA	65,78	-19%	-55%									
SVIZZERA	69,92	-17%	-55%									



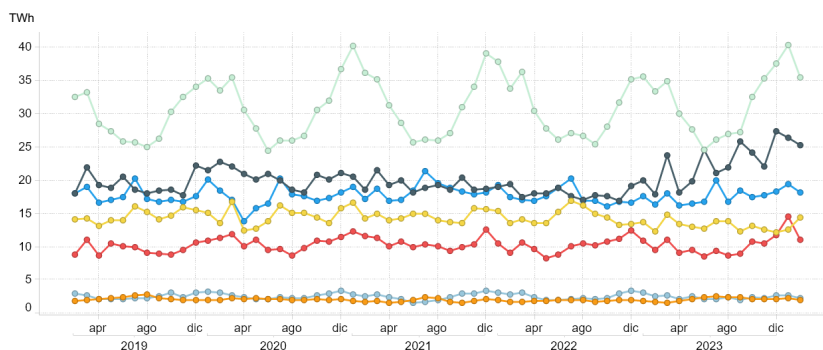
Fonte: LSEG Data & Analytics

Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici a pronti si osservano diffusi e decisi rialzi annuali. Su base mensile i volumi risultano in riduzione, rispetto ai livelli molto elevati di

gennaio, in Francia (11,1 TWh, -19%) e nell'Area scandinava (35,5 TWh, -6%), stabili in Italia (18,1 TWh) e in crescita in Germania (25,3 TWh, +2%) e in Spagna (14,5 TWh, +23%).

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

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,1	0%	7%
FRANCIA	11,1	-19%	12%
GERMANIA	25,3	2%	37%
AREA SCANDINAVA	35,5	-6%	3%
SPAGNA	14,5	23%	14%
AUSTRIA	2,2	-13%	-15%
SVIZZERA	2,1	-4%	20%



* 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

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.

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 febbraio, il prezzo medio sale a 251,30 €/tep (+1,1%), mentre gli scambi scendono a 91 mila tep (-26%). Sulla piattaforma bilaterale, invece, il prezzo medio rimane sostanzialmente stabile a 243,92 €/MWh, mentre i volumi crescono a 93,7 mila tep (+13,5%).

Con riferimento alle Garanzie d'Origine le quotazioni medie risultano in forte calo sia sul mercato (MGO), a 1,18 €/MWh, che sui bilaterali, a 1,73 €/MWh, mentre aumentano i volumi su entrambe le modalità di scambio (MGO: 166 GWh, +99%;

PB-GO: 9 TWh circa, +2%). Nell'ambito del meccanismo di incentivazione dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC), ad inizio mese sono entrate in vigore le modifiche alle Regole di funzionamento del Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti, adeguate ai sensi dell'articolo 3, comma 3.6, delle medesime Regole, al fine di dare attuazione alle disposizioni di cui al Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica n. 107 del 16 marzo 2023. In tale contesto, su MCIC anche nella sessione di febbraio non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a febbraio si attesta a 251,30 €/tep, in crescita dell'1,1% rispetto al mese precedente. Sostanzialmente stabile, invece, la quotazione registrata sulla piattaforma bilaterale, a 243,92 €/tep (-0,1%) con conseguente ampliamento dello spread con il corrispondente valore di mercato a 7,38 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce, tuttavia, a 2,33 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 98% (-1 p.p. su gennaio). In calo al 26% (-39 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli

minimo e massimo di mercato (250,00-252,50 €/tep).

Nel mese di febbraio, i titoli negoziati sul MTEE calano a 91 mila tep (-26% su gennaio), con la liquidità del mercato al 49% (-11 p.p. rispetto al mese precedente), a fronte anche di un incremento delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 94 mila tep (+13,5%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine febbraio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 71.526.114 tep, in aumento di 107.292 tep rispetto a fine gennaio. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.435.840 tep, in aumento di 107.292 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	251,30	+1,1%	250,00	252,50	91.348	-26,1%	22,96	-25,3%	286	+63,4%	0,3%	+0,2 p.p.	2	-1
Bilaterali con prezzo >1	243,92	-0,1%	0,00	251,96	93.739	+13,5%	22,86	+13,3%						
	248,96	+0,8%	208,11	251,96	91.840	+12,4%	22,86	+13,3%						
Totale	247,56	+0,3%	0,00	252,50	185.087	-10,3%	45,82	-10,0%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

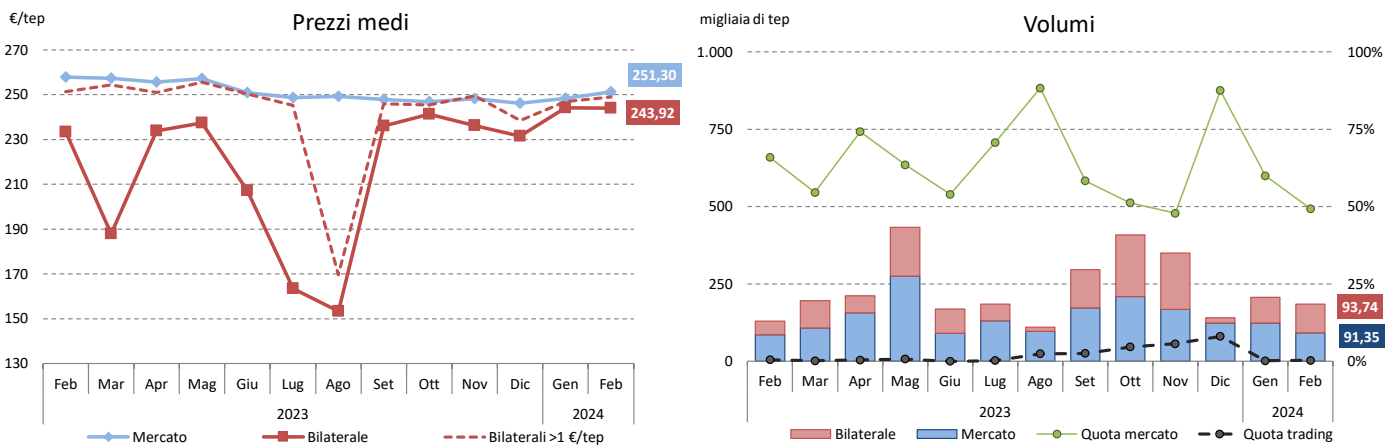


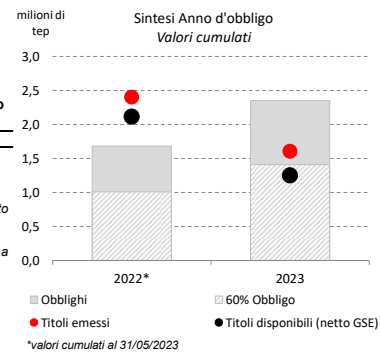
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2023

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	Volumi >260 €/tep						
30	248,30	1.206.836	843.665	843.665	247,50	780.052	248,17	3.435.840	71.526.114	2.188.270

*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.

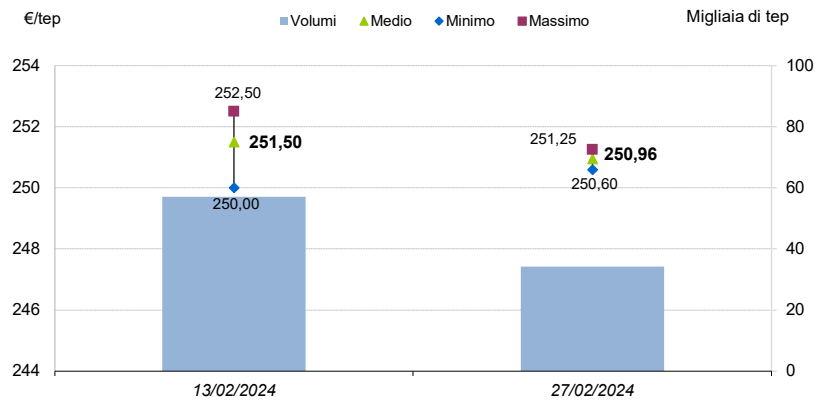
**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento. I Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati e comprendono quelli emessi sul conto del GSE a seguito di ritiro. I Titoli disponibili sono calcolati come somma dei titoli emessi al netto dei ritirati,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



L'analisi delle due sessioni del mese mostra quotazioni medie stabili nell'intorno dei 251 €/tep e volumi concentrati prevalentemente nella prima sessione del mese (57 mila tep).

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, risulta in calo sul mese precedente a 1,18 €/MWh (-46,7%), così come le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale, scese a 1,73 €/MWh (-46,2%), e il loro differenziale, che si riduce a 55 c€/MWh. Sul MGO le quotazioni delle quattro tipologie scambiate si collocano tra 1,14 €/MWh della tipologia Eolico e 1,25 €/

MWh del Solare. Variano, invece, tra i 0,04 €/MWh della tipologia Gas Trasporti Non Esportabile ed i 6,08 €/MWh delle tipologie Geotermico e Altro i prezzi sulla PBGO. In crescita, rispetto ai livelli del mese precedente, i volumi negoziati su entrambe le modalità di contrattazione, saliti a 166 mila MWh sul MGO e a quasi 9 TWh sulla PB-GO (rispettivamente +99% e +2%).

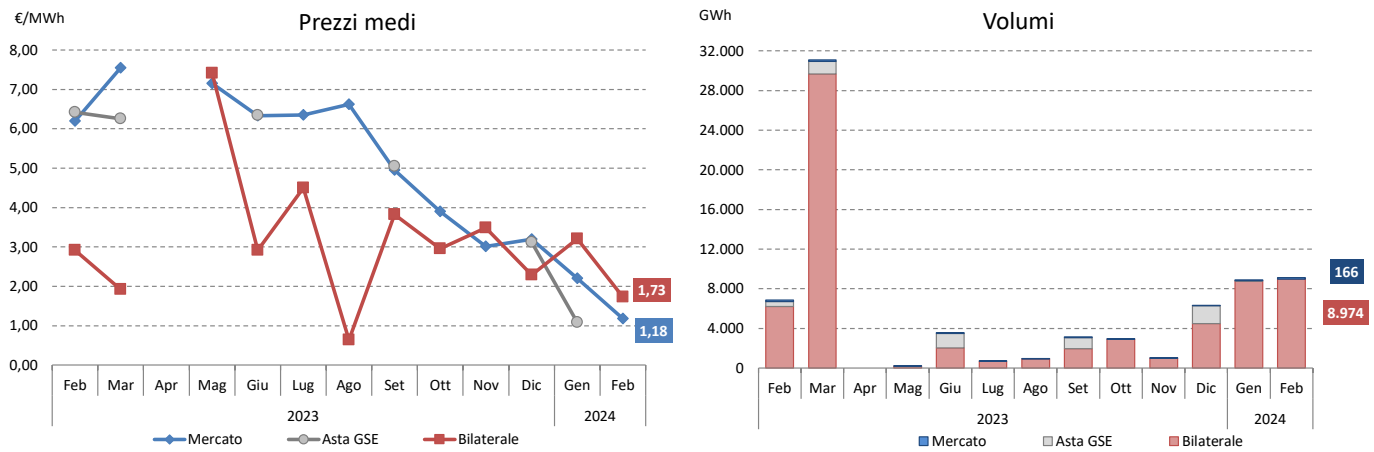
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	1,18	-46,7%	1,00	1,95	166.429	+98,9%	195.589	+6,0%
Settore Elettrico	1,18	-46,7%	1,00	1,95	166.429	+98,9%	195.589	+6,0%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilaterali	1,73	-46,2%	0,00	9,50	8.974.114	+2,2%	15.483.678	-45,1%
Settore Elettrico	1,75	-46,1%	0,00	9,50	8.844.143	+1,8%	15.478.282	-45,1%
Settore Gas	0,04	-17,0%	0,01	0,10	129.971	+28,2%	5.396	+6,5%
con prezzo >0	2,13	-38,7%	0,01	9,50	7.275.995	-10,4%	15.483.678	-45,1%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

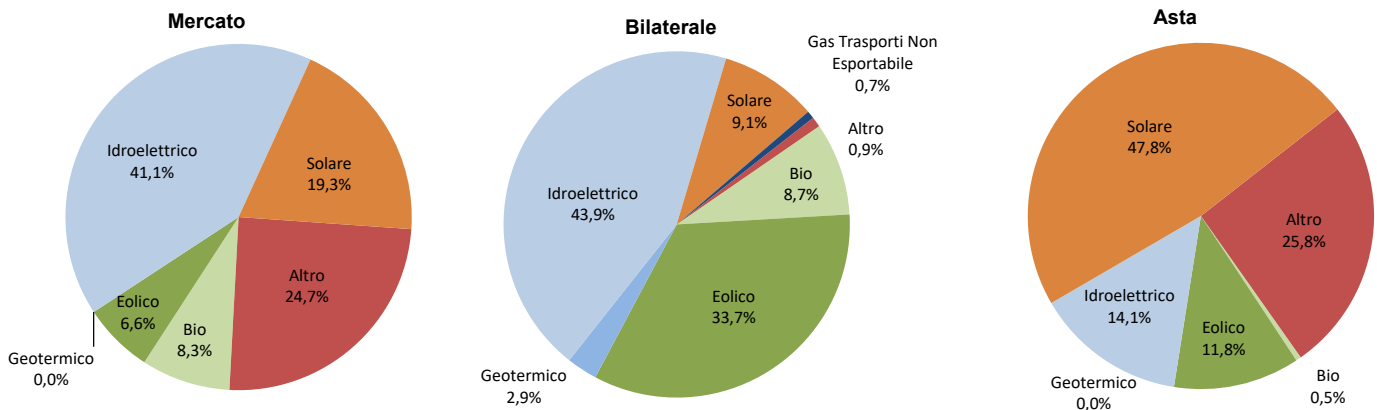


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2023 evidenzia una predominanza della tipologia

Idroelettrico sul mercato (41%) e sulla piattaforma bilaterale (44%) e Solare (48%) nelle aste di assegnazione del GSE.

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

Fonte: dati GME



HIGHLIGHTS SUL MERCATO DEL GAS NATURALE 2023-2024

di Gian Paolo Repetto - RIE

(continua dalla prima)

Pur in un mercato internazionale ancora carente di offerta, alla forte contrazione della domanda europea ha fatto seguito un modesto utilizzo degli stoccaggi - riempiti a caro prezzo nell'estate 2022 - che hanno finito la stagione di erogazione con un livello di riempimento del 56% rispetto al critico 26% del 2022. Ciò, unito a buoni afflussi di GNL per tutto l'anno, ha favorito una sensibile riduzione dei prezzi dai picchi storici del 2022, nonostante il continuo declino delle forniture di gas russo verso l'Unione Europea. Infatti, a partire da metà dicembre 2022 si è andato affermando, per buona parte del 2023, un trend di discesa dei prezzi con un calo progressivamente più rapido e più ampio delle attese. Il TTF olandese ha segnato una media annua di 40,7 €/MWh (42,3 €/MWh l'hub italiano PSV) in riduzione del 65% in confronto alla media del 2022.

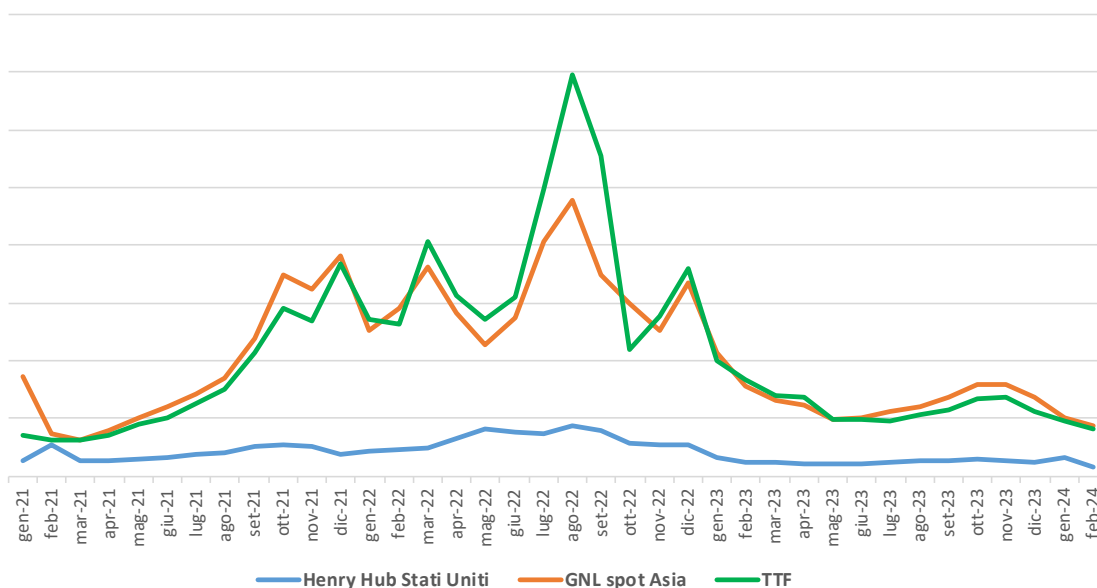
La diminuzione si apprezza maggiormente attraverso un'analisi dei valori mensili (fig.1), passati dai 234 €/MWh di agosto 2022 ai 33 €/MWh dell'agosto successivo. Tuttavia, ad evidenziare la situazione di incertezza dei mercati, la volatilità dei prezzi è rimasta elevata, con una media superiore al 100% nel 2023, il livello più alto mai registrato, ad eccezione del 2022⁶. Infatti, la scarsità di offerta dovuta ad un aumento della produzione globale di GNL (+13 mld mc cubi), ma insufficiente⁷ a compensare il continuo calo delle forniture di gas russo in Europa (-38 mld mc), unita alle tensioni geopolitiche e ad interruzioni della produzione non pianificate, hanno continuato ad alimentare forti oscillazioni delle quotazioni spot per tutto l'anno. Da settembre i valori hanno temporaneamente ricominciato a salire fino a giungere in ottobre ad una media di 43 €/MWh. Le ragioni del nuovo improvviso aumento furono attribuite nell'ordine: a) allo scoppio del conflitto in Israele; b) al danneggiamento per "cause esterne" del gasdotto che collega l'Estonia con la Finlandia; c) a scioperi in alcuni terminali di GNL australiani. Di fatto nessuna di queste supposte cause poteva impattare

sui fondamentali di mercato – anche grazie al già raggiunto riempimento degli stoccaggi – in modo tale da spiegare una variazione dei prezzi tanto rapida e ampia, come riconosciuto in quel momento anche da molti trader⁸. Tanto che nella prima metà di ottobre una quindicina di navi cisterna cariche di gas liquido sono rimaste alcuni mesi in attesa, al largo delle coste europee, fungendo da deposito galleggiante, in attesa del momento e della destinazione più propizia⁹. L'aumento sarebbe piuttosto attribuibile a timori per l'allargamento del conflitto in Medio Oriente, a fattori tecnico-finanziari o azioni speculative slegate dall'andamento dei fondamentali.

Da novembre i valori hanno poi ripreso il trend di diminuzione protrattosi fino a febbraio 2024, con prezzi scesi sotto la soglia dei 30 €/MWh. Sulle dinamiche di inizio 2024 torneremo più avanti, riprendiamo adesso l'analisi del quadro internazionale del 2023.

L'anno scorso i prezzi spot del GNL asiatico hanno seguito una traiettoria simile a quella dei valori europei (fig. 1). L'indicatore Platts denominato JKM (Japan Korean Marker) ha visto una diminuzione del 60% rispetto al 2022 segnando una media annua di 14 \$/MBtu (circa 45 €/MWh). La minore concorrenza europea sul GNL ha ammorbidito i prezzi che, come in Europa, sono rimasti però estremamente volatili¹⁰. Analogamente al mercato europeo, l'aumento della volatilità ha rispecchiato la rigidità dei fondamentali dell'offerta, i rischi legati agli scioperi australiani negli impianti di GNL, le tensioni geopolitiche e la congestione del Canale di Panama nel quarto trimestre. Dalla seconda metà dell'anno il JKM ha riacquisito il suo premio rispetto al TTF, stimabile in circa 1,5 \$/MBtu (5 €/MWh) (vd. grafico). Nonostante la forte volatilità registrata sia sui mercati asiatici che europei, la correlazione tra il TTF e il JKM è rimasta forte (in media vicina a 0,9¹¹), rispecchiando la natura interconnessa dei mercati asiatici ed europei e la crescente quota di forniture di GNL con destinazione flessibile.

Fig. 1 Prezzi spot sulle principali aree di mercato



Fonte: elaborazioni RIE su dati WGI e Platts

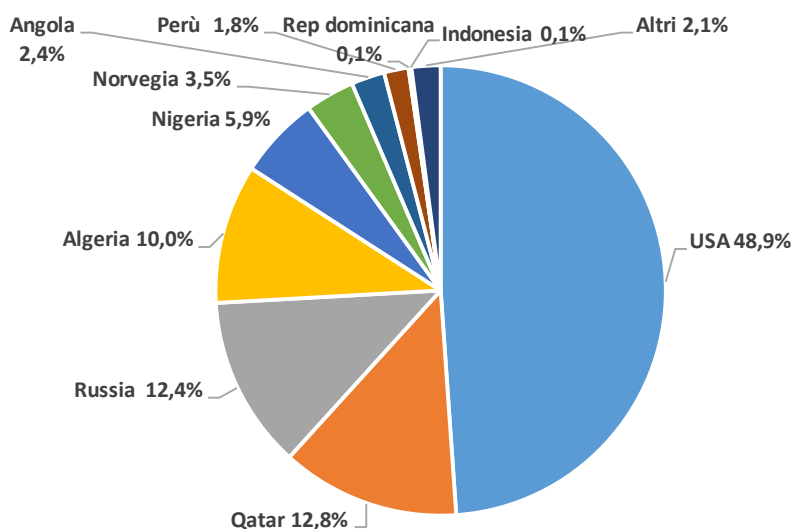
In Nord America, nel 2023 il consumo di gas naturale è cresciuto dell'1% (10 mld mc) soprattutto grazie all'aumento nella generazione termoelettrica. Negli Stati Uniti, in particolare, la produzione nazionale è aumentata del 4% (40 mld mc), raggiungendo il massimo storico di 1.065 mld mc. La forte crescita dell'offerta interna, insieme al clima invernale mite, ha esercitato una pressione al ribasso sui prezzi, crollati del 60% rispetto al 2022, attestandosi su una media di 2,7 \$/MBtu (8,5 €/MWh), allineata alla media quinquennale del periodo 2016-2020. I prezzi più bassi hanno sostenuto il passaggio dal carbone al gas nel settore dell'energia elettrica e hanno determinato l'aumento della quota del gas naturale nel mix energetico degli Stati Uniti, raggiungendo il massimo storico del 42% nel 2023¹². L'ampia disponibilità di gas nazionale ha permesso agli Stati Uniti di aumentare ulteriormente le esportazioni di GNL (+10%) diventandone il più grande fornitore al mondo e rappresentando l'87% dell'offerta aggiuntiva di GNL nel 2023. La crescita è stata trainata dal riavvio del terminale di liquefazione di Freeport LNG (Texas) e dalla entrata in esercizio dell'impianto di Calcasieu Pass (Luisiana).

Il mercato del GNL

A livello globale nel 2023 il commercio di GNL è aumentato del 2% su base annua, il tasso di crescita più basso dal 2014, se si esclude l'eccezione del 2020. Gli Stati Uniti hanno raggiunto il primo posto tra gli esportatori rifornendo 116 mld mc, superando l'Australia e il Qatar, a pari merito con 106 mld mc. Insieme, questi tre esportatori hanno rappresentato più del 60% della fornitura globale di GNL. In

Africa, le esportazioni di GNL algerino hanno registrato un aumento del 26%, per quasi 4 mld mc, destinati all'Unione Europea e alla Turchia. Il Mozambico ha aggiunto 3,6 mld mc di forniture grazie all'aumento delle esportazioni del liquefattore Coral South FLNG dopo l'avvio delle operazioni commerciali alla fine del 2022. In Europa, la Norvegia ha aumentato la produzione di GNL di 2 mld mc grazie al riavvio dell'impianto di Hammerfest nel giugno 2022. Lato domanda, la regione Asia-Pacifico è tornata a crescere, con un aumento complessivo delle importazioni di GNL del 4%, coprendo la quasi totalità delle importazioni incrementalì, con la Cina che ha riguadagnato la sua posizione di maggior importatore di GNL al mondo a seguito di un aumento della domanda di gas del 7%, davanti a Giappone e Corea¹³. In Europa, il processo di sostituzione del gas russo ha portato ad un aumento del peso del GNL sulle importazioni complessive, passato per l'area UE dal 20% nel 2021 (75 mld mc) a 42% circa nel 2023 (130 mld mc)¹⁴. Nel 2023, il principale fornitore europeo sono stati gli USA con quasi il 50% dei volumi, seguiti dal Qatar con il 13%, dalla Russia con il 12,4% e dall'Algeria con il 10%¹⁵ (fig.2). Considerando anche il gas via condotta, nel 2023, la Russia ha fornito ancora quasi il 15% delle importazioni UE. Sull'import complessivo, sia via metaniera che via gasdotto, la Norvegia ha pesato per il 28%, seguita da Russia e Algeria con il 10%. Nel frattempo la produzione interna UE è diminuita del 12% su base annua nei primi undici mesi del 2023. I Paesi Bassi da soli hanno rappresentato circa il 60% del calo complessivo per la chiusura del grande giacimento di Groningen e il continuo calo della produzione di giacimenti più piccoli.

Fig. 2 Fornitori di GNL all'Europa - 2023

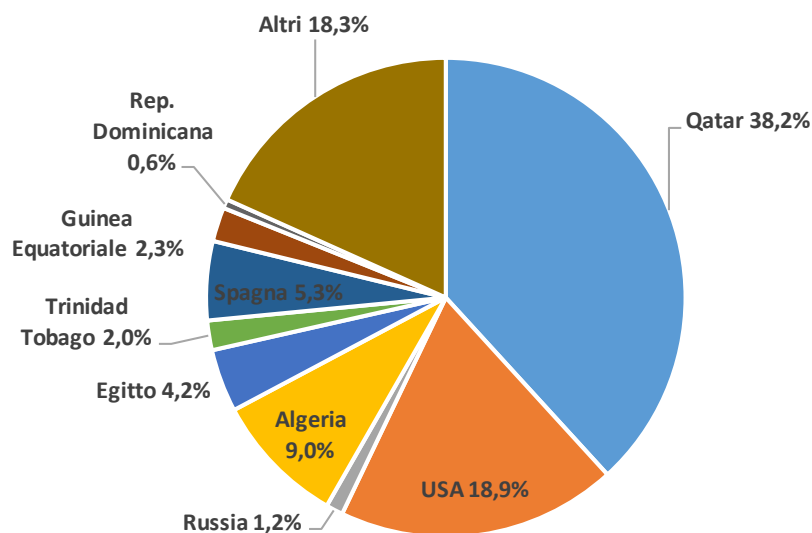


Fonte: Elaborazioni RIE su dati IEEFA

In Italia, le forniture di GNL sono state di 16,5 mld mc per un'incidenza sulle importazioni complessive del 27% rispetto al 20% del 2022 e al 14% del 2021 (10 mld mc circa). Il maggior fornitore con il 38% si

conferma il Qatar, legato con un contratto di lungo termine per le consegne al terminale di Rovigo, seguito da Stati Uniti con il 19% e dall'Algeria con il 10% (fig.3).

Fig. 3 Fornitori di GNL all'Italia - 2023



Fonte: Elaborazioni RIE su dati IEEFA

L'inizio del 2024 e le prospettive

Anche in gennaio e febbraio 2024 sugli hub europei è proseguito il trend ribassista delle quotazioni iniziato in novembre. In febbraio, al PSV i prezzi spot hanno chiuso in

media mensile con una variazione negativa dell'11% circa scendendo a 27,8 €/MWh, il valore più basso da maggio 2021. Il TTF è sceso maggiormente, fino a 26 €/MWh. Hanno pesato temperature molto miti analogamente all'inverno

scorso, con un conseguente modesto ricorso agli stoccaggi che hanno chiuso il mese con un tasso di riempimento rassicurante (57% in Italia, 63% in UE).

In Italia, dopo un gennaio in lieve ripresa, in febbraio la domanda nazionale complessiva è tornata a scendere sensibilmente rispetto allo stesso mese dello scorso anno: i primi due mesi 2024 segnano così un calo del 2,5% vs. il 2023¹⁶. Inoltre, l'offerta sia via condotta che via GNL non ha presentato problematiche, nonostante il persistere di una situazione critica a livello geopolitico. Le forniture di GNL hanno continuato a giungere in Europa in volumi sufficienti a coprire la domanda fiacca, con gli Stati Uniti primo fornitore per una quota superiore al 50% del totale¹⁷. Il 20 febbraio 2024, l'Henry Hub statunitense è sceso a 1,50 doll/Mbtu (5 €/MWh), il livello più basso dal 1997: produzione a livelli record, consumi complessivamente nella norma e scorte sui livelli superiori alla media degli ultimi 5 anni, pesano sui prezzi e si traducono in una buona disponibilità di GNL per l'esportazione, da cui traggono vantaggio i buyer europei. Quel che spiega perché gli Stati Uniti continuino ad essere il principale esportatore di GNL verso il Vecchio Continente. Tuttavia, negli ultimi giorni di febbraio, in Europa si è assistito ad un nuovo aumento della volatilità dei prezzi sia intraday che giornaliera e ad un modesto rimbalzo delle quotazioni, in conseguenza di una contenuta discesa delle temperature, di un minor apporto dell'energia eolica nel centro nord Europa e dell'annuncio di manutenzioni all'impianto di liquefazione USA di Freeport. Infatti, nonostante il quadro da diversi mesi complessivamente ribassista, il mercato non può essere considerato ancora in equilibrio stabile. Il peso assunto dal GNL, fonte a cui l'Europa si è maggiormente affidata per

superare la crisi, comporta una maggior volatilità nei volumi disponibili e quindi nei prezzi, anche per la latente concorrenza asiatica. Una consolidata sostituzione del gas russo, da cui dipende ancora il 15% delle importazioni UE, richiederà ancora un po' di tempo. Nonostante l'approssimarsi del termine della stagione invernale, le temperature di marzo saranno importanti per determinare la consistenza degli stoccaggi alla fine del periodo di erogazione e quindi il fabbisogno di riempimento. Inoltre, restano le tensioni geopolitiche assieme alle incertezze sui rapporti domanda/offerta di GNL a livello mondiale, con il mercato che resta ancora corto e tale dovrebbe rimanere ancora per 12-18 mesi; dopodiché, tra il 2025 e il 2028, è attesa entrare gradualmente in esercizio una nuova ondata di impianti di liquefazione dedicati all'esportazione, per una capacità complessiva valutata in 250-280 mld mc, la maggior parte della quale proveniente da USA e Qatar¹⁸. Nel frattempo le tensioni geopolitiche e le incognite sulle dinamiche della domanda mondiale potrebbero mantenere sui mercati fattori di incertezza con impatto sui prezzi.

La crisi energetica globale innescata dall'invasione russa dell'Ucraina ha messo la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale in primo piano nelle politiche energetiche; le incertezze sui prossimi equilibri evidenziano l'opportunità di rafforzare la cooperazione internazionale e l'Unione Europea ha incominciato a farlo¹⁹. La crisi ha di fatto costituito un importante banco di prova, da cui trarre lezione, per valutare la capacità delle politiche energetiche europee di fornire adeguate risposte e di perseguire le finalità di interesse generale cui dovrebbero tendere, alla luce del perdurare delle tensioni internazionali e delle difficoltà economiche e sociali causate dagli elevati prezzi dell'energia.

¹ Fonte: Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), Gas Market Report Q1-2024, febbraio 2024;

² Considerando i primi sei principali mercati per dimensione, Germania, UK, Italia, Francia, Olanda e Spagna, che rappresentano circa il 70% della domanda europea, si osserva come la riduzione dei consumi si muova in un range che va da un minimo del -4% dei Paesi Bassi, a -12% della Spagna;

³ Fonte AIE, op. citata;

⁴ Dati MASE, Statistiche dell'Energia;

⁵ In questo secolo, solo nel 2014 si raggiunse un consumo simile, ma leggermente superiore, pari a 61,9 mld mc (dati MASE);

⁶ AIE, op. citata;

⁷ A causa di una combinazione di ritardi nei progetti e problemi di approvvigionamento del gas di alimentazione;

⁸ European Gas Daily – Platts, ottobre 2023;

⁹ ICIS, ICIS LNG Edge : Q3 2023 Trade Flow Report, ottobre 2023;

¹⁰ La volatilità dei prezzi è passata da un massimo storico del 160% nel 2022 a una media del 75% nel 2023, rimanendo ben al di sopra della media del 35% registrata nel periodo 2016-2020 (fonte AIE);

¹¹ AIE, op. citata;

¹² AIE, op. citata;

¹³ Fonte: AIE op. citata; IEEFA, European LNG Tracker;

¹⁴ Fonte: elaborazioni RIE su dati Bruegel;

¹⁵ Fonte: elaborazioni RIE su dati IEEFA comprendenti anche Turchia e Regno Unito;

¹⁶ Elaborazioni RIE su dati Snam;

¹⁷ Elaborazioni RIE su fonte Bruegel;

¹⁸ GEFC, Monthly report, febbraio 2024;

¹⁹ L'Unione Europea ha lanciato un meccanismo di acquisto congiunto di gas nell'aprile 2023. Per il 2023 sono state organizzate quattro gare d'appalto e complessivamente 45 mld di mc sono stati contrattati attraverso la piattaforma AggregateEU (pari a quasi il 15% della domanda di gas dell'UE). Ad inizio 2024 è seguita una nuova gara per acquisti gas tra i 6 mesi e i 5 anni per una domanda di 34 mld di mc.

Novità normative di settore

a cura del GME

AMBIENTALI

Comunicato del GME | “Approvazione delle Regole di funzionamento del mercato dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti” | pubblicato in data 16 febbraio 2024 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME), ha reso noto che in data 15 febbraio u.s. il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (nel seguito: MASE) ha approvato, con Decreto¹ del Direttore Generale della Direzione generale competitività ed efficienza energetica (CEE), le modifiche alle “Regole di funzionamento del mercato dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti” (Regole MCIC), introdotte dal GME ai sensi dell’articolo 3, comma 3.6, delle medesime.

Nello specifico, le suddette modifiche – divenute efficaci dal 1 febbraio 2024² con la pubblicazione sul sito internet del GME - sono state apportate al fine di consentire, nell’ambito del MCIC, le attività di negoziazione delle ulteriori tipologie di Certificati di Immissione in Consumo (CIC), in attuazione delle disposizioni di cui al Decreto del MASE n.107 del 16 marzo 2023³.

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: comunicazione dati capacità anno 2023” | pubblicato in data 22 febbraio 2024 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME, facendo seguito a quanto previsto dal Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) nella Circolare n. 33682, ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 1 e il 31 marzo 2024, i soggetti sottoposti all’obbligo di comunicazione di cui all’articolo 21, comma 21.2, del d.lgs. 249/2012 (nel seguito: soggetti obbligati) dovranno inviare al medesimo Gestore - mediante accesso alla “Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali” (PDC-OIL) - i dati relativi alla situazione della capacità logistica nella propria disponibilità riferita al 31 dicembre 2023.

Con il medesimo comunicato, il GME ha altresì rinnovato l’invito per i soggetti obbligati non ancora iscritti alla PDC-OIL ad effettuare la registrazione alla Piattaforma al fine di comunicare i dati di propria pertinenza.

¹ <https://www.mase.gov.it/node/18347>;

² cfr. Newsletter n.178 di febbraio 2024;

³ cfr. Newsletter n.170 di maggio 2023.

Gli appuntamenti

15 marzo – 24 maggio

Scuola di Alta Formazione per la Transizione Ecologia

Evento online

Organizzato da Ecomondo, Alma Mater Studiorum Bologna e ReteAmbiente

<https://safteformazione.it/il-percorso>

18-22 marzo

SGTech Week 2024

Noordwijk, Paesi Bassi

Organizzato da Smart Grid Forums

<https://www.smartgrid-forums.com/sgtech-week>

18 marzo

La relazione tra climate change e strategie aziendali

Roma, Italia

Organizzato da Centro Studi Americani

<https://centrostudiamericani.org>

20 marzo

Ready to Almpact? Shaping the energy future with Artificial Intelligence

Roma, Italia

Organizzato da Safe

<https://safeonline.it>

20-21 marzo

Energy Transition Summit

Halfweg, Olanda

Organizzato da Future Of Utilities

<http://go.evnt.com/1957386-0?pid=80>

20-22 marzo

WindEurope Annual Event

Bilbao, Spagna

Organizzato da WindEurope

<https://windeurope.org/annual2024/>

21 marzo

La nuova normalità. Quale mercato dopo il superamento delle tutele di prezzo nella vendita dell'energia elettrica e del gas naturale?

Roma, Italia

Organizzato da I-Com Istituto per la Competitività

<https://www.i-com.it>

22 marzo

Comunità energetiche. Modalità di realizzazione, incentivi, finanziamenti

Roma, Italia

Organizzato da Oice

<https://www.linkedin.com/events>

25 marzo

Il valore dell'abitare. La sfida della riqualificazione energetica del patrimonio edilizio italiano

Milano, Italia

Organizzato da ANCE

<https://symbola.net>

5-7 aprile

International Conference on Clean Energy and Electrical Systems

Evento online e in presenza

Kyoto, Giappone

Organizzato da CEES

<http://www.cees.net>

8-10 aprile

LEAP HR Oil and Energy

Houston, Texas, Usa

Organizzato da Hanson Wade

<http://go.evnt.com/2085259-0?pid=80>

9 aprile

Climate Tech

Milano, Italia

Organizzato da iKN Italy

<https://ikn.it/climate-tech/about/>

9 -10 aprile

Aquality Forum

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da IKN Italy

<https://ikn.it/aquality-forum/>

9-10 aprile

Hydrogen 2024

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Reuters Events

<http://go.evnt.com/2076516-0?pid=80>

10 aprile

La riforma del mercato elettrico italiano a venti anni dall'avvio

Milano, Italia

Organizzato da Aiden

<https://www.associazioneaiden.it>

10 aprile

Urban Mobility Conference

Milano, Italia

Organizzato da Soiel

<https://www.soiel.it/eventi/urban-mobility-conference-mi-2024>

11 aprile

Impresa e ambiente: quale futuro?

Evento in presenza

Piacenza, Italia

Organizzato da TuttoAmbiente

<https://www.tuttoambiente.it>

11 aprile

Economy talk. Fonti alternative e climate change

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy

<https://racsacademy.corriere.it>

16 aprile

I sistemi di gestione dell'energia

Evento in presenza

Organizzato da Fire

Roma, Italia

<https://fire-italia.org>

17 aprile

Green & Hydrogen Forum

Evento online

Organizzato da Sole 24 Ore

<https://24oreventi.ilsole24ore.com>

18 - 19 aprile

REIA Europe 2024. Renewable Energy Investment & Assets

Roma, Italia

Organizzato da The Voice of Renewables

<https://reiaeurope.com/agenda>

19 aprile

Biennale Tecnologia – Energie possibili

Torino, Italia

Organizzato dal Politecnico di Torino

<https://www.ui.torino.it>

19 aprile

Ecodigital: PNRR e smart governance

Roma, Italia

Organizzato da Ecodigital

<https://www.eventbrite.com>

20 - 28 aprile

Planet Week 2024

Torino, Italia

Organizzato dal MASE

<https://www.mase.gov.it>

22-24 aprile

International Conference on Electrical and Electronics Engineering

Evento online e in presenza

Marmaris, Turchia

Organizzato da ICEEE

<http://iceee.org>

23 aprile

End of waste: innovazione e gestione sostenibile del packaging

Milano, Italia

Organizzato da LE2C

<https://www.energycluster.it>

24-26 aprile

International Conference on Environmental Engineering and Applications

Evento online e in presenza

Madrid, Spagna

Organizzato da ICEEA

<http://www.iceea.org>

24-26 aprile

The Global Electricity Price Forecasting and Modelling Forum

Berlino, Germania

Organizzato da Primo Eventi

<https://www.world-energy-hub.com>

25-26 aprile

International Conference on Climate Change: Impacts and Responses

Evento online e in presenza

Pau, Francia

Organizzato da École Supérieure de Commerce de Pau

<https://on-climate.com/2024-conference>

26-28 aprile

World Conference on Climate Change and Global Warming

Evento online e in presenza

Madrid, Spagna

Organizzato da CCGCONF

<https://www.ccgconf.org>

27-29 aprile

International Conference on Energy Economics and Energy Policy

Evento online e in presenza

Lille, Francia

Organizzato da ICEEEP

<http://www.iceeep.com>

27-29 aprile

International Conference on Advances on Clean Energy Research

Evento online e in presenza

Lille, Francia

Organizzato da IUCACER

<http://www.icacer.com>

30 aprile – 2 maggio

Autonomous e-Mobility Forum

Doha, Qatar

Organizzato da Just Us & Otto Marketing Services W.L.L

<https://www.aemobforum.com>

3-6 maggio

International Conference on Green Energy & Environmental Engineering

Sousse, Tunisia

Organizzato da CNPSI

<http://www.conf-event.com/GEEE.html>

9-11 maggio

International Conference on Energy Materials and Applications

Evento online e in presenza

Marsiglia, Francia

Organizzato da ICEMA

<http://www.icema.org>

14-15 maggio

REbuild

Riva del Garda (Tn), Italia

Organizzato da Riva del Garda Fierecongressi

<https://rebuilditalia.it>

15 maggio

Blue & Green Conference 2024

Milano, Italia

Organizzato da The Innovation Group

<https://www.theinnovationgroup.it>

16-17 maggio

European Conference on Renewable Energy Systems

Evento online e in presenza

Mallorca, Spagna

Organizzato da ECRES

<https://www.ecres.net>

27-29 maggio

New technologies in energy storage and renewable resources

Evento online e in presenza

Atene, Grecia

Organizzato da European Research Center

<https://conference.eurrec.org>



28-30 maggio

Irendays2024

Evento online e in presenza

Algeri, Algeria

Organizzato da CDER

<https://irendays.net/>

28-31 maggio

PM 2024 – Convegno nazionale sul particolato atmosferico

Torino, Italia

Organizzato da SNPA

<https://www.snpambiente.it>

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

COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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