

APPROFONDIMENTI

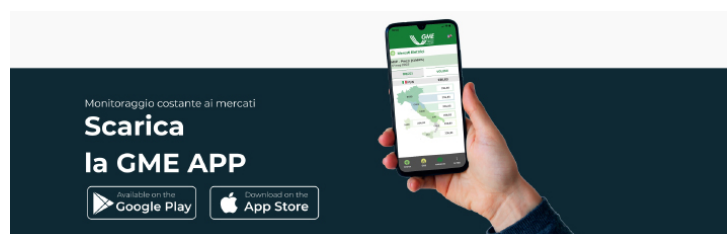
MERCATO DEL PETROLIO: PROVE DI STABILITÀ IN UN CONTESTO INCERTO

di Lisa Orlandi - RIE

Tra embarghi, tensioni geopolitiche, crisi bancarie, incertezze sullo stato di salute dell'economia cinese e fondamentali reali mutevoli – specie nelle aspettative – il 2023 si è rivelato un anno complesso e sfaccettato, in cui si sono consolidati alcuni trend avviatisi nell'ultimo triennio e sono emerse nuove dinamiche di cruciale importanza per l'equilibrio di mercato. Prima di passare al setaccio le variabili che hanno inciso sull'andamento del prezzo del Brent – greggio di riferimento europeo – nell'ultimo periodo, volgiamo brevemente lo sguardo agli ultimi tre anni, forieri di cambiamenti e tendenze fortemente impattanti sul mercato di oggi e, quasi certamente, anche su quello di domani. Nel 2020, la pandemia da Covid-19 ha paralizzato il mercato petrolifero, causando un vuoto di domanda senza precedenti che ha trascinato i prezzi del greggio anche al di sotto dei 10 dollari al barile (doll/bbl). Nel 2021, lo squilibrio domanda-offerta determinato dalla ripresa dei consumi post-pandemia e dalla scarsa capacità produttiva disponibile, specie in esito ad anni di sotto-investimenti nell'upstream petrolifero, ha determinato un sostenuto trend rialzista che ha reso manifeste

le fragilità strutturali del mercato. Nel 2022, il conflitto tra Russia e Ucraina ha amplificato ulteriormente la tendenza al rialzo avviatasi l'anno prima, spingendo il Brent a superare i 100 (doll/bbl) da marzo a luglio. Il picco massimo di circa 124 doll/bbl è stato raggiunto in giugno, non a caso poco dopo la decisione dell'Unione Europea di imporre un embargo su petrolio e derivati di provenienza russa tra fine anno e inizio 2023. Da agosto a dicembre, tuttavia, i prezzi hanno mostrato un ripiegamento con oscillazioni prevalentemente comprese tra gli 80 e i 95 doll/bbl. Questa nuova fase è stata una conseguenza della precedente: il forte aumento dei prezzi di tutte le commodity – non solo energetiche – avviatosi nel 2021 ed esacerbato dalla guerra ha insinuato seri timori di recessione economica, specie nell'area OCSE. Come noto, l'anxiety discount – vale a dire la riduzione dei prezzi causata da aspettative di peggioramento della situazione economica generale – è una variabile che agisce al ribasso sulle quotazioni. All'opposto, il war premium – ovvero l'aumento (premio) delle quotazioni ascrivibile ai rischi e alle tensioni di matrice geopolitica – impedisce ai prezzi di crollare.

continua a pagina 28



IN QUESTO NUMERO

REPORT/ ANNO 2023

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

 Mercato del petrolio: prove di stabilità
in un contesto incerto

Di Lisa Orlandi - RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 32

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel 2023 il prezzo di acquisto dell'energia elettrica (PUN) sul Mercato del Giorno Prima (MGP) si attesta a 127,24 €/MWh, registrando un netto ribasso rispetto ai valori molto elevati del 2022 (-176,72 €/MWh) secondo una tendenza comune a tutte le principali quotazioni elettriche europee. La variazione del prezzo italiano appare compatibile con il contesto di mercato connotato dalla netta riduzione del prezzo del gas al PSV (43,05 €/MWh, -82,33 €/MWh), dal calo degli acquisti (278,0 TWh, con la liquidità del mercato al 75,5%), nonché da un incremento dei volumi rinnovabili e da importazioni nette ai massimi storici. Risultano in calo anche tutti i prezzi di vendita (123/129 €/MWh) con il differenziale tra il Nord e le restanti zone

in riduzione rispetto al 2022. Salgono al nuovo massimo storico i volumi scambiati nel Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 29,1 TWh. La dinamica appare sostenuta dalla crescita delle movimentazioni rilevata in asta (22,3 TWh, +0,4 TWh), ma soprattutto sul XBID (6,8 TWh, +2,8 TWh), nel quale si osservano oltre 3,5 milioni di abbinamenti, valore più che raddoppiato rispetto al 2022. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), dove sono stati scambiati volumi per 134 GWh, il prodotto annuale baseload relativo all'anno 2024 chiude a dicembre il periodo di contrattazione a 111,07 €/MWh. Infine, tornano in calo le transazioni registrate sulla Piattaforma conti energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Il Pun nel 2023 cala a 127,24 €/MWh (-176,72 €/MWh) e ripiega sui livelli del 2021, annullando di fatto gli incrementi record registrati l'anno scorso, in analogia con quanto osservato anche sulle altre principali borse elettriche europee. La dinamica del Pun è guidata dal deciso calo del prezzo del gas (PSV: 43,05 €/MWh, -82,33 €/MWh), anch'esso tornato sostanzialmente sui livelli del 2021, ma ancora superiore ai valori storicamente osservati fino al 2020. La dinamica delle due commodities risulta appaiata anche su base mensile, evidenziando una tendenza decrescente nel primo semestre, quando il Pun dal massimo annuale di gennaio (Pun: 174,49 €/MWh, PSV: 68,62 €/MWh) si porta al minimo annuo di giugno (Pun: 105,34 €/MWh, PSV: 34,05 €/MWh), e una successiva crescita fino a ottobre, quando il costo del gas al PSV torna a superare

i 40 €/MWh, anche in corrispondenza dell'innescarsi delle tensioni in Medio Oriente, e una nuova diminuzione nell'ultimo bimestre dell'anno. Favoriscono la tendenza ribassista del prezzo italiano anche una diminuzione degli acquisti (278,0 TWh, -3,9% sul 2022), un aumento delle vendite rinnovabili, con volumi idrici in ripresa rispetto ai livelli molto bassi del 2022, e importazioni nette sui valori massimi mai registrati. La flessione del Pun è osservabile in tutti i gruppi di ore, con il prezzo di picco che scende a 138,16 €/MWh, e un rapporto picco/baseload mai così basso a 1,09. Con riferimento invece ai valori estremi di prezzo si segnalano prezzi minimi orari fino a 2,46 €/MWh nella giornata di domenica 5 novembre e massimi a 295 €/MWh toccati venerdì 13 gennaio (Grafico 1 e Tabella 1).

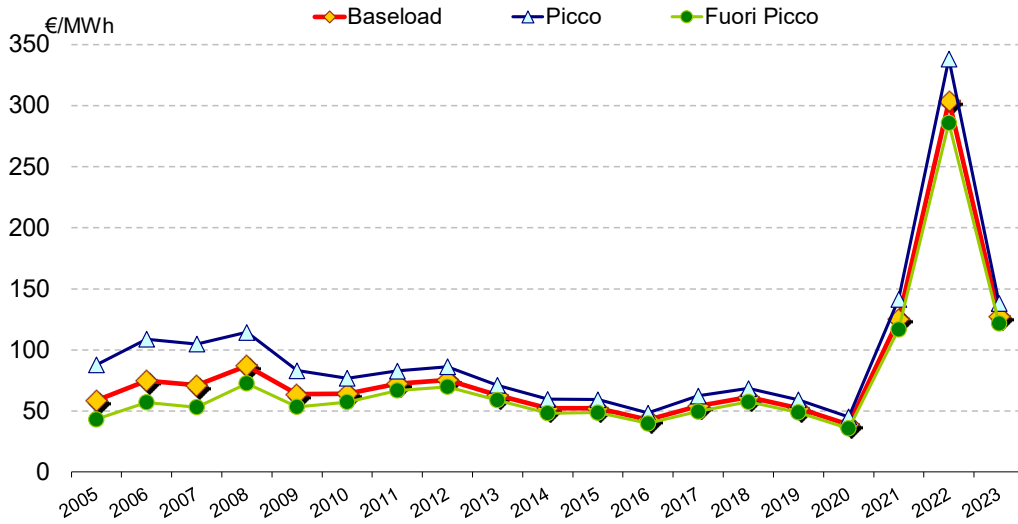
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2023	2022	Var vs 2022		Borsa		Sistema Italia		2023	2022
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2022	MWh	Var vs 2022		
Baseload	127,24	303,95	-176,72	-58,1%	23.963	-0,5%	31.732	-3,9%	75,5%	72,9%
<i>Picco</i>	138,16	338,45	-200,29	-59,2%	28.839	-1,5%	38.406	-3,7%	75,1%	73,5%
<i>Fuori picco</i>	121,55	285,77	-164,22	-57,5%	21.423	0,5%	28.256	-3,9%	75,8%	72,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



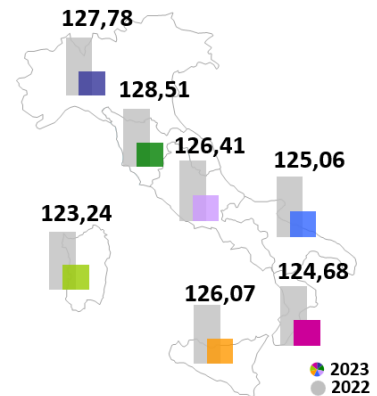
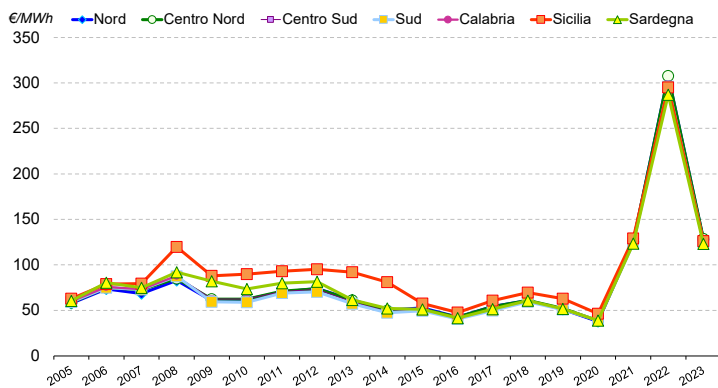
I PREZZI ZONALI

Maggiore l'allineamento registrato nel 2023 sui prezzi di vendita, in netta flessione a 128/129 €/MWh nel centro-settentrione (-180/-179 €/MWh), anche in presenza di una più elevata disponibilità idrica e di accresciute importazioni, a 125/126 €/MWh nel centro-meridione e in Sicilia (-172/-169 €/MWh), e infine a 123 €/MWh in Sardegna (-164 €/MWh). Ne consegue un restringimento del differenziale tra il Nord e il Sud a circa +3 €/MWh medi, in deciso calo rispetto al livello

record registrato nel 2022 (erano circa +12 €/MWh medi). Infine, con riferimento ai valori minimi e massimi osservati sul mercato, si segnalano frequenti minimi orari fino a 0 €/MWh in Sardegna, in concomitanza di un'elevata disponibilità eolica e di restringimenti sui transiti con la Penisola, e un massimo orario di 400 €/MWh osservato in Sicilia martedì 25 luglio, in corrispondenza della saturazione del transito con il continente (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

I volumi di energia elettrica scambiati sul MGP scendono a 278,0 TWh (-3,9% sul 2022), riflettendo prevalentemente la flessione delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP (68,1 TWh, -13,0%), al

loro minimo storico. Tiene invece la componente di borsa (209,9 TWh, -0,5%), favorendo un incremento della liquidità del mercato al 75,5% (+2,6 p.p.), valore inferiore solo al massimo storico del 2021 (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	209.914.760	-0,5%	75,5%
Operatori	129.725.228	-6,8%	46,7%
GSE	24.526.909	7,0%	8,8%
Zone estere	55.630.553	14,9%	20,0%
Saldo programmi PCE	32.070	-92,0%	0,0%
Contratti bilaterali	68.054.991	-13,0%	24,5%
Zone estere	202.818	-35,3%	0,1%
Zone nazionali	67.884.243	-13,4%	24,4%
Saldo programmi PCE	-32.070		
VOLUMI VENDUTI	277.969.751	-3,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	207.496.870	24,7%	
OFFERTA TOTALE	485.466.621	6,6%	

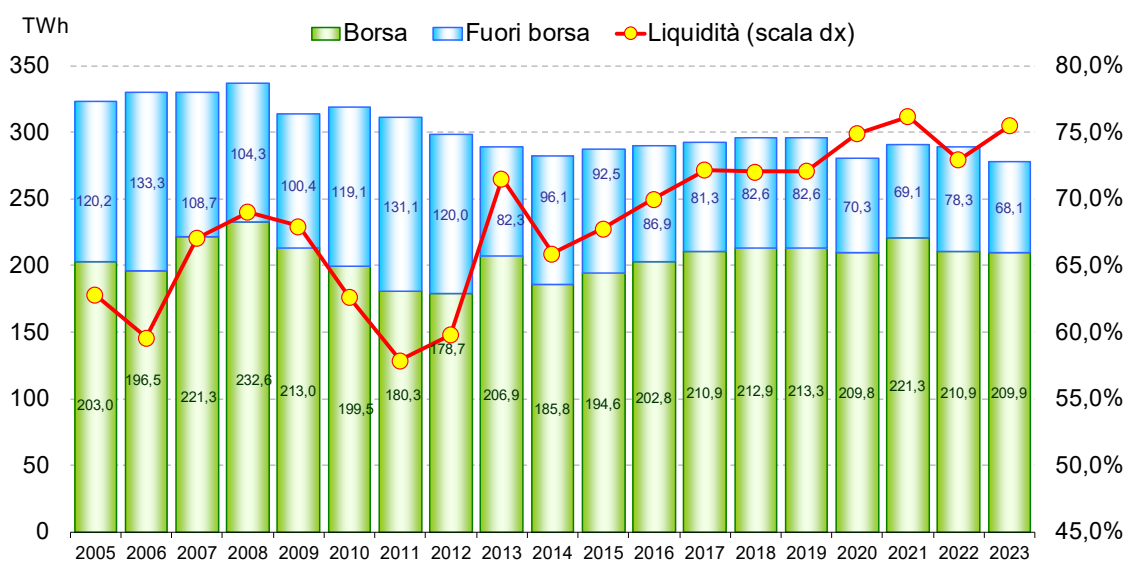
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	209.914.760	-0,5%	75,5%
Acquirente Unico	18.112.478	-34,8%	6,5%
Altri operatori	158.957.941	6,7%	57,2%
Pompaggi	173.401	66,7%	0,1%
Zone estere	3.810.113	-30,9%	1,4%
Saldo programmi PCE	28.860.827	1,3%	10,4%
Contratti bilaterali	68.054.991	-13,0%	24,5%
Zone estere	2.035	-	0,0%
Zone nazionali AU	185.640	-	0,1%
Zone nazionali altri operatori	96.728.143	-9,4%	34,8%
Saldo programmi PCE	-28.860.827		
VOLUMI ACQUISTATI	277.969.751	-3,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	10.276.237	48,4%	
DOMANDA TOTALE	288.245.988	-2,7%	

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



Con riferimento alla domanda, si osserva un calo degli acquisti nazionali a 274,2 TWh (-3,3%), pur in presenza di una debole ripresa rilevata negli ultimi mesi dell'anno (eccetto dicembre), e degli acquisti esteri (esportazioni), attestatisi a 3,8 TWh (-31,1%, il minimo dal 2019), la cui tendenza ribassista interessa tutti i mesi ad eccezione del

periodo maggio-agosto. La riduzione degli acquisti risulta interamente ammortizzata dalle vendite nazionali in calo a 222,1 TWh (-7,6%) e al loro minimo storico, mentre il mutato contesto di mercato spinge le vendite estere (importazioni) al livello più alto di sempre, pari a 55,8 TWh (+14,6%) (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	215.521.268	24.603	+9,8%	111.720.903	12.754	-3,9%	154.185.325	17.601	-3,5%
Centro Nord	17.707.699	2.021	+0,3%	14.887.917	1.700	-0,3%	23.734.983	2.709	-3,2%
Centro Sud	66.309.852	7.570	+2,9%	25.211.591	2.878	-13,7%	48.596.516	5.548	-2,3%
Sud	59.126.056	6.750	+9,6%	31.028.146	3.542	-15,1%	17.627.102	2.012	-2,3%
Calabria	27.015.026	3.084	-7,8%	13.162.549	1.503	-9,5%	5.378.401	614	-4,1%
Sicilia	28.332.437	3.234	-2,0%	14.498.779	1.655	-11,7%	16.494.808	1.883	-5,2%
Sardegna	14.880.404	1.699	-0,1%	11.626.497	1.327	-7,0%	8.140.467	929	-3,9%
Totale nazionale	428.892.742	48.960	+5,8%	222.136.382	25.358	-7,6%	274.157.602	31.297	-3,3%
Estero	56.573.879	6.458	+12,9%	55.833.371	6.374	+14,6%	3.812.148	435	-31,1%
Sistema Italia	485.466.621	55.419	+6,6%	277.969.751	31.732	-3,9%	277.969.751	31.732	-3,9%

LE FONTI

Il venire meno delle condizioni di eccezionalità registrate nel 2022 si riverbera anche sulla distribuzione per fonti delle vendite nazionali, il cui calo complessivo è assorbito dagli impianti termici (14,5 GWh medi, -3,4 GWh sul 2022). Tale riduzione interessa sia gli impianti a gas, in calo e ai minimi dal 2016 (11,3 GWh, -2,5 GWh, di cui -1,5 GWh al Nord), pur in presenza di una dinamica mensile che vede le differenze con il 2022 ridursi progressivamente in corso d'anno, sia del carbone (1,4 GWh, -1,0 GWh), il cui ribasso è concentrato a partire dal mese di aprile e interessa tutte le zone, anche in funzione della cessazione del programma di massimizzazione degli impianti termici alimentati

da fonti diverse dal gas di cui all'art. 5-bis del decreto legge n. 14/2022, previsto per fronteggiare l'instabilità del sistema nazionale del gas naturale derivante dalla guerra in Ucraina. Crescono, d'altro canto, le vendite delle fonti rinnovabili (10,7 GWh, +1,2 GWh), sostenute in particolare da una complessiva ripresa dell'idrico (4,8 GWh, +1,0 GWh, di cui +0,8 GWh al Nord), a cui si accompagna l'aumento dell'eolico (2,5 GWh, +0,2 GWh) e del solare (2,8 GWh, +0,1 GWh). In ragione di tali dinamiche la quota delle vendite nazionali coperta da fonti rinnovabili sale al 42,1% (+7,6 p.p.), poco sotto il massimo storico osservato nel 2014 (Tabella 5, Grafici 4-5).

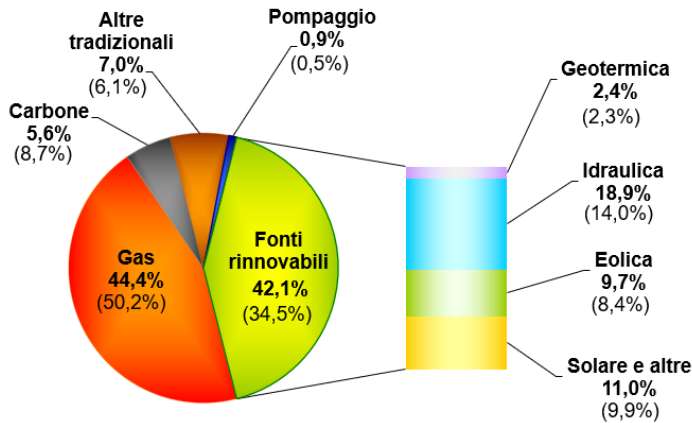
Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.650	-16,7%	647	-7,4%	1.385	-30,2%	1.762	-28,2%	1.088	-12,1%	1.008	-18,9%	914	-12,5%	14.455	-19,0%
Gas	6.519	-18,4%	583	-10,4%	746	-31,6%	1.111	-22,7%	1.003	-9,6%	848	-14,3%	444	-11,4%	11.254	-18,3%
Carbone	225	-44,9%	-	-	401	-38,7%	392	-54,1%	-	-	-	-	401	-16,2%	1.420	-40,8%
Altre	906	+15,5%	63	+34,2%	239	-0,2%	259	+61,7%	85	-34,0%	160	-36,8%	69	+7,9%	1.781	+6,2%
Fonti rinnovabili	4.902	+23,2%	1.053	+4,5%	1.463	+9,8%	1.780	+3,6%	414	-2,0%	642	+2,5%	410	+7,6%	10.665	+12,6%
Idraulica	3.217	+34,5%	204	+27,2%	619	+21,8%	433	-0,3%	107	-	147	-0,8%	74	-3,6%	4.803	+25,1%
Geotermica	-	-	611	-1,8%	-	-	0	-	-	-100,0%	-	-	-	-	611	-1,8%
Eolica	24	+44,6%	27	+18,5%	491	+5,9%	1.070	+7,4%	244	+0,2%	372	+4,1%	226	+16,3%	2.454	+7,0%
Solare e altre	1.660	+5,8%	210	+4,3%	353	-2,2%	276	-3,9%	64	+2,5%	123	+1,6%	110	+0,2%	2.797	+3,1%
Pompaggio	202	+77,4%	-	-	30	+62,2%	-	-	-	-	4	+22,9%	2	+243,8%	238	+74,7%
Totale	12.754	-3,9%	1.700	-0,3%	2.878	-13,7%	3.542	-15,1%	1.503	-9,5%	1.655	-11,7%	1.327	-7,0%	25.358	-7,6%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

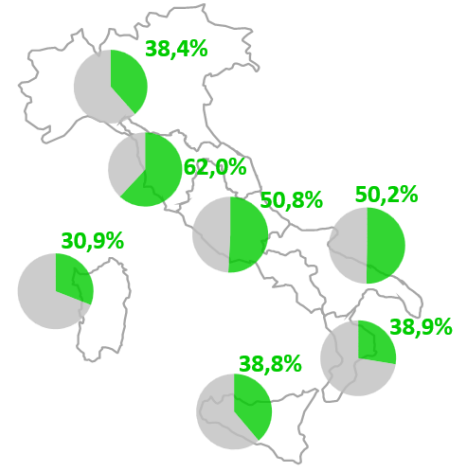
Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dell'anno precedente.

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



LE FRONTIERE ESTERE

Risultano in forte crescita le importazioni nette dell'Italia, attestatesi a 52,7 TWh (+8,8 TWh sul 2022, il massimo storico), per effetto di un deciso incremento dei flussi in import (+7,1 TWh) e di una flessione delle esportazioni (-1,7 TWh). Tale dinamica è più intensa sulla frontiera settentrionale, soprattutto svizzera, favorita da un innalzamento della NTC (+1,0 GWh medi), e francese, in virtù anche di quotazioni estere che tornano più frequentemente inferiori al riferimento del Nord (in circa l'83% delle ore, +24 p.p.). In riduzione, invece, l'import netto dall'Austria (-0,5 TWh), in un contesto caratterizzato anche dalla chiusura dell'interconnessione con l'Italia da metà settembre fino agli ultimi giorni di ottobre. Lungo tale frontiera si segnala anche uno strutturale aumento

della NTC, comunicato da Terna (<https://www.terna.it>) e in esercizio sul MGP dalla metà di dicembre. Con riferimento alla frontiera meridionale si registra una crescita dell'import netto dal Montenegro e dalla Grecia (rispettivamente +1,3 TWh e +0,5 TWh), a fronte di riduzioni della capacità di interconnessione registrate per il primo nella seconda metà di settembre e per la seconda dall'ultima decade di maggio fino agli inizi di luglio e per tutto il mese di novembre. Sempre relativamente alla Grecia, si osservano, nella giornata di domenica 29 ottobre, un "partial decoupling" per problemi tecnici del sistema di trading ellenico nella registrazione dell'ora 25 e, a partire da mercoledì 13 dicembre, l'entrata in vigore della nuova topologia di mercato relativa al transito con la zona Sud italiana (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*	20.345.730 (18.053.004)	96,9% (90,6%)	2,5% (8,4%)	0,7% (1,0%)	73,3% (57,8%)	0,7% (3,6%)	2.675 (2.747)	20.489.915 (18.611.597)	20.488.715 (18.351.030)	1.229 (1.088)	144.185 (558.594)	144.185 (503.111)
Italia - Svizzera	23.061.223 (18.123.238)	99,4% (97,3%)	0,4% (2,7%)	0,2% (-)	- (-)	- (-)	4.174 (3.142)	23.467.121 (19.170.264)	n/a n/a	3.509 (2.642)	405.897 (1.047.026)	n/a n/a
Italia - Austria*	1.458.453 (1.925.183)	74,8% (86,9%)	10,4% (8,6%)	14,7% (4,5%)	81,6% (83,8%)	10,8% (7,9%)	213 (263)	1.549.934 (1.987.539)	1.549.934 (1.987.522)	85 (96)	91.481 (62.356)	91.481 (62.342)
Italia - Slovenia*	3.345.792 (3.157.667)	80,7% (80,7%)	14,6% (13,2%)	4,7% (6,1%)	71,1% (59,0%)	8,5% (6,7%)	586 (-)	3.974.435 (3.699.680)	3.974.435 (3.699.680)	639 (-)	628.644 (542.013)	628.644 (542.013)
Italia - Montenegro	4.172.374 (2.877.432)	93,2% (81,3%)	3,7% (15,0%)	3,2% (3,7%)	30,7% (32,9%)	- (-)	676 (561)	4.536.528 (3.578.223)	n/a n/a	717 (577)	364.154 (700.791)	n/a n/a
Italia - Grecia	940.024 (439.435)	50,4% (48,3%)	27,1% (37,9%)	22,4% (13,8%)	- (-)	- (-)	413 (454)	1.802.207 (1.669.703)	1.802.207 (1.669.703)	414 (454)	862.183 (1.230.267)	862.183 (1.230.267)
Italia - Malta	-586.400 (-615.079)	4,0% (1,1%)	77,4% (82,2%)	18,6% (16,7%)	- (-)	3,3% (0,8%)	217 (217)	13.231 (2.615)	n/a n/a	217 (217)	599.631 (617.694)	n/a n/a
TOTALE**	52.737.197 (43.960.879)							55.833.371 (48.719.621)	27.815.291 (25.707.936)		3.096.174 (4.758.742)	1.726.492 (2.337.734)

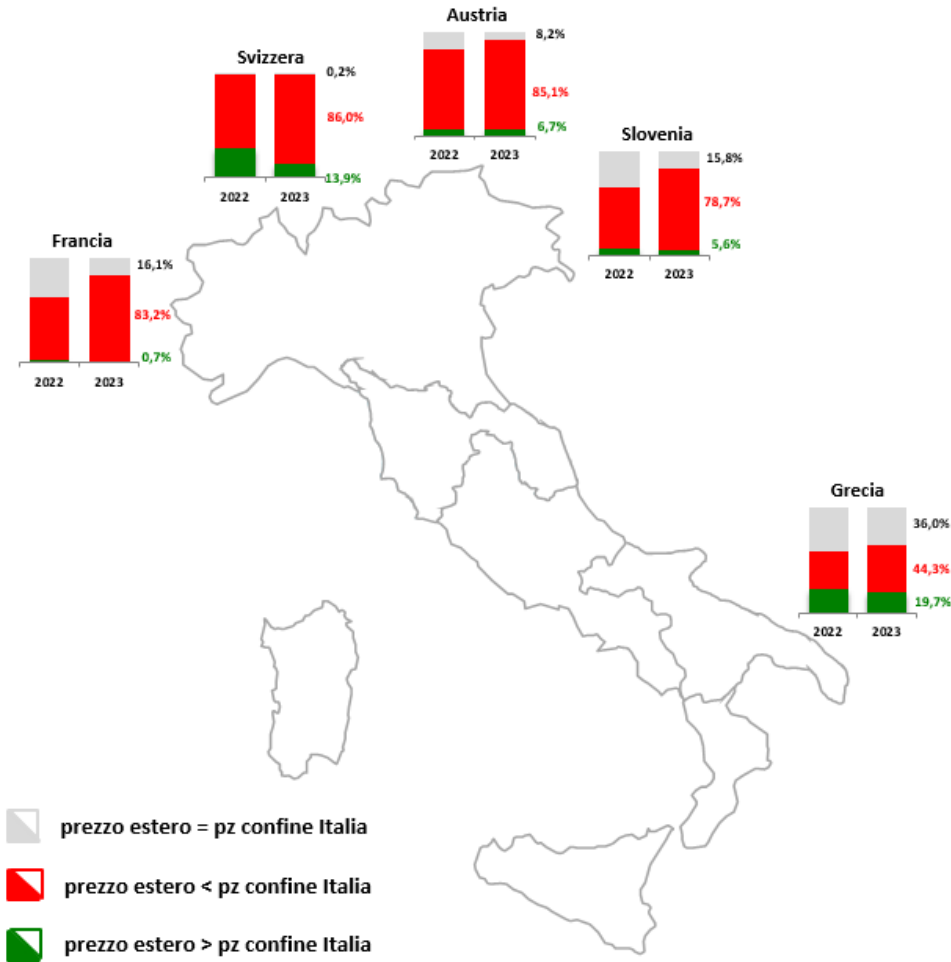
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* i dati relativi a frequenza in import/export e non utilizzo e a saturazioni in import/export sono calcolati, a partire dal 22 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)

In aumento i volumi complessivamente scambiati sul MI, attestatisi a 29,1 TWh (+3,1 TWh sul 2022, il massimo storico), con la gran parte degli scambi concentrati nella contrattazione in asta (22,3 TWh, +0,4 TWh) e in particolare sul MI-A1 (14,4 TWh, +0,4 TWh). Tuttavia, a trainare la crescita dei volumi è l'XBID nel quale si registrano abbinamenti più che raddoppiati rispetto all'anno precedente (oltre 3,5 milioni) per circa 6,8 TWh complessivi (+2,8 TWh), concentrati a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3). Si riduce la quota degli scambi aventi controparte estera (55% del totale XBID), mentre sono risultate in aumento, rispettivamente al 10% e al 35%, le quote relative agli abbinamenti effettuati all'interno della medesima zona nazionale e tra zone nazionali. Su base mensile la crescita del XBID appare più intensa nel secondo semestre dell'anno, nel quale la contrattazione continua registra scambi per quasi 3,9 TWh. A livello

locale, l'analisi delle contrattazioni complessivamente registrate sul MI nel 2023, mostra un calo del peso della zona Estero nella distribuzione delle vendite rispetto al MGP. Lato acquisti, invece, si riduce la quota del Nord e diventa più rilevante quella dell'Estero e del Sud. (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 8).

Con riferimento ai prezzi¹ registrati sui mercati infragiornerali, e in linea con il MGP, si osservano valori in forte calo nel corso dell'anno e in decisa flessione rispetto al 2022. Le quotazioni sui mercati in asta risultano lievemente inferiori ai corrispondenti valori del MGP (-1/-2 €/MWh), di poco superati invece dal prezzo su XBID (+1 €/MWh). Infine, si segnalano nelle sessioni in contrattazione continua numerosi abbinamenti a prezzi negativi, diffusi in tutte le zone, con prezzi fino a -282 €/MWh registrati nel mese di novembre al Centro Sud (Grafico 7).

¹ I valori riportati nel seguito sono stati calcolati come media aritmetica dei prezzi orari ottenuti a loro volta dalla media dei prezzi zionali ponderata per gli acquisti.

Nei grafici relativi al Mercato infragiornerale, la voce "Altri mercati" si riferisce all'assetto del mercato infragiornerale precedente al 22 settembre 2021.

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME

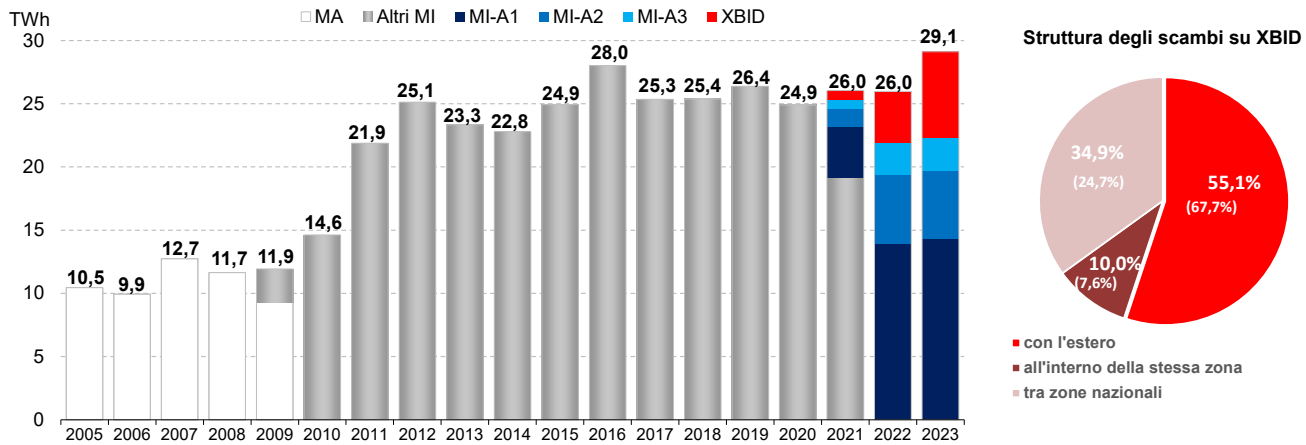


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1	MI-A2	MI-A3	Totale	XBID	Totale	
	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)	MWh	(1-24 h)	MWh	var %
Nord	6.944.296	1.895.236	990.805	9.830.337	1.610.278	11.440.616	8,8%
Centro Nord	893.505	397.532	179.813	1.470.850	413.420	1.884.270	20,8%
Centro Sud	2.202.035	858.769	392.313	3.453.117	638.222	4.091.339	3,4%
Sud	1.856.848	934.793	463.133	3.254.774	802.899	4.057.672	5,8%
Calabria	312.411	146.098	79.321	537.830	111.597	649.427	5,5%
Sicilia	1.070.083	339.194	193.327	1.602.605	272.461	1.875.065	5,4%
Sardegna	320.744	252.901	130.150	703.795	122.351	826.147	2,9%
Esterò	762.074	478.046	221.903	1.462.023	2.827.590	4.289.612	47,5%
Totale	14.361.996	5.302.569	2.650.765	22.315.330	6.798.818	29.114.148	12,1%

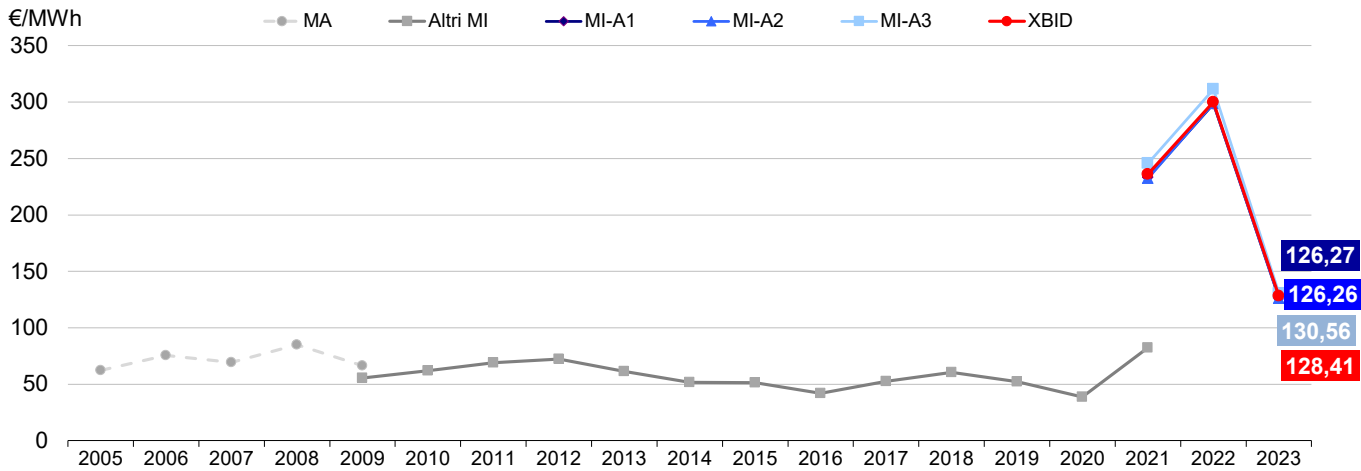
Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1	MI-A2	MI-A3	Totale	XBID	Totale	
	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)	MWh	(1-24 h)	MWh	var %
Nord	7.291.393	2.139.660	1.105.692	10.536.744	2.136.090	12.672.834	12,6%
Centro Nord	847.017	204.468	101.677	1.153.163	340.617	1.493.780	32,9%
Centro Sud	2.081.621	768.165	347.025	3.196.811	668.492	3.865.303	0,7%
Sud	1.458.511	831.765	389.368	2.679.643	848.467	3.528.110	4,0%
Calabria	546.837	206.512	96.668	850.016	141.178	991.195	18,5%
Sicilia	1.338.490	369.423	171.814	1.879.727	269.345	2.149.072	13,3%
Sardegna	226.155	186.609	89.355	502.120	124.611	626.731	-12,2%
Esterò	571.972	595.967	349.167	1.517.106	2.270.019	3.787.125	30,1%
Totale	14.361.996	5.302.569	2.650.765	22.315.330	6.798.818	29.114.148	12,1%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME



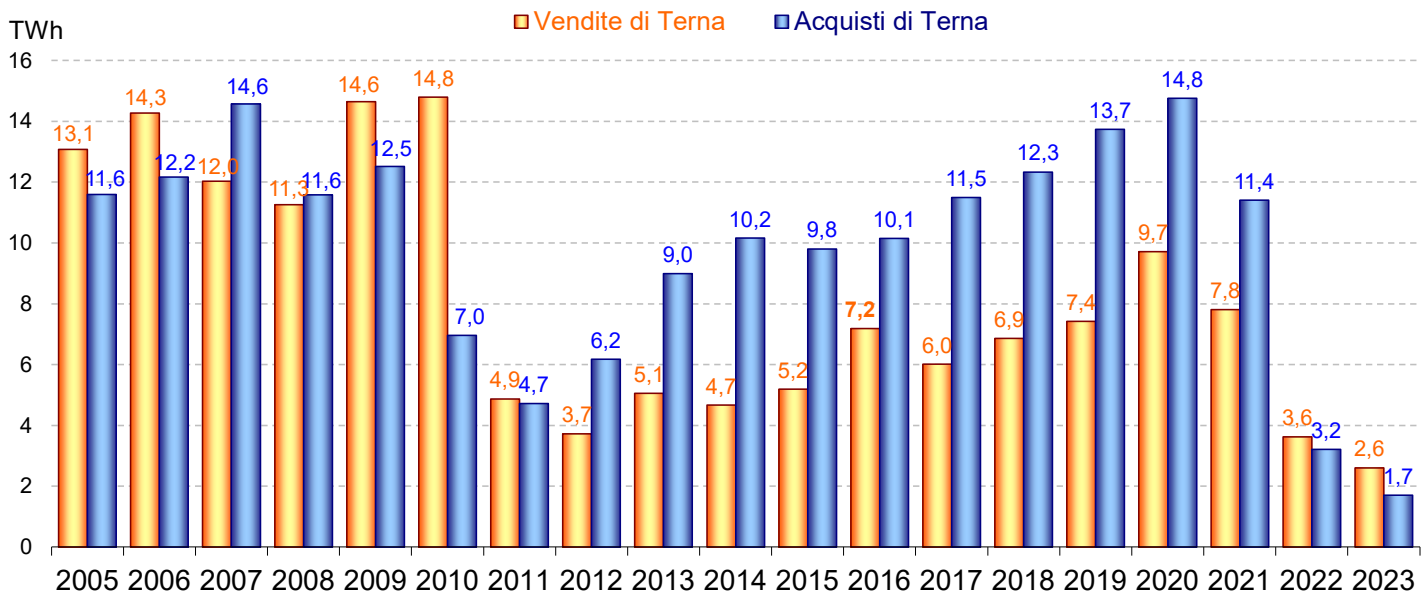
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Ancora in calo su base annuale, e ai minimi storici, i volumi del MSD ex-ante, con gli acquisti di Terna nel mercato a salire attestatisi a 1,7 TWh (-47,0% sul 2022) e le sue vendite sul mercato a scendere a 2,6 TWh

(-28,2 %). Con riferimento a dicembre, i volumi sul MSD a scendere e a salire sono risultati pari rispettivamente a 99,4 GWh e a 47,3 GWh sul totale delle 559 ore in cui si sono registrati scambi (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel MPEG si registrano 299 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' (erano 101 nel 2022), di cui 297 relative al profilo baseload, per un totale di 548 GWh (+399 GWh sul 2022), e 2 relative al profilo

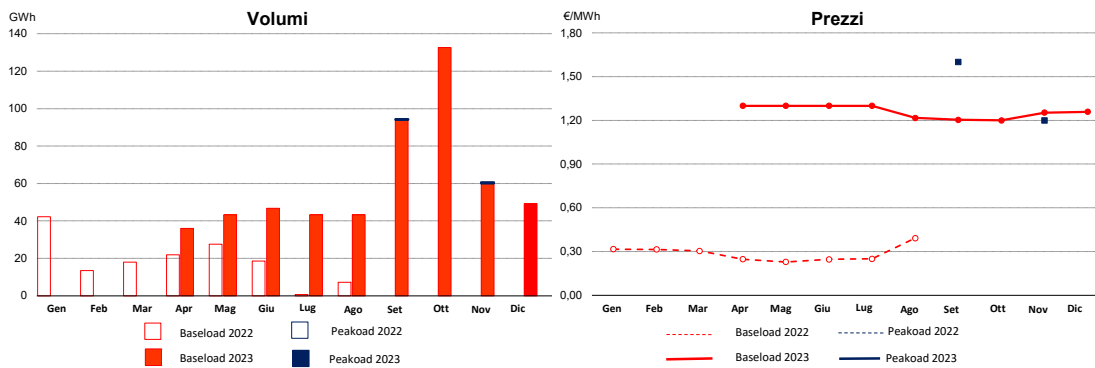
peakload, per volumi pari a 0,8 GWh. Il prezzo medio di scambio dei prodotti giornalieri si attesta a 1,25 €/MWh (+0,97 €/MWh) sul baseload e a 1,4 €/MWh sul peakload (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prodotti negoziati		Prezzo			Volumi	
	N°		N°		Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	297		128/362		1,25	1,20	1,50	548.400	4.284
	(101)		(56/365)		(0,28)	(0,20)	(0,45)	(149.784)	(2.675)
Peakload	2		2/259		1,40	1,20	1,60	840	420
	(-)		(0/260)		(0,00)	(0,00)	(0,00)	(-)	(-)
Totale	299							549.240	
	(101)							(149.784)	

Tra parentesi il valore dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul MTE aumentano sia le contrattazioni (24, +18 sul 2022) sia i volumi scambiati (134 GWh, +125 GWh). In particolare, si osservano 8 negoziazioni sul mercato, per volumi pari a 27 GWh, concentrate nel mese di gennaio, e 16 transazioni registrate a fini di clearing, per volumi negoziati pari a 108 GWh. Tutti gli scambi sono relativi a prodotti baseload, con

l'eccezione della registrazione di una transazione OTC, pari a 6 GWh, avvenuta sul prodotto peakload Anno 2024 nel mese di dicembre. I prezzi di controllo risultano in calo rispetto al 2022, con il prodotto annuale baseload relativo al 2024 che chiude a dicembre il periodo di contrattazione a 111,07 €/MWh (Tabella 9 e Grafico 9).

Tabella 9: MTE, prodotti negoziati nel 2023

Fonte: GME

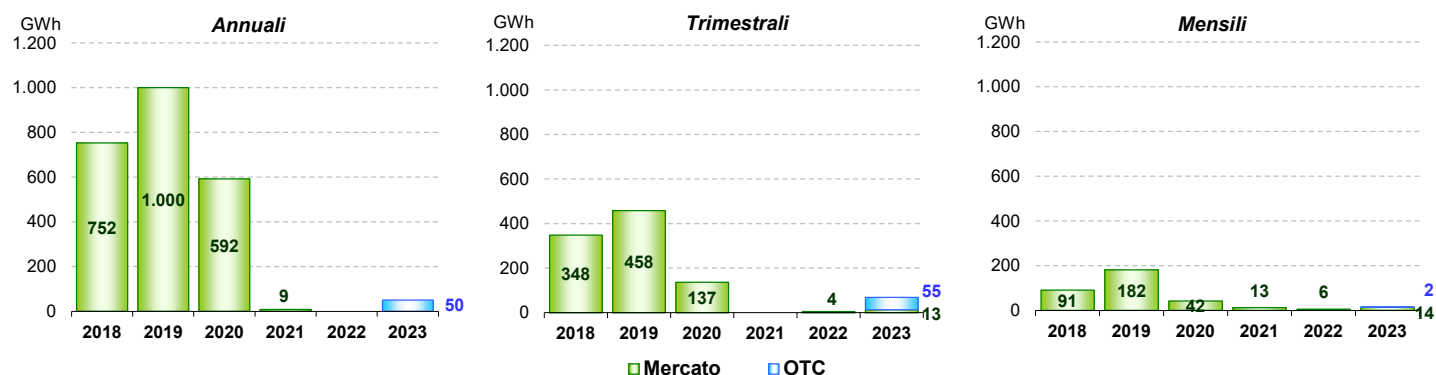
	PRODOTTI BASELOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
Mensili	5	+1	20	+12	13.866	144,9%	3	3	3	3	2.207	-	16.073	183,9%
Trimestrali	3	+1	6	+4	13.104	203,5%	9	9	25	25	55.110	-	68.214	1479,8%
Annuali	-	+0	-	+0	0	-	3	3	5	5	43.920	-	43.920	-
Totale	8	+2	26	+16	26.970	170,2%	15	15	33	33	101.237	-	128.207	1184,6%

PRODOTTI PEAK LOAD

	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
Mensili	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trimestrali	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Annuali	-	-	-	-	-	-	1	1	2	2	6.288	-	6.288	-
Totale	-	-	-	-	-	-	1	1	2	2	6.288	-	6.288	-
TOTALE	8	+2	26	+16	26.970	170,2%	16	16	35	35	107.525	-	134.495	1247,6%

Grafico 9: MTE, evoluzione dei volumi scambiati

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla PCE con consegna/ritiro dell'energia nel 2023 tornano in calo su base annuale, attestandosi a 229,2 TWh (-8,0%), risultando al livello minimo dal 2010. La flessione è concentrata sulle transazioni derivanti da contratti bilaterali. In calo anche la posizione netta, a 135,3 TWh (-10,2%), mentre il turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si porta a 1,69

(+0,04) (Tabella 10 e Grafico 10).

Lato programmi, si osserva un calo delle registrazioni nei conti in immissione, pari a 68,1 TWh (-13,4%), e nei relativi sbilanciamenti a programma, pari a 67,2 TWh (-6,6%). Infine, con riferimento alle registrazioni in prelievo, queste risultano in calo a 96,9 TWh (-9,2%), con gli sbilanciamenti a programma in flessione a 38,4 TWh (-12,6%) (Tabella 10 e Grafico 11).

Tabella 10: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2023 e programmi

Fonte: GME

Profilo	TRANSAZIONI REGistrate		
	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	25.753.571	-62,9%	11,2%
Off Peak	38.522	-98,4%	0,0%
Peak	28.128	-98,8%	0,0%
Week-end	-	-100,0%	0,0%
Totale Standard	25.820.221	-65,3%	11,3%
Totale Non standard	202.785.220	16,0%	88,5%
PCE bilaterali	228.605.440	-8,2%	99,7%
MTE	84.888	632,4%	0,0%
MPEG	549.240	266,7%	0,2%
Totale	229.239.568	-8,0%	100,0%
Posizione netta	135.311.768	-10,2%	

	PROGRAMMI					
	Immissione			Prelievo		
	MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Richiesti	81.801.840	-16,4%	100,0%	96.927.909	-9,3%	100,0%
Registrati	68.087.061	-13,4%	83,2%	96.915.818	-9,2%	100,0%
Rifiutati	13.714.779	-28,5%	16,8%	12.091	-92,6%	0,0%
Sbilanciamento a programma	67.224.707	-6,6%		38.395.950	-12,6%	
Saldo programmi	32.070	-92,0%		28.860.827	1,3%	

Grafico 10: PCE transazioni registrate e programmi

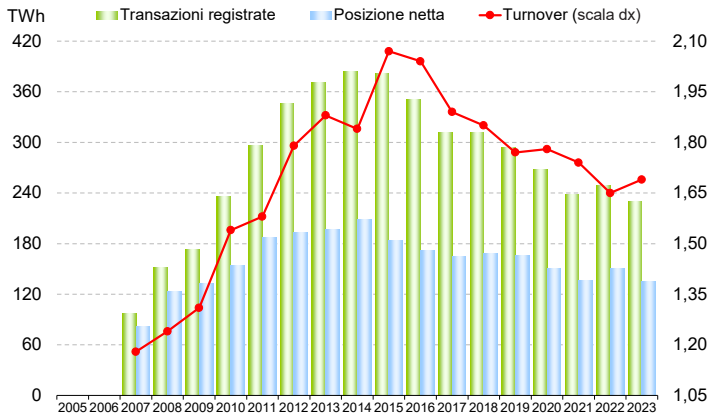
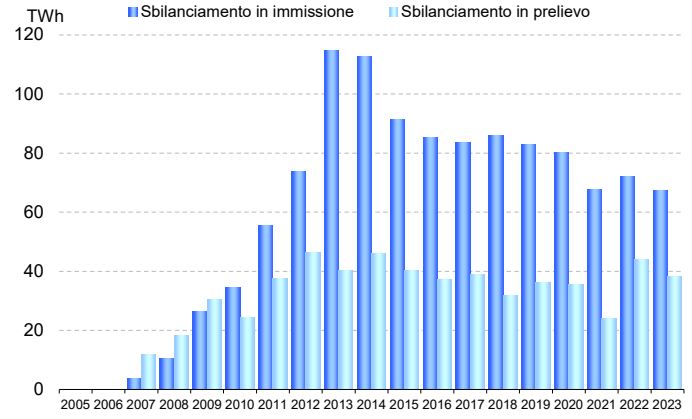


Grafico 11: PCE, sbilanciamenti

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ L'onda lunga del conflitto Russia-Ucraina, alimentata anche da nuove tensioni in Medio Oriente, mostra i suoi effetti sui sistemi del gas italiano e internazionale anche nel 2023, anno in cui si confermano i bassi livelli della domanda e il consolidamento di una struttura di approvvigionamento della materia prima sostanzialmente indipendente dalle forniture russe. Dopo i record toccati nel 2022 tornano invece a calare i prezzi e la loro volatilità, in ripiego su valori comunque tra i più elevati dell'ultimo decennio.

In particolare, con riferimento alla domanda, nel 2023 i consumi di gas naturale in Italia segnano il secondo calo consecutivo (-8,4% sul 2022), scendendo ai minimi dal 2015, per effetto delle spinte inflazionistiche e delle politiche contenitive indotte, rispettivamente, dai decisi rincari dei prezzi e dalla necessità di riempire gli stoccaggi che hanno connotato il 2022, nonché delle temperature più miti registrate nel 2023. La flessione è estesa ai tre settori di distribuzione, risultando più intensa per il termoelettrico (-16%).

In termini di offerta, il calo dei consumi appare assorbito dall'import via gasdotto (-18,5%), in cui residuale diventa il contributo del gas proveniente dalla Russia tramite l'entry point di Tarvisio, mentre continuano a crescere i flussi di GNL (+6,5%). Risulta in calo anche la produzione nazionale, mentre rimane su livelli record la giacenza nei sistemi di stoccaggio a fine dicembre, per effetto di un saldo tra iniezioni e erogazioni ancora positivo all'interno di un quadro legislativo e regolatorio volto a garantire la massimizzazione delle scorte.

Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione al PSV si porta a

43 €/MWh, in netto calo rispetto al massimo storico raggiunto nell'anno precedente (-82 €/MWh) e superiore al riferimento olandese al TTF che, invece, ripiega a ridosso dei 41 €/MWh. In relazione ai prezzi nel mercato italiano, la novità più rilevante del 2023 è rappresentata dall'introduzione dell'IG Index (IGI), lanciato dal GME il 19 luglio con l'obiettivo di fornire un utile strumento di interpretazione e valutazione delle dinamiche osservate sul gas in consegna al PSV. Nella porzione di anno in cui l'IGI è risultato attivo il suo valore si è attestato a 37,78 €/MWh, allineandosi sostanzialmente ai livelli registrati sui principali hub europei nel medesimo periodo di osservazione.

In tale contesto, nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME gli scambi complessivi si attestano a 155 TWh (-12% dal massimo storico del 2022), confermando un'apprezzabile quota sulla domanda di gas nel sistema (oltre il 23%). Il calo si concentra sui mercati AGS, dove, cessata l'emergenza legata ai fatti del 2022, si rileva una fisiologica riduzione dei volumi richiesti da Snam in qualità di esecutore del servizio di riempimento di ultima istanza degli stoccaggi. Continua, invece, il trend positivo di crescita nei mercati a negoziazione continua, sia nel comparto day-ahead (+4% e al massimo storico), risultato nuovamente il primo in termini di volumi scambiati (51% del totale), che in quello intraday (+10%). I prezzi sui mercati GME si attestano invece tutti poco sotto la quotazione al PSV, con l'eccezione del comparto intraday AGS (47 €/MWh), attivato con minor frequenza dal TSO.

Pari, infine, a 0,6 TWh i volumi scambiati nell'ambito del comparto Royalties della P-GAS.

IL CONTESTO

Nel 2023 i consumi di gas naturale scendono a 63.127 milioni di mc (667,4 TWh, -8,4%), portandosi sui livelli più bassi dal 2015. La flessione si concentra nei primi sei mesi dell'anno, mentre modeste risultano le variazioni nella seconda parte dell'anno, già nel 2022 connotata da consumi esigui. Il calo interessa i tre settori di distribuzione, con una dinamica più marcata nel termoelettrico e nel civile, i cui volumi risultano pari rispettivamente a 21.091 milioni di mc (223,0 TWh, -16,2%) e 26.641 milioni di mc (281,7 TWh, -7,4%), e più moderata in quello industriale, caratterizzato da consumo pari a 11.445 milioni di mc (121,0 TWh, -4,0%) e in apprezzabile crescita annua a partire da agosto. Si confermano in aumento le esportazioni e gli altri consumi, pari a 3.949 milioni di mc (41,8 TWh, +28,5%). Sul lato dell'offerta, a fronte di una minore domanda e di una produzione nazionale ai minimi storici (2.802 milioni di mc, 29,6 TWh), si osserva un calo delle importazioni di gas naturale, anch'esse ai minimi dal 2015 e pari a 60.639 milioni di mc (641,1 TWh, -85,5 TWh, -11,7%), all'interno di un contesto in cui, a

seguito del ridimensionamento delle forniture dalla Russia, si consolida il crescente ruolo strategico del GNL (159,9 TWh, +9,6 TWh), il cui peso sul totale dell'import sale al 27% (+6 p.p. sul 2022 e +13 p.p. sul 2021).

Sui singoli entry point il trend positivo del GNL è alimentato dall'avvio del nuovo terminale di Piombino (12,1 TWh) e dall'incremento registrato a Cavarzere e Livorno, ai loro nuovi massimi storici (rispettivamente 92,8 TWh, +5,2 TWh e 40,0 TWh, +0,7 TWh).

Decisa, invece, la riduzione dei flussi via pipeline (469,1 TWh, -107,17 TWh), concentratasi sulle forniture russe in ingresso a Tarvisio (26,9 TWh, -89,4 TWh), ma estesa anche al gas algerino a Mazara (243,6 TWh, -5,7 TWh), rimasto comunque la principale fonte di approvvigionamento nazionale con una quota pari al 38%, a quello azero a Melendugno (104,0 TWh, -3,7 TWh) e a quello europeo a Passo Gries (67,9 TWh, -7,2 TWh), le cui quote si portano rispettivamente pari al 16% e 11%. Per quanto riguarda il sistema di stoccaggio del gas, all'interno di un

quadro legislativo ancora definito dalle Deliberazioni ARERA 165/2022/R/GAS dell'8 aprile 2022 e 274/2022/R/GAS del 24 giugno 2022 volto a favorire un adeguato livello delle scorte, il livello della giacenza nell'ultimo giorno dell'anno si attesta ai

massimi storici (10.338 milioni di mc, 109,3 TWh), con saldo tra iniezioni e erogazioni che nel 2023 rimane positivo (3,3 TWh), pur registrando entrambe le grandezze un calo su base annua.

Figura 1: Bilancio gas trasportato. Anno 2023

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	60.639	641,1	-11,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	23.040	243,6	-2,2%
Tarvisio	2.541	26,9	-76,9%
Passo Gries	6.426	67,9	-9,4%
Gela	2.524	26,7	-3,6%
Gorizia	1	0,0	-92,2%
Melendugno	9.841	104,0	-3,4%
Panigaglia (GNL)	2.567	27,1	+16,4%
Cavarzere (GNL)	8.775	92,8	+6,0%
Livorno (GNL)	3.783	40,0	+1,8%
Piombino (GNL)	1.141	12,1	-
Produzione Nazionale	2.802	29,6	-9,7%
Erogazioni da stoccaggi	7.971	84,3	-12,9%
TOTALE IMMESSO	71.412	755,0	-11,7%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	59.178	625,7	-10,2%
Industriale	11.445	121,0	-4,0%
Termoelettrico	21.091	223,0	-16,2%
Reti di distribuzione	26.641	281,7	-7,4%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	3.949	41,8	+28,5%
TOTALE CONSUMATO	63.127	667,4	-8,4%
Iniezioni negli stoccaggi	8.285	88	-30,7%
TOTALE PRELEVATO	71.412	755,0	-11,7%

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

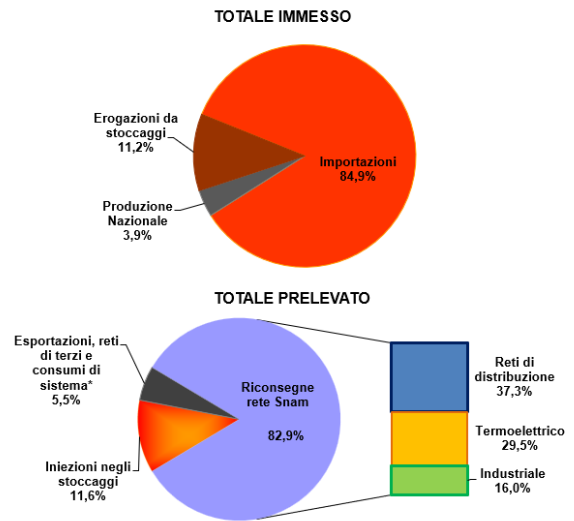
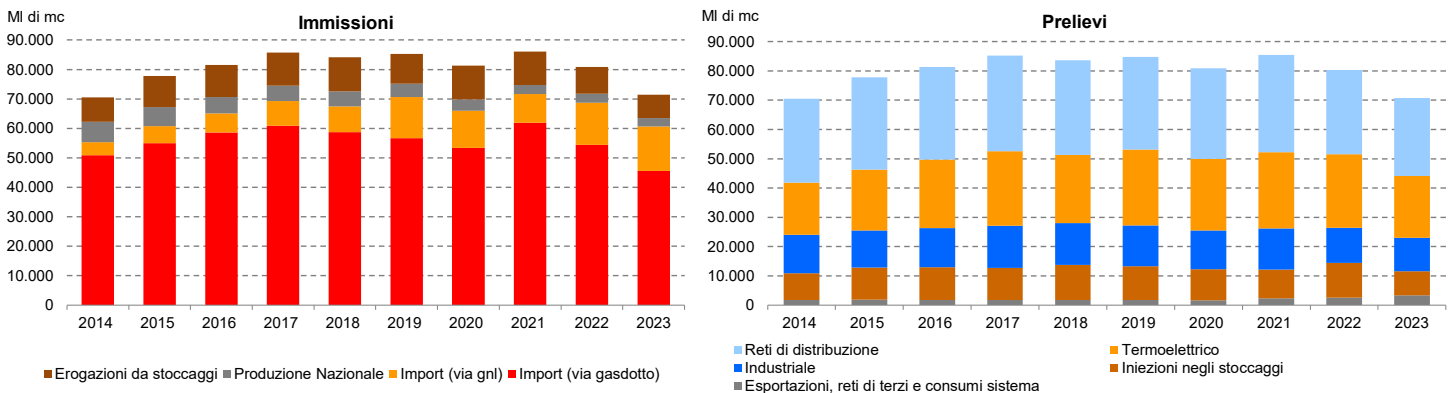


Figura 2: Evoluzione gas trasportato

Fonte: dati SRG



Con riferimento ai prezzi, il consolidamento degli stoccaggi ha favorito una progressiva diminuzione dei prezzi dai livelli record del 2022. La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) ripiega infatti a 43,05 €/MWh (-82,33 €/MWh sul 2022), in virtù di una dinamica ribassista che ha caratterizzato l'intero anno, portando i prezzi ai livelli più bassi a luglio (32,33 €/MWh)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A partire dal 19 luglio del 2023, il GME pubblica su base giornaliera un nuovo indice di prezzo del gas, l'IG Index GME (IGI), con l'obiettivo di fornire un utile strumento di interpretazione e valutazione delle dinamiche osservate sui mercati del gas con consegna al PSV. L'IGI è calcolato dal GME a partire dai prezzi registrati sul mercato a pronti dallo stesso gestito ed è definito in modo trasparente e replicabile dagli operatori per operazioni di hedging e/o per contratti di fornitura. Inoltre, nel 2023 in ambito regolatorio, con Decreto ministeriale 387 del 20-11-2023, sono state approvate le modifiche ordinarie alla Disciplina del mercato del gas naturale (Disciplina MGAS) per l'introduzione della procedura di Trade Cancellation, attiva a decorrere dal 28 novembre 2023 e finalizzata a consentire agli operatori la cancellazione di transazioni derivanti da errori commessi in sede di presentazione delle offerte.

Con riferimento ai prezzi, nei suoi primi mesi di pubblicazione l'IG Index si attesta mediamente a 37,78 €/MWh, mostrando dinamiche sostanzialmente allineate a quelle dei prezzi sui principali hub europei. Nell'intero 2023, nei singoli mercati a pronti del GME, le quotazioni seguono andamenti simili tra loro sia su base annua che su base mensile, attestandosi tutte sotto i 43 €/MWh. Unica eccezione si registra nel comparto intraday AGS, attivato con una frequenza ridotta da Snam e caratterizzato da un prezzo medio annuo pari a 47 €/MWh.

Nel 2023, all'interno di un sistema gas connotato da un generale calo della domanda, anche gli scambi complessivi nel Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS) mostrano una riduzione e si portano a 155 TWh (-12% rispetto al massimo storico del 2022), mantenendo però la loro quota sul totale consumato nel sistema gas a ridosso dei livelli più alti di sempre (23% con un picco mensile al 31% a ottobre).

La flessione dei volumi scambiati appare ascrivibile

e in successiva ripresa sopra i 40 €/MWh ad ottobre e novembre, in corrispondenza dell'inizio delle tensioni in Medio Oriente e dell'avvio della stagione invernale. Sviluppi analoghi si sono registrati anche ai principali hub europei e in particolare al TTF, in calo a 40,79 €/MWh (-83,87 €/MWh), valore che riporta lo spread PSV-TTF poco sopra i 2 €/MWh (era 0,7 €/MWh nel 2022).

esclusivamente al mutato quadro di sistema e fisiologicamente concentrata nei comparti AGS (28,4 TWh, -47,2%), venendo meno l'emergenza nazionale legata al riempimento degli stoccaggi e, conseguentemente, la necessità di intervento di Snam su detti mercati in qualità di esecutore di ultima istanza di tale servizio.

A tale calo si contrappone, invece, la nuova significativa crescita degli scambi nei mercati a negoziazione continua, a conferma del loro pluriennale trend positivo. L'aumento si osserva sia nel segmento day-ahead, che aggiorna il massimo storico, che in quello intraday, che torna ad essere il secondo mercato in termini di liquidità (29%).

Nel dettaglio, i volumi scambiati nel comparto a negoziazione continua salgono a 78,7 TWh sul MGP-Gas (+4,1% sul 2022; 51% del totale, +8 p.p.), con incrementi concentrati nei primi mesi dell'anno e in particolare a gennaio (9,4 TWh, livello mensile più alto di sempre), e a 44,4 TWh sul MI-Gas (+9,5%). Relativamente a quest'ultimo, si osserva una complessiva flessione delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (8,7 TWh, -14,7%), attivo soprattutto in acquisto (7,1 TWh, +100%), e una significativa crescita degli scambi tra operatori diversi dal RdB (35,7 TWh, +17,7%), la cui quota sale all'80% (+5 p.p.).

Tornano a ridursi i volumi registrati sul MGS, a 3,3 TWh (-36,2%), con una quota sul totale scambiato al 2% (era il 3% lo scorso anno). In calo i volumi trattati da Snam per la finalità di Bilanciamento, in particolare sul lato della vendita (0,9 TWh contro 3,1 TWh del 2022), mentre crescono, seppur di poco, le negoziazioni tra operatori terzi (1,5 TWh contro 1,2 TWh dello scorso anno).

Nel 2023, infine, nessuno scambio sul MT-Gas, mentre nel comparto Royalties della P-Gas sono stati contrattati 0,6 TWh ad un prezzo medio di 55,02 €/MWh.

Tabella 1: Mercati del gas naturale, prezzi e volumi scambiati nel 2023

Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh				Volumi scambiati. MWh			
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var		
IG Index	37,78	(-)	25,19	54,44				
MP-GAS								
<i>MGP</i>								
Negoziazione continua	42,11	(123,81)	-66,0%	11,01	150,00	78.740.424	(75.642.864)	4,1%
Comparto AGS	42,11	(123,84)	-66,0%	23,19	78,00	28.191.360	(51.107.424)	-44,8%
<i>MI</i>								
Negoziazione continua	42,72	(122,59)	-65,2%	4,85	80,95	44.385.336	(40.528.008)	9,5%
Comparto AGS	47,00	(134,03)	-64,9%	42,00	53,67	158.976	(2.598.504)	-93,9%
MGS	42,15	(124,89)	-66,3%	25,00	77,92	3.274.177	(5.133.885)	-36,2%
MPL	-	-	-	-	-	-	-	-
MT-GAS*	-	-	-	-	-	-	-	0,0%
P-GAS								
Royalties*	55,02	(147,35)	-62,7%	50,76	61,28	629.548	(2.031.021)	-69,0%
Import	-	-	-	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-	-	-	-

* Per MT-Gas e P-Gas Royalties i volumi si riferiscono agli scambi indipendentemente dal periodo di consegna.
Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Figura 3: Mercati del gas naturale, prezzi*

Fonte: dati GME, LSEG

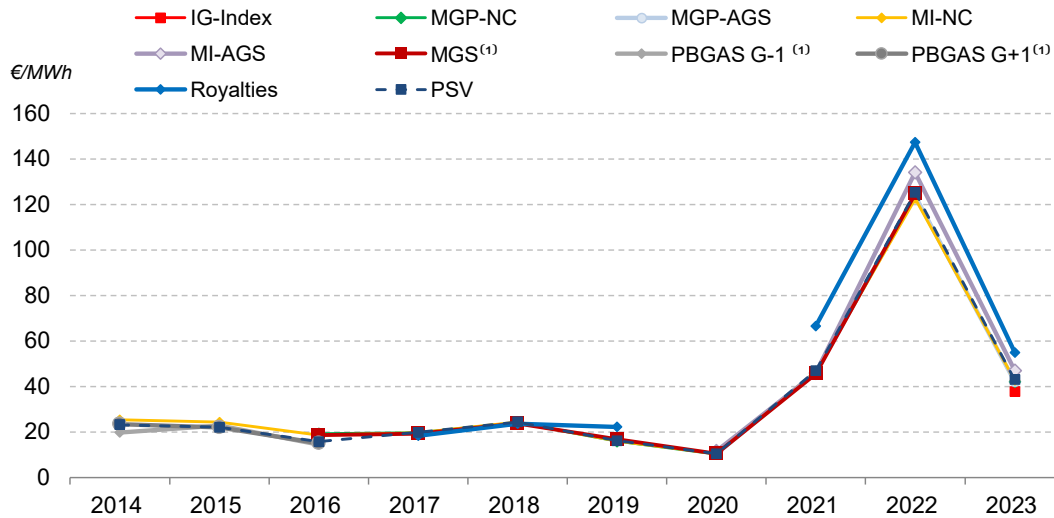


Figura 4: Mercati a pronti del gas naturale

Fonte: dati GME

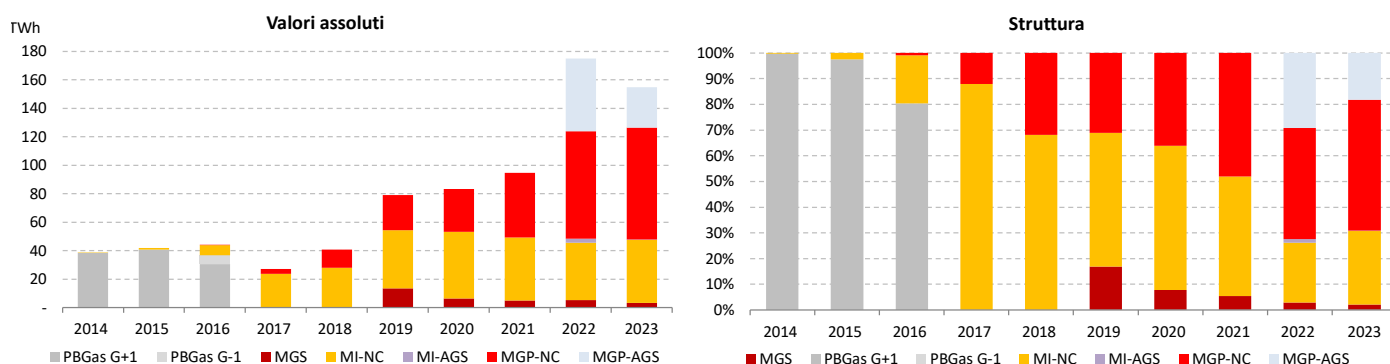


Tabella 2: Mercato Gas in Stoccaggio, struttura degli scambi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	3.274.177	(5.133.885)	3.274.177	(5.133.885)	-	(-)	-	(-)
SRG	876.001	(821.758)	909.549	(3.125.646)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	876.001	(821.758)	909.549	(3.125.646)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	2.398.176	(4.312.127)	2.364.628	(2.008.239)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ In uno scenario internazionale che resta ancora incerto, pur superata la fase più acuta della crisi energetica, le quotazioni delle commodities si confermano nel 2023 molto elevate, sebbene in forte calo rispetto ai livelli record raggiunti nel 2022 in particolare dopo l'avvio del conflitto russo-ucraino. La riduzione annuale appare accentuata soprattutto per il carbone

(135 \$/MT) e il gas (poco sopra 40 €/MWh al PSV e TTF), con conseguente analogia netta flessione dei costi di generazione termoelettrica (nonostante permessi di emissione al nuovo record di quasi 84 €/ton) e dei prezzi europei dell'elettricità, attestatisi in Europa a 95/127 €/MWh con differenze ancora connesse alle caratteristiche dei parchi di produzione nazionale.

Tornano in calo annuale nel 2023 le quotazioni di greggio e combustibili, che tuttavia negli ultimi anni si attestano su livelli inferiori solo a quelli eccezionalmente elevati del 2022. Il riferimento del Brent scende poco sotto 84 \$/bbl (83,72 \$/bbl, -19% sul 2022), mentre si attestano attorno a 543 \$/MT e poco sotto 814 \$/MT rispettivamente l'olio combustibile (543,08 \$/MT, -21%) e il gasolio (813,87 \$/MT, -21%). Le dinamiche infra-annuali mostrano nella prima metà dell'anno quotazioni che, proseguendo un trend avviato nella seconda metà del 2022, risultano tendenzialmente in progressiva riduzione fino all'inizio dell'estate, per raggiungere i massimi annuali tra fine settembre e ottobre, anche in corrispondenza di nuove tensioni internazionali innescate dalle tensioni in

Medio Oriente, e chiudere il 2023 sotto i valori medi annui. Analoga dinamica nella prima metà dell'anno anche per il carbone che, dopo il minimo di luglio (meno di 118 \$/MT), mostra però una più debole volatilità fino a fine anno, risultando complessivamente più che dimezzato rispetto al record storico del 2022 (134,98 \$/MT, -53%).

Complessivamente le dinamiche annuali del prezzo del greggio, dei suoi derivati e del carbone risultano leggermente accentuate nella loro conversione in euro, in presenza di un tasso di cambio che, con una crescita del 3%, risale a 1,08 USD/EUR, risultando superiore solo al minimo del 2022 e mostrando una volatilità mensile molto bassa (1,06/1,11 USD/EUR) e in netta riduzione.

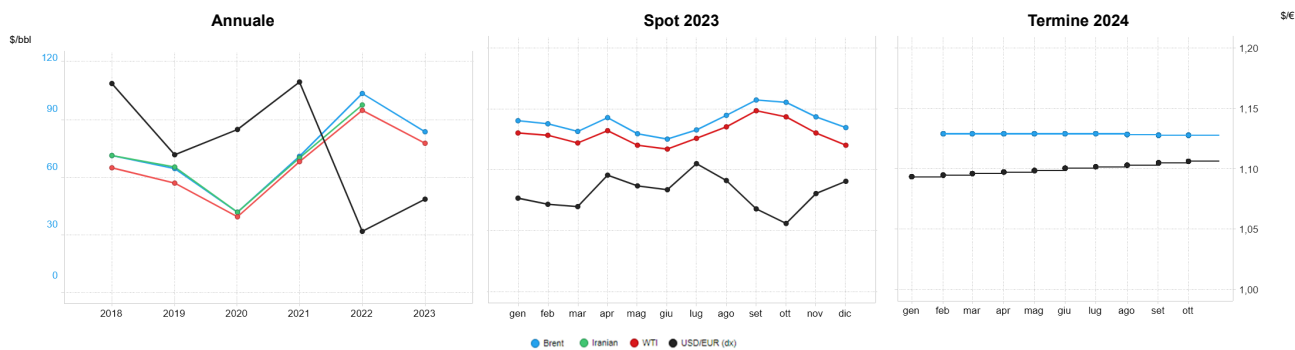
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Annuale*						Mensile			
FUEL	UdM	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
Brent	USD/BBL	83,72	-19%			80,72	-6%	-3%	
Olio Combustibile	USD/MT	543,08	-21%	432,88	453,90	524,61	-6%	4%	481,00
Gasolio	USD/MT	813,87	-21%			776,16	-7%	-12%	801,50
Carbone	USD/MT	134,98	-53%	200,91	111,81	121,51	-3%	-48%	130,19

FUEL	UdM	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future M-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
Brent	EUR/BBL	77,51	-21%			74,08	-7%	-6%	
Olio Combustibile	EUR/MT	502,82	-23%		404,69	481,34	-7%	1%	
Gasolio	EUR/MT	753,78	-23%			712,24	-8%	-14%	
Carbone	EUR/MT	124,97	-55%		99,69	111,52	-4%	-49%	
Tasso Cambio	EUR/USD	1,08	3%	1,09	1,12	1,09	1%	3%	1,09

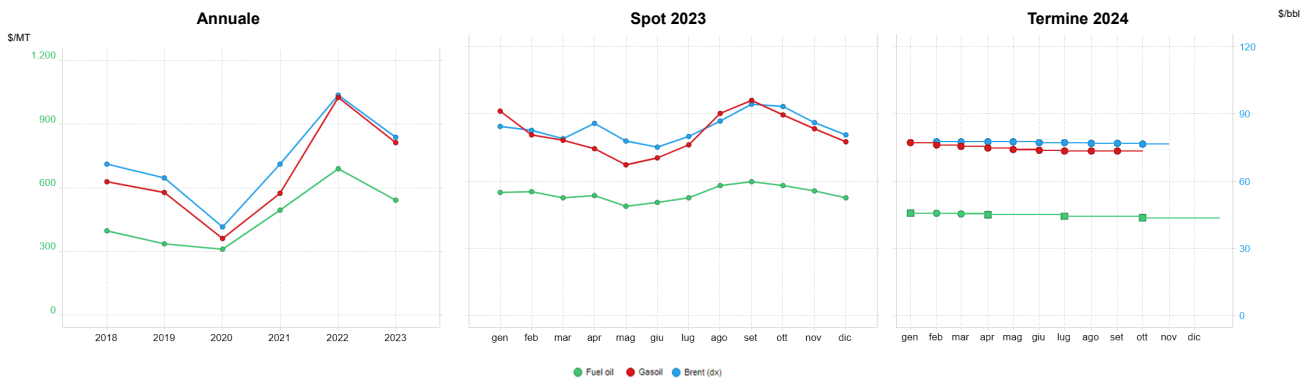
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



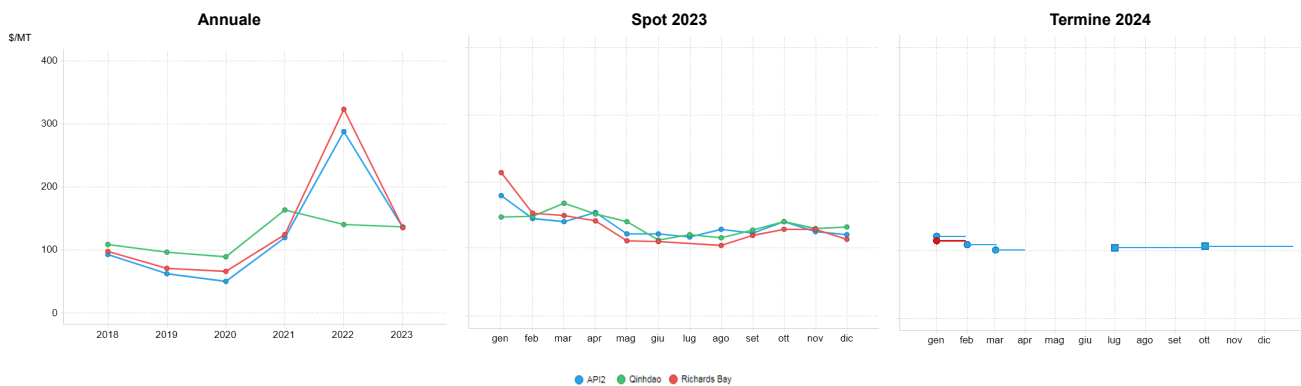
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



Fonte: LSEG Data & Analytics

Grafico 3: Coal, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



*A partire dal 01/04/2022 i dati spot relativi al carbone si riferiscono alla quotazione future M+1

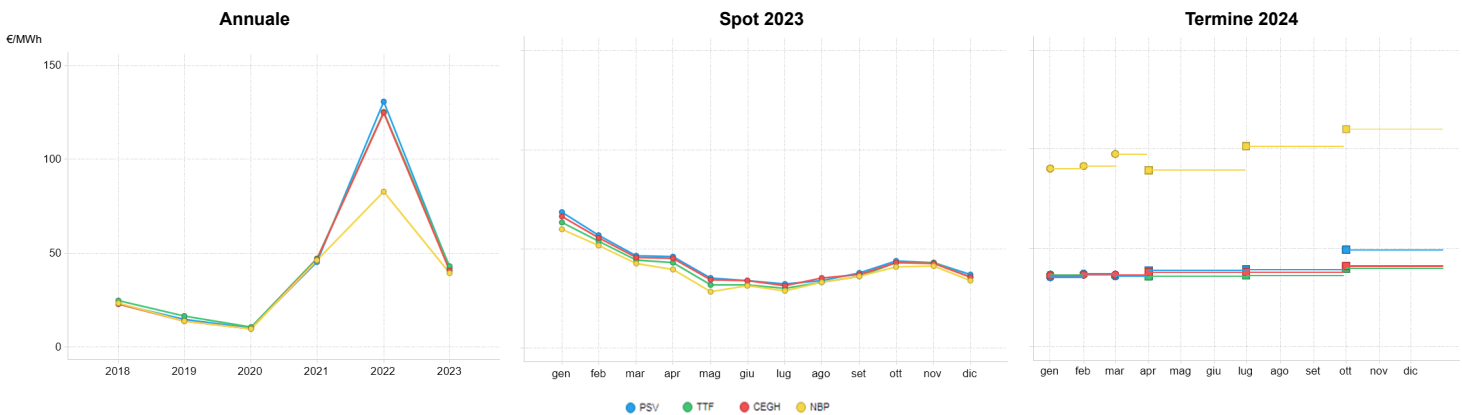
Fonte: LSEG Data & Analytics

Più che dimezzate rispetto ai massimi storici del 2022 e di poco inferiori anche ai valori del 2021, i prezzi del gas scendono a 43 €/MWh al PSV (-66%) e a 41 €/MWh al TTF (-67%), con lo spread tra i due riferimenti che torna a superare 2 €/MWh (2,26 €/MWh, era 0,72 €/MWh nel 2022). In corso d'anno, anche le quotazioni del gas segnano una progressiva riduzione da gennaio a luglio, per poi tornare a crescere fino ad ottobre, con il riaccendersi delle tensioni medio-orientali e

la stagionale ripresa della domanda, ripiegando poi nei due mesi finali dell'anno. Tendenzialmente in riduzione nel corso dell'anno anche lo spread PSV-TTF che, pari a oltre 5 €/MWh a gennaio, scende fino ad invertire il suo segno a novembre (-0,34 €/MWh) per tornare positivo a dicembre (+1 €/MWh). In ottica prospettica le aspettative dei mercati futures registrate a fine dicembre sono di prezzi ancora in calo nel 2024, più deciso per il riferimento italiano.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica (€/MWh)

Descrizione	Area	Annuale				Mensile			
		Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
PSV	IT	43,05	-66%	97,35	34,80	37,22	-13%	-70%	38,97
TTF	NL	40,79	-67%	89,50	36,60	35,95	-17%	-70%	39,83
CEGH	AT	42,24	-68%	89,00	37,04	35,79	-16%	-70%	42,21
NBP	UK	39,11	-53%			34,13	-18%	-70%	39,94



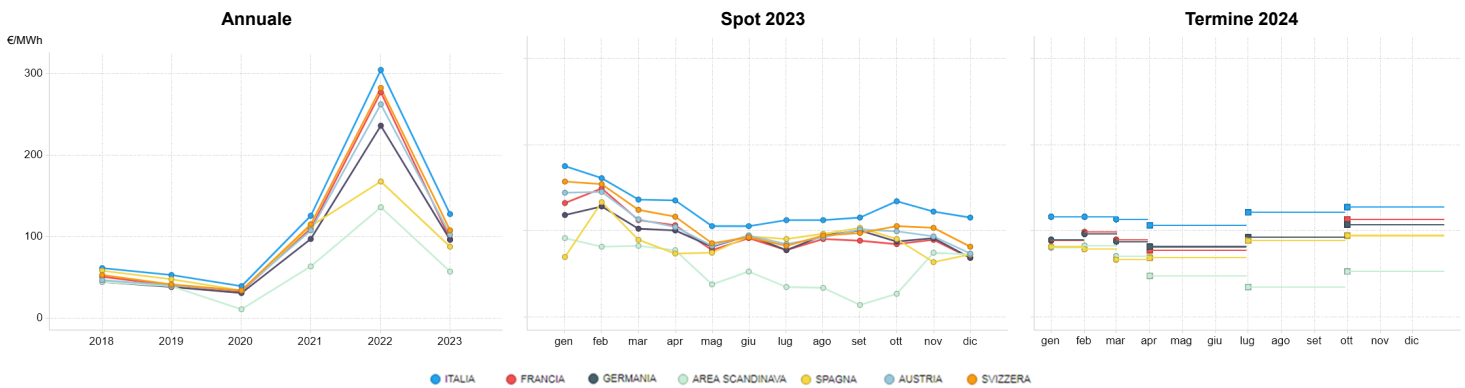
Fonte: LSEG Data & Analytics

Le dinamiche osservate sulle quotazioni dei combustibili nel 2023 si riflettono sui prezzi elettrici europei che, pur dimezzati rispetto agli eccezionali livelli del 2022, si riportano attorno ai valori comunque molto elevati del 2021. Il Pun italiano, fortemente dipendente dalla generazione a gas, scende a 127 €/MWh (-58%) e si conferma ancora più alto rispetto alle quotazioni registrate sulle limitrofe borse estere settentrionali e in Germania, a 95/107 €/MWh (-60/-65%), sulle quali si evidenzia un differenziale di prezzo tra quest'ultima e la Francia quasi

nullo (-2 €/MWh, era -40 €/MWh nel 2022) in corrispondenza, da un lato, di ridotte indisponibilità del parco nucleare francese e, dall'altro, della chiusura a partire da aprile degli ultimi reattori nucleari presenti in Germania. Restano più bassi i prezzi in Spagna (87 €/MWh, -48%) e nell'Area Scandinava (56 €/MWh, -58%). I mercati futures confermano prezzi elettrici ancora in riduzione anche nel 2024, con variazioni più intense per il Pun italiano, e il conseguente forte ridimensionamento dello spread atteso Italia-Francia (Figura 2).

Figura 2: Borse europee, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica (€/MWh)

Area	Annuale				Mensile			
	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
ITALIA	127,24	-58%	263,58	111,07	115,46	-5%	-61%	131,34
FRANCIA	96,86	-65%	276,42	92,38	68,47	-23%	-75%	89,45
GERMANIA	95,18	-60%	244,43	93,04	68,52	-25%	-73%	89,69
AREA SCANDINAVA	56,44	-58%	131,00	52,75	72,42	-3%	-68%	87,35
SPAGNA	87,10	-48%	173,50	82,75	72,17	14%	-26%	74,30
AUSTRIA	102,14	-61%			73,17	-22%	-72%	
SVIZZERA	107,48	-62%			81,08	-21%	-71%	



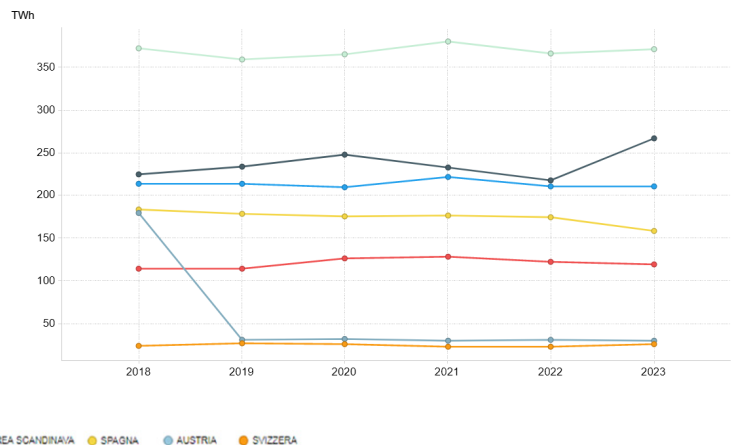
Fonte: LSEG Data & Analytics

Infine, in relazione ai volumi scambiati sulle borse su base spot, risultano ai massimi degli ultimi anni le negoziazioni in Germania (267 TWh, +23%), sostenuti da un'offerta rinnovabile

ai massimi storici; pressochè invariati, invece, i volumi in Italia (210 TWh) e nell'area scandinava (371 TWh, +1%) e in calo in Francia (119 TWh, -3%) e in Spagna (158 TWh, -10%).

Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot (TWh)

Nazione	Anno	Var Y-1 (%)	Dicembre
ITALIA	209,9	0%	18,3
FRANCIA	118,6	-3%	11,8
GERMANIA	266,6	23%	27,4
AREA SCANDINAVA	371,3	1%	37,5
SPAGNA	157,8	-10%	12,2
AUSTRIA	29,3	-4%	2,7
SVIZZERA	25,4	13%	2,1



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

Fonte: LSEG Data & Analytics

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

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Nel 2023 il prezzo medio dei titoli di efficienza energetica mostra un calo sia sul mercato organizzato (MTEE), dove si attesta poco sotto i 252 €/tep (-2,4%), che sulla piattaforma bilaterale, nella quale risulta pari a 224 €/tep (-3,3%). Stabili sul MTEE i titoli complessivamente negoziati, pari a 1,76 milioni di tep, mentre sulla piattaforma bilaterale si rileva un incremento degli scambi a 1,06 milioni di tep (+9,5%), con la liquidità di mercato che cala lievemente al 62% (-2 p.p.).

Sul settore delle Garanzie d'Origine, nel 2023, il prezzo medio aggiorna il massimo storico su tutte le modalità

di contrattazione. In particolare le quotazioni medie salgono a 6,10 €/MWh sul mercato (+3,88 €/MWh), risultando superiori di circa 4 €/MWh al livello registrato nelle negoziazioni bilaterali (2,12 €/MWh, +1,48 €/MWh). Salgono a 5,67 €/MWh i prezzi medi sulle aste del GSE (+1,84 €/MWh). In termini di volumi, invece, si assiste ad un calo generalizzato su tutte le piattaforme di negoziazione, più intenso sul MGO (-33%) e nelle aste (-58%) che sulla piattaforma bilaterale (-12%).

Nessuno scambio, infine, nel 2023 sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti (MCIC).

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

Nel 2023 il prezzo medio registrato sul mercato organizzato (MTEE) cala su base annua a 251,73 €/tep (-2,4%), oscillando su base mensile tra i 255 €/MWh ed i 257 €/MWh nei primi cinque mesi dell'anno, relativi all'anno d'obbligo 2022, e osservando un trend decrescente in quelli successivi in cui tocca il minimo di 246 €/tep a dicembre (Tabella 1, Figura 2). In calo anche il prezzo medio rilevato sulla piattaforma bilaterale che nel 2023 risulta pari a 224,22 €/tep, (-3,3%), per effetto di un andamento mensile piuttosto altalenante tra i 153 €/MWh del mese di agosto ed i 241 €/MWh di ottobre. Il differenziale, pertanto, tra la quotazione bilaterale e quella di mercato si amplia a 27,5 €/tep. Tale valore scende, tuttavia, a circa 4 €/tep, considerando solo le transazioni bilaterali registrate ad un prezzo superiore ad 1 €/tep, rappresentative

nel 2023 di una quota pari al 90% del totale (Tabella 1, Figura 1, Figura 2).

Le negoziazioni di TEE sul mercato risultano sostanzialmente in linea con i valori registrati nel 2022, pari a 1,76 milioni di tep (+0,4%), a fronte di contrattazioni sulla piattaforma bilaterale in crescita a 1,06 milioni di tep (+9,5%) e di una liquidità del MTEE che si porta conseguentemente al 62% (-2 p.p. sull'anno precedente).

L'analisi mensile degli scambi di mercato evidenzia una diminuzione su base annua nei mesi tra maggio e agosto, quando i volumi negoziati si riducono del 22% sull'analogo periodo del 2022, contro una crescita del 24% e del 13% rispettivamente del primo e l'ultimo quadrimestre dell'anno (Tabella 1, Figura 1, Figura 2).

Tabella 1: TEE, sintesi annuale

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. tend.	mln di €	Var. tend.
	€/tep	Var. tend.	€/tep	€/tep				
Mercato	251,73	-2,4%	242,00	259,00	1.756.866	+0,4%	442,25	-2,0%
Bilaterali	224,22	-3,3%	0,00	260,97	1.057.084	+9,5%	237,02	+5,9%
con prezzo >1	247,87	-2,6%	93,68	260,97	956.197	+8,8%	237,02	+5,9%
Totale	241,39	-2,9%	0,00	260,97	2.813.950	+3,6%	679,27	+0,6%

Figura 1: TEE, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME

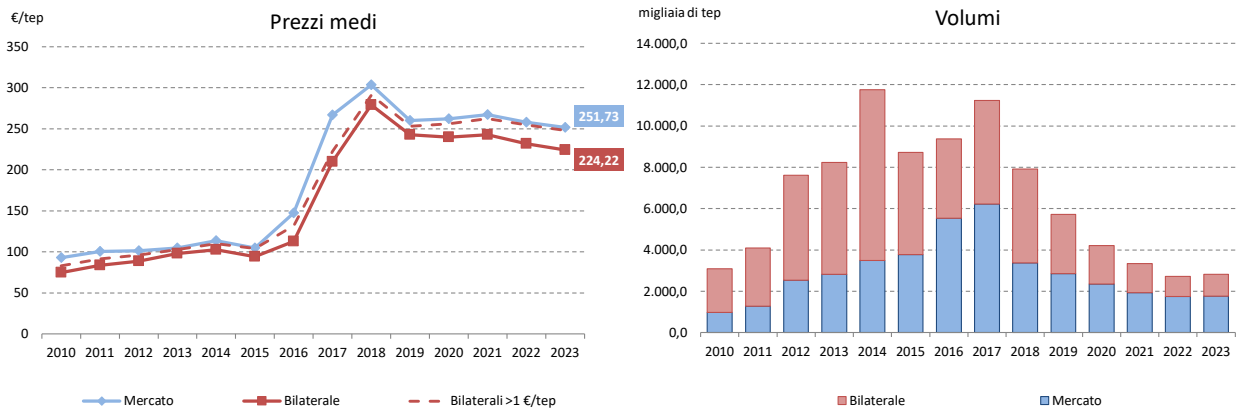


Tabella 2: TEE, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	246,24	-0,8%	242,00	247,98	123.247	-26,4%	30,35	-27,0%	9.900	+3,9%	8,0%	+2,3 p.p.	3	-4
Bilaterali	231,53	-2,0%	0,00	248,12	17.566	-90,4%	4,07	-90,6%						
con prezzo >1	238,47	-4,4%	216,00	248,12	17.055	-90,1%	4,07	-90,6%						
Totale	244,40	+1,0%	0,00	248,12	140.813	-59,8%	34,42	-59,4%						

Figura 2: TEE, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

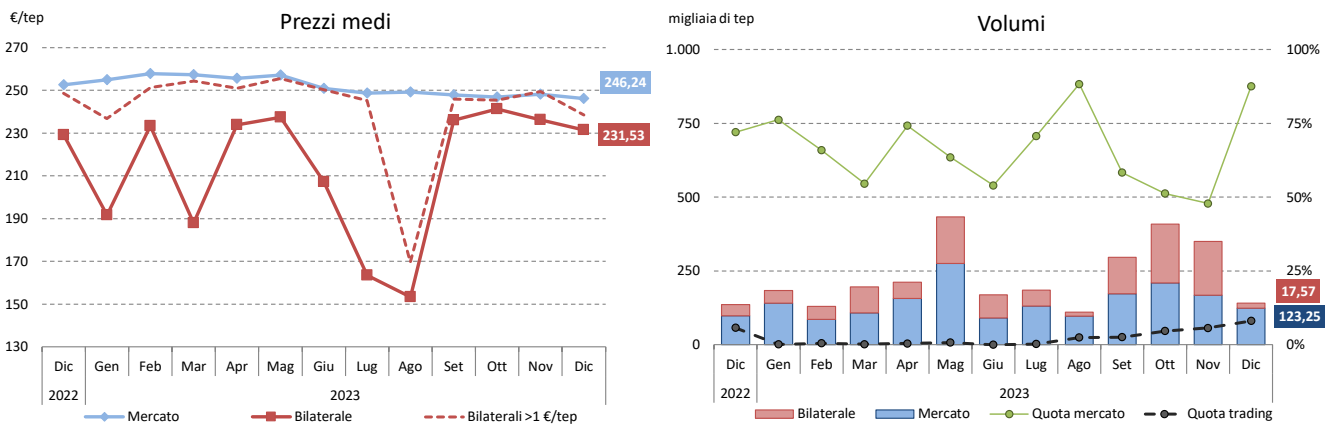
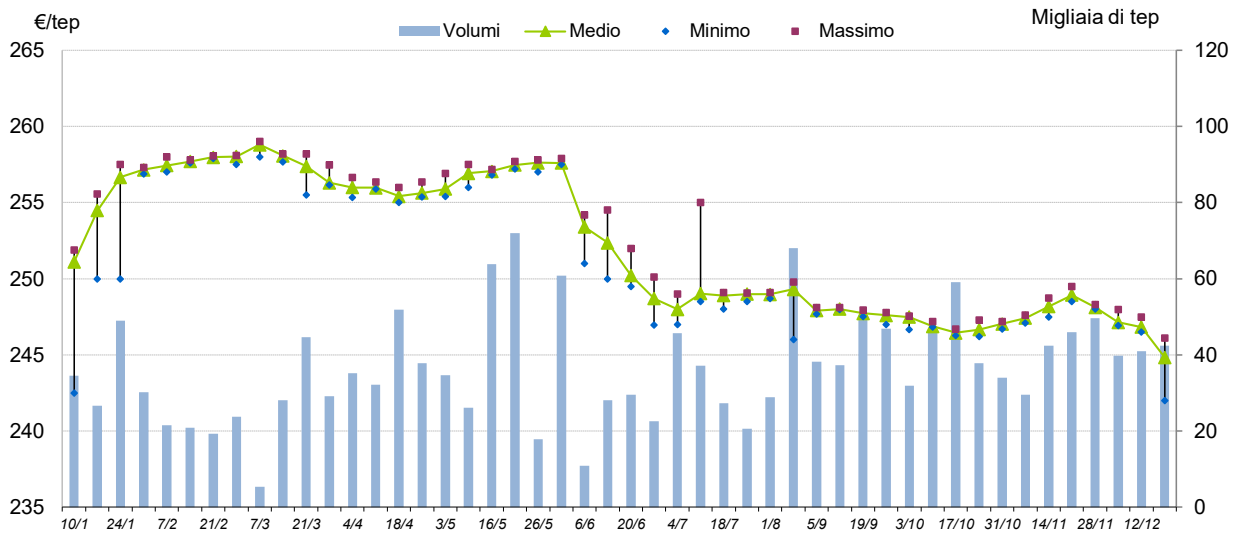


Figura 3: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



Complessivamente, nel sistema, il numero dei titoli emessi, al netto di quelli ritirati, dall'inizio del meccanismo a fine 2023, si porta a 71.370.842, in aumento di 2.654.679 tep rispetto al 31 dicembre 2022 e di 156.735 tep rispetto a fine novembre. Il numero di titoli disponibili a fine anno, al lordo dei titoli

registrati sul conto del GSE, ammonta inoltre a 3.280.589 tep, in aumento di 328.682 tep rispetto a dicembre 2022 ed in calo di 847.628 tep rispetto a novembre 2023, in virtù anche dell'annullamento dei titoli effettuato nella sessione di novembre (1.004.372 titoli) (Tabella 3).

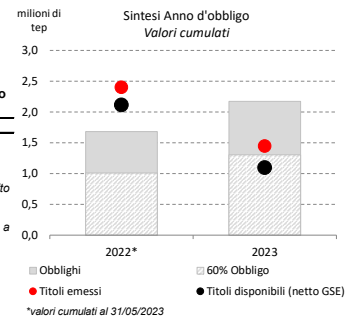
Tabella 3: TEE, sintesi anno d'obbligo 2023

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260	€/tep						
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	tep	tep
26	248,01	991.826	667.304	247,34	606.562	247,97	3.280.589	71.370.842	2.187.061	

*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.



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

A metà novembre del 2023 sono entrate in vigore le modifiche al Regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine, adeguato al fine di: i) dare attuazione alle disposizioni di cui al Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica n. 224 del 14 luglio 2023; ii) recepire le disposizioni di cui al punto 5) della Deliberazione ARERA 496/2023/R/COM del 31 ottobre 2023. Dette modifiche sono volte, in particolare, ad introdurre, nell'ambito dei sistemi P-GO (M-GO/PB-GO), le attività di negoziazione e registrazione delle ulteriori tipologie di GO relative all'energia elettrica e al gas, incluso il biometano, previste ai sensi del suddetto Decreto, nonché a specificare la procedura di modifica in caso di adeguamento a disposizioni normative e/o regolatorie vincolanti.

Nel 2023 il prezzo medio delle GO registra un incremento generalizzato e trasversale rispetto alle tre modalità di contrattazione, aggiornando ovunque il massimo storico. Più intensa la crescita sul mercato MGO (+3,88 €/MWh), con il prezzo medio a 6,10 €/MWh, mentre risulta inferiore ai 2 €/MWh l'apprezzamento dei prezzi sulla piattaforma bilaterale PBGO, saliti a 2,12 €/MWh, e sulle Aste GSE, a 5,67 €/MWh. In virtù di tali variazioni, nel 2023, lo spread tra il prezzo di mercato e quello dei bilaterali cresce a 3,98 €/MWh (+2,40 €/MWh sul 2022), valore che si riduce a 3,82 €/MWh considerando le sole transazioni bilaterali registrate con prezzo strettamente positivo, pari al 93% del totale scambiato

sulla PBGO (Tabella 4, Figura 4).

Per quanto riguarda le singole tipologie di GO contrattate, tutte le categorie mostano prezzi nell'intorno dei 6 €/MWh, con un minimo di 3,06 €/MWh della tipologia Bio di nuova introduzione e scambiata solo a novembre e dicembre. Viceversa, quest'ultima categoria risulta la più costosa nella PBGO (7,08 €/MWh). Sulle Aste GSE, invece, è la categoria Altro a registrare il prezzo più alto con 6,87 €/MWh.

L'analisi mensile dei prezzi sul MGO mostra quotazioni medie più elevate nei primi 8 mesi dell'anno salvo calare nei 4 mesi successivi fino ad attestarsi sul minimo di 3 €/MWh negli ultimi due mesi (Figura 5).

In termini di volumi, invece si assiste ad un calo generalizzato su tutte le modalità di contrattazione. In dettaglio gli scambi sul MGO calano a 0,7 TWh (-33%), mentre le assegnazioni tramite asta si riducono a 7,5 TWh (-58%). Si confermano predominanti anche nel 2023, sebbene in flessione, le registrazioni sulla piattaforma bilaterale, 61 TWh (-12%). (Tabella 4, Figura 4, Figura 5).

La struttura degli scambi per tipologia di impianto con riferimento all'anno di produzione 2023 evidenzia la diversa distribuzione sulle tre modalità di contrattazione, con una prevalenza della tipologia di produzione Altro (46,9%) sul MGO, della tipologia Idroelettrico e Eolico sulla PBGO (44,1% e 41,8%) e infine della tipologia Solare (48,1%) nelle aste di assegnazione del GSE (Figura 6).

Tabella 4: GO, sintesi annuale

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. tend.	€	Var. tend.
	€/MWh	Var. tend.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	6,10	+175,6%	1,00	9,00	694.385	-32,7%	4.233.211	+85,5%
Bilaterali con prezzo >0	2,12	+232,6%	0,00	10,00	61.162.334	-11,6%	129.591.917	+194,1%
	2,27	+241,9%	0,01	10,00	56.998.945	-14,0%	129.591.917	+194,1%
Totale	2,16	+227,7%	0,00	10,00	61.856.719	-11,9%	133.825.128	+188,8%
Asta GSE	5,67	+47,9%	0,15	8,08	7.501.231	-57,6%	42.497.134	-37,3%

Figura 4: GO, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME

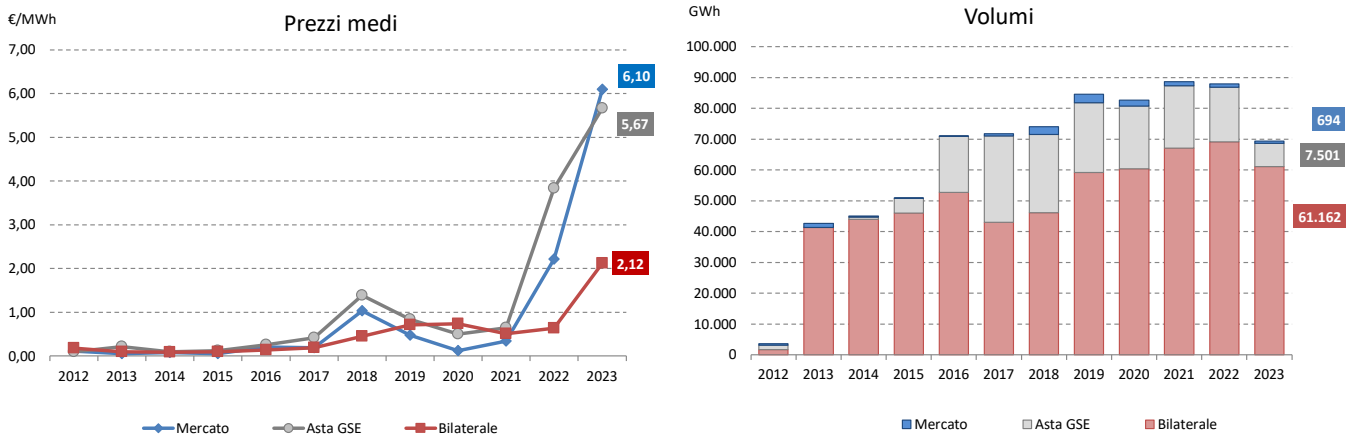


Tabella 5: GO, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	3,19	+6,0%	1,00	3,50	42.894	+13,0%	136.939	+19,8%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	2,29	-34,2%	0,00	9,00	4.489.054	+348,2%	10.294.371	+194,7%
	2,53	-27,4%	0,04	9,00	4.064.231	+305,8%	10.294.371	+194,7%
Totale	2,30	-33,7%	0,00	9,00	4.531.948	+336,0%	10.431.309	+189,2%
Asta GSE	3,12	-	2,66	3,50	1.799.138	-	5.606.523	-

Figura 5: GO, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

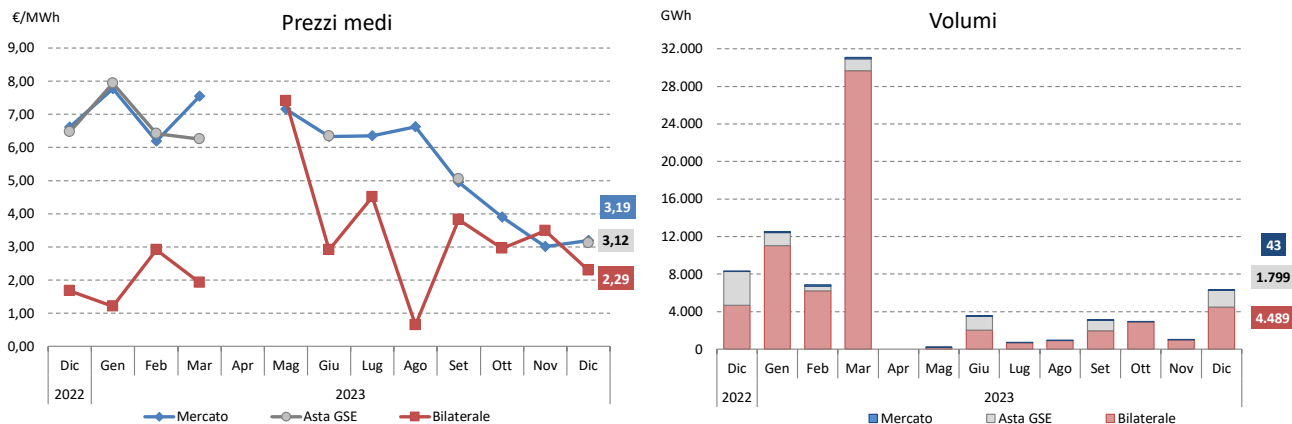
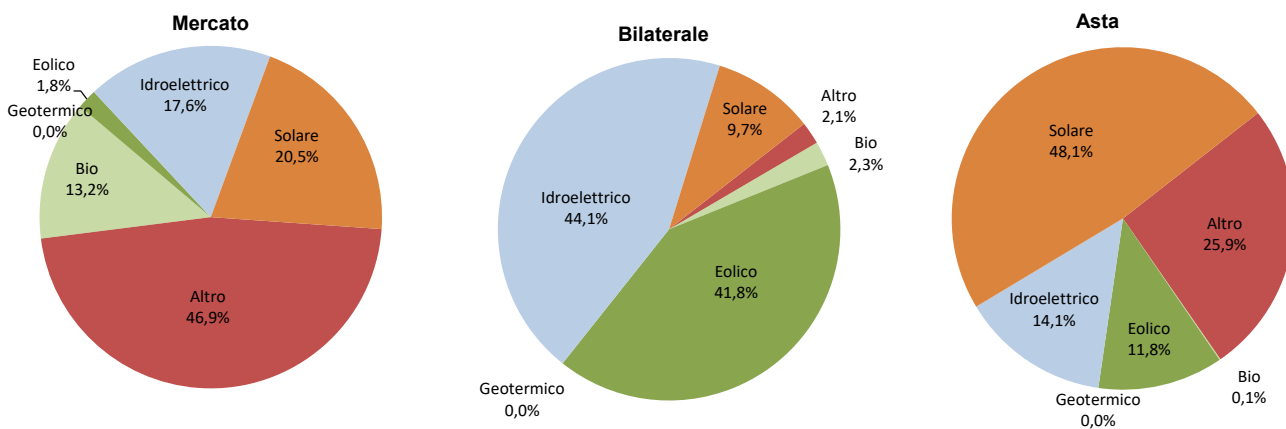


Figura 6: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2023

Fonte: dati GME



MERCATO DEL PETROLIO: PROVE DI STABILITÀ IN UN CONTESTO

di Lisa Orlandi - RIE

(continua dalla prima)

Nell'ultima parte del 2022 ha prevalso la variabile "ansia" e con essa i timori di un calo dei consumi mondiali, anche in ragione della contrazione della domanda cinese per la recrudescenza di contagi da Covid-19 e l'adozione conseguente di misure

restrittive estreme come i lockdown locali. Tuttavia, il permanere della variabile "guerra" ha contribuito a contenere il ridimensionamento dei prezzi che non sono quasi mai scesi sotto gli 80 doll/bbl.

Fig. 1 – Andamento del Brent Dated 2020-2023 (doll/bbl)



Fonte: elaborazioni RIE

Anche nel 2023 l'andamento del barile ha visto l'alternarsi di dinamiche rialziste – sorrette dal war premium e da aspettative di mercato "corto" – a periodi di ribassi guidati dall'anxiety discount, ovvero dai timori di peggioramento della situazione economica mondiale a causa del prolungarsi del conflitto tra Russia e Ucraina, della crisi del sistema bancario americano e delle incertezze sulla tenuta dell'economia cinese.

Le quotazioni hanno oscillato in prevalenza tra i 70 e i 90 doll/bbl, chiudendo mediamente a circa 82 doll/bbl e interrompendo il trend di crescita su base annua del biennio precedente. Tuttavia, le dinamiche più recenti meritano una riflessione più ampia in quanto la tendenza alla "normalizzazione" dei prezzi di mercato cui si sta assistendo negli ultimi mesi è ascrivibile a fattori dall'andamento incerto sia sul versante dei fondamentali reali sia su quello della geopolitica. In quanto tali, non possono quindi essere indicativi di un mercato stabile e in solido equilibrio.

I prezzi non aumentano nonostante le crisi geopolitiche

L'ultima parte dell'anno, in particolare, è stata interessata da una tendenza progressivamente bearish, nonostante la presenza diffusa di situazioni critiche in paesi chiave del Medio Oriente e dell'Africa. In primis, l'improvviso attacco sferrato ad inizio ottobre da Hamas – il gruppo militante palestinese sostenuto dall'Iran che opera nella Striscia di Gaza – verso Israele. Inizialmente, le congetture riguardo l'evolversi della crisi e il coinvolgimento più o meno esteso degli Stati produttori vicini hanno portato i più a paventare il ripetersi di una crisi simile a quella del 1973-74, il che ha determinato un rialzo delle quotazioni che si sono riavvicinate a 90 doll/bbl; il premio per il rischio riguardava principalmente il potenziale impatto sulle esportazioni di petrolio iraniane, già aumentate negli ultimi anni grazie all'approccio più morbido verso le sanzioni adottato dagli Stati Uniti¹. Tuttavia, già alla fine del mese, il mercato ha iniziato a scontare l'assenza di

un effetto immediato sulla produzione e, di conseguenza, il barile ha iniziato a perdere terreno riportandosi nella fascia dei 70-80 doll/bbl.

Tutto ciò nonostante il perdurare della crisi, come testimoniato dagli attacchi marittimi sferrati ad inizio gennaio dai ribelli yemeniti Houthi (sostenuti dall'Iran) nella zona del Mar Rosso ai danni di una nave USA, per impedirle di raggiungere Israele. La zona del Mar Rosso, su cui l'Iran esercita una forte influenza servendosi anche degli Houthi, è un'area di importanza cruciale sia in termini commerciali che geostrategici: ponte naturale tra Oriente e Occidente, la sua posizione è diventata sempre più nevralgica dopo lo scoppio del conflitto in Ucraina che sta rendendo necessaria un'indipendenza energetica europea dalla Russia. Anche a seguito degli ultimi attacchi, tuttavia, il Brent ha rialzato la testa solo nell'immediato e in modo contenuto, mantenendosi stabilmente al di sotto degli 80 doll/bbl. Il dato medio di dicembre si è infatti attestato a 77 doll/bbl contro i 93 dollari registrati a settembre, prima dell'avvio della crisi lungo la Striscia di Gaza.

Le ragioni di questa dinamica sono molteplici e di diversa natura, spaziando da considerazioni strutturali di lungo periodo a ragionamenti legati ai fondamentali reali correnti e alle loro – in certi casi inattese – evoluzioni. Circa il primo nucleo di ragioni, merita rilevare come la situazione attuale sia molto diversa da quella di cinquant'anni fa e per certi versi migliore². Il mercato petrolifero ha cambiato peso e con esso sono profondamente mutati i protagonisti della scena mondiale. La domanda di petrolio di oggi è all'incirca il doppio (100 vs 60 mil. bbl/g) di quella di allora ma rappresenta solo un terzo dei consumi energetici mondiali contro il 50% del 1973; ancora, i paesi OPEC – tra cui rientrano alcuni Stati coinvolti nella crisi – soddisfano il 36% della produzione globale contro il 53% di cinquant'anni fa; gli Stati Uniti, grazie alla shale revolution, dall'essere il maggior importatore di petrolio sono divenuti il maggior produttore globale.

Minor peso della domanda e minore ingerenza del Medio Oriente nella produzione mondiale sono fattori di attenuazione della crisi, o meglio del suo impatto diretto sui prezzi. Tuttavia, non mancano elementi di preoccupazione e non si può quindi dare per scontato che il mercato continui a integrare la crisi in atto senza esibire spike di prezzo più duraturi.

Elementi di vulnerabilità: dalla tenuta dello shale USA ai noli del Mar Rosso

Occorre quindi seguire con la lente alcune dinamiche che potrebbero far vacillare questo stato di apparente stabilità. Due su tutte: la tenuta della produzione statunitense; l'importanza nevralgica del Mar Rosso nel mutato contesto geopolitico avviatosi con la guerra in Ucraina.

Nel caso degli USA, l'ultimo anno è stato foriero di una nuova ondata produttiva con gli shipper che, in novembre, hanno portato fuori dai confini 4,5 mil. bbl/g, più di quanto non sia stato prodotto dall'Iraq, secondo maggiore paese OPEC. Tuttavia, emerge uno scetticismo diffuso sulla capacità

dell'industria americana di proseguire con questi ritmi anche nel 2024. La maggiore produzione messa in campo dagli operatori shale nell'ultimo anno (13,2 mil. bbl/g ad ottobre, +900.000 bbl/g rispetto a dodici mesi prima) è, infatti, in larga parte ascrivibile ai pozzi sviluppati a fine 2022, sulla scia di prezzi del greggio elevati. Grazie al suo breve time to market, lo shale USA rappresenta un valido cuscino in situazioni di crisi temporanea; tuttavia, in presenza di shock di offerta estesi e duraturi, la capacità di attenuazione dello shale verrebbe messa a dura prova, anche in considerazione del fatto che molti analisti sono pronti a scommettere su una crescita ben più anemica del petrolio non convenzionale statunitense nel 2024, in ragione dei tagli di budget degli operatori e di prezzi del greggio meno convenienti.

Incertezze a parte, appare evidente come la fine del 2023 abbia mostrato quello che Daniel Yergin ha definito il "great rebalancing", con il progressivo slittamento del cuore della produzione petrolifera dai paesi del Golfo all'Occidente. America e Canada insieme hanno infatti prodotto, nell'ultimo anno, più petrolio dell'intero Medio Oriente, a dimostrazione di quanto sopra esposto: la sfera di influenza dei diversi attori di mercato è profondamente diversa da quella che caratterizzava la prima crisi petrolifera del 1973 e, per certi versi, migliore.

Siamo comunque lontani dal dormire sonni tranquilli. I recenti attacchi nel Mar Rosso vanno a colpire un punto nevralgico per i flussi energetici internazionali. Qualche impatto, seppur non diretto sui prezzi del barile, è già evidente: il costo dei noli di trasporto di greggio e prodotti lungo tutte le rotte che transitano nella regione è schizzato verso l'alto; ciò risulta problematico anche per il nostro Continente che, dopo le sanzioni alla Russia, ha proprio nel Medio Oriente il suo secondo principale fornitore (dopo l'India). Saudi Aramco, ad esempio, consegna il greggio all'Europa attraverso il deposito di Sidi Kerir in Egitto, all'estremità settentrionale del Canale di Suez, e lo stesso dicasi per una parte dell'export del Kuwait. Analogamente, il 90% del greggio saudita consegnato a Orlen in Polonia viene spedito dall'Egitto. Ma anche per il greggio iracheno di Bassora – diventato un asse portante per le lavorazioni delle raffinerie UE – la rotta del Mar Rosso è un'arteria fondamentale.

Questi elementi, in un contesto di embarghi e ridefinizione dei flussi internazionali, aggiungono vulnerabilità ad un mercato che storicamente ha dimostrato la precarietà dei suoi equilibri.

Le aspettative per il 2024

La domanda petrolifera mondiale è attesa dimezzare la sua crescita nel 2024 rispetto al 2023 riportandosi in linea con gli incrementi annuali storici nell'intorno di 1 mil. bbl/g. Questa "normalizzazione" fa seguito allo smaltimento del controshock successivo alla fine della pandemia ma riflette anche il peggioramento del quadro macroeconomico mondiale e l'atteso rallentamento della Cina, primo motore dei consumi globali.

Tab. 1 – Le previsioni dei principali centri di analisi

PREVISIONI PREZZI PETROLIFERI		
BRENT (\$)	2023	2024
Citi	82,00	75,00
Bank of America	83,00	90,00
Turner Mason	82,40	85,00
Energy Intelligence	82,35	82,50
Piper Sandler	84,00	80,00
EA	82,40	82,57
WTI (\$)		
Citi	78,00	71,00
Bank of America	78,00	86,00
Turner Mason	77,60	79,77
Energy Intelligence	78,00	79,00
Piper Sandler	79,00	76,00
EA	77,63	78,07

Fonte: Petroleum Intelligence Weekly, 14 dicembre 2023

Le dinamiche attese lato domanda e la maggiore produzione di matrice non-OPEC sono le principali motivazioni alla base delle previsioni di prezzo formulate dai principali centri di analisi per il 2024. La maggior parte converge verso il range 75-85 doll/bbl, ravvisando un mercato complessivamente ben fornito, nonostante il prolungarsi dei tagli decisi dall'OPEC Plus. Nel sondaggio condotto dal Petroleum Intelligence Week e riportato in tabella, si nota solo la posizione fuori dal coro di Bank of America che indica una possibile media annua di 90 doll/bbl sostenuta da tensioni geopolitiche e ipotesi di taglio dei tassi di interesse da parte della Federal Reserve, tali da impattare sull'economia USA.

Le previsioni – per definizione incerte - sottendono l'interpretazione soggettiva delle dinamiche in atto e ci raccontano di un mercato che si sta cimentando in prove di stabilità, nonostante un contesto dai contorni tutt'altro che nitidi e la presenza di forze in grado di agire in direzioni opposte, anche in relazione ad una stessa variabile. Ottimismo o pessimismo sulla domanda cinese, sull'andamento dello shale USA e sulle evoluzioni delle crisi politiche in corso posso cambiare repentinamente la direzione dei prezzi, evidenziando la precarietà dei momenti di equilibrio in un mercato in balia delle aspettative e con persistenti fragilità strutturali.

¹ La produzione di greggio supera oggi i 3 mil. bbl/g e le esportazioni i 2 mil. bbl/g – i livelli più alti da quando l'amministrazione Trump ha ritirato gli Stati Uniti dall'accordo sul nucleare iraniano nel 2018;

² Clô A. (2023), La storia si ripropone ma non si ripete, in «Energia», n. 4, pp. 8-12.

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Decreto-legge 9 dicembre 2023 n. 181 | “Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023” | pubblicato in data 9 dicembre 2023 | Download <https://www.gazzettaufficiale.it>

Con il Decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181 (nel seguito: DL Energia 2), il Governo italiano ha introdotto, inter alia, talune disposizioni volte a promuovere e accelerare gli investimenti in autoproduzione di energia rinnovabile nei settori a forte consumo di energia elettrica, nonché a rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale.

Nello specifico, l'articolo 1 del DL Energia 2 ha previsto che il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (nel seguito: MASE), nel rispetto dei criteri stabiliti dal medesimo decreto, definisca un meccanismo per lo sviluppo di nuova capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili¹ da parte delle imprese energivore; in particolare, detta capacità potrà essere realizzata sia direttamente dalle imprese energivore, sia per il tramite di soggetti terzi con cui queste ultime abbiano sottoscritto contratti di approvvigionamento a termine di energia rinnovabile.

Al contempo, nelle more della realizzazione ed entrata in esercizio della nuova capacità produttiva, le imprese energivore potranno avvalersi della facoltà di richiedere al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE) l'anticipazione, ad un prezzo di cessione predefinito e per un periodo massimo di 36 mesi, di una quota parte della quantità di energia elettrica rinnovabile che il GSE rende disponibile sul mercato elettrico gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (di seguito: GME) - ivi incluse le relative garanzie di origine alla stessa associate - mediante la stipula di contratti per differenza a due vie.

Con riferimento invece al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale, l'articolo 2 del DL Energia 2 ha disposto che il GME organizzi e gestisca specifiche

procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale a prezzi “ragionevoli”, rivolte, in via prioritaria, ai clienti finali industriali a forte consumo di gas. Successivamente allo svolgimento di tali procedure di allocazione, il GSE dovrà stipulare contratti di acquisto per i diritti sul gas, nella forma di contratti finanziari per differenza a due vie rispetto all'indice di prezzo del PSV², della durata di 5 anni e a costi agevolati.

Deliberazione 602/2023/R/eel del 19 dicembre 2023 | “Approvazione delle modifiche al regolamento per la piattaforma conti energia (PCE) in materia di modalità di gestione dei pagamenti” | pubblicata in data 20 dicembre 2023 | Download <https://www.arera.it>

Comunicato del GME | “Modifica transitoria delle modalità di regolazione dei pagamenti degli operatori PCE – approvazione delle modifiche al Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a Termine” | pubblicato in data 21 dicembre 2023 | Download <https://mercatoelettrico.org>

Con la Deliberazione 602/2023/R/eel, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha approvato le modifiche urgenti al Regolamento della piattaforma dei conti energia a termine (Regolamento PCE), apportate dal GME al fine di modificare, in via transitoria, le modalità di gestione e regolazione dei pagamenti su tale piattaforma.

Dette modifiche - entrate in vigore in data 21 marzo 2022 - sono state effettuate al fine di consentire, attraverso l'utilizzo dello strumento di pagamento “SEPA Credit Transfer urgente”, una gestione più efficace delle garanzie finanziarie prestate dagli operatori per coprire le proprie esposizioni sui mercati.

In attuazione delle disposizioni di cui all'Art. 3.6 del Regolamento PCE, con il comunicato in oggetto il GME ha reso nota agli operatori l'avvenuta approvazione da parte di ARERA delle modifiche urgenti al Regolamento PCE.

¹La nuova capacità potrà essere realizzata tramite nuovi impianti fotovoltaici, eolici, o idroelettrici di potenza pari ad almeno 1 MW, o tramite interventi di rifacimento che aumentino la potenza di suddetti impianti di almeno 1 MW;

² Punto di Scambio Virtuale.

Gli appuntamenti

15-17 gennaio

International Conference on Computational Modeling and Sustainable Energy

Gandhinagar, Gujarat, India

Organizzato da Pandit Deendayal Energy University

<https://www.iccmse2023.com>

17 gennaio

Zero Carbon Technology Pathways

Milano, Italia

Organizzato da ES Energy & Strategy e Politecnico di Milano

<https://www.energystrategy.it>

18 gennaio

A change on wheels: Towards smart and sustainable transport

Evento on line

Organizzato da European Policy Centre

<https://epc.eu>

19-21 gennaio

International Forum on Clean Energy Engineering

Evento online e in presenza

Tokyo, Giappone

Organizzato da Fcee

<http://fcee.net>

19-21 gennaio

International Conference on Advances in Environment Research

Evento online e in presenza

Tokyo, Giappone

Organizzato da Icaer

<http://www.icaer.org>

20-21 gennaio

International Conference on Data Mining and Database

Zurigo, Svizzera

Organizzato da Dmdb

<https://ccseit2024.org/dmdb/index>

23 gennaio

Protocollo d'Intesa INAIL, Utilitalia

Roma, Italia

Organizzato da Utilitalia

<https://www.utilitalia.it>

23 gennaio

Innovation Fund – Info Day Nazionale

Roma, Italia

Organizzato da Masse, Enea, Confindustria

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

23 gennaio

Industrial Policy, Green Subsidies, and the WTO

Evento on line

Organizzato da Bruegel

<https://www.bruegel.org>

23-24 gennaio

Solar Quality Summit Europe 2024

Barcellona, Spagna

Organizzato da Inter Solar.

<https://www.solar-quality-summit.com/program>

23-25 gennaio

Handelsblatt Energy Summit

Berlino, Germania

Organizzato da Handelsblatt

<https://veranstaltungen.handelsblatt.com/energy-summit>

23-26 gennaio

ProgettistaPiù 2024

Evento online

Organizzato da Quine

<https://www.progettistapiu.it>

25 gennaio

Houston Executive Summit for Oil and Gas Experts

Houston, Tx, Usa

Organizzato da Advena World Conferences

<https://advenaworld.com>

30 gennaio

Reti digitali

Webinar

Organizzato da Soiel

<https://www.soiel.it/eventi/Reti-Digitali-Web-2024>

30-31 gennaio

Eceee's Aero Carbon Industry

Anversa, Belgio

Organizzato da Eceee

<https://www.eceee.org/industry>

31 gennaio – 3 febbraio

Klimahouse

Bolzano, Italia

Organizzato da Fiera Bolzano

<https://www.fierabolzano.it/it/klimahouse/home>

1 febbraio

Le rinnovabili fanno bene al Paese

Roma, Italia

Organizzato da Kyoto Club

<https://www.kyotoclub.org/it>

5 febbraio

Lombardia Digital Summit

Milano, Italia

Organizzato da The Innovation Group

<https://www.theinnovationgroup.it>

6-8 febbraio

Genera 2024

Madrid, Spagna

Organizzato da Ifema

<https://www.ifema.es/genera>

8-9 febbraio

International Conference on Climate Change

Evento online e in presenza

Colombo, Sri Lanka

Organizzato da The International Institute of Knowledge Management

<https://climatechangeconferences.com/>

13-15 febbraio

Pipeline Coating

Vienna, Austria

Organizzato da Applied Market Information

<https://www.ami-events.com>

15 febbraio

Welfare & HR Summit

Evento online e in presenza

Organizzato da Il Sole 24 Ore

<https://24oreventi.ilsole24ore.com/welfare-e-hr-summit-2024/>

25-27 febbraio

International Conference on Smart Grid and Green Energy

Evento online e in presenza

Nha Trang, Vietnam

Organizzato da Sgge

<http://www.sgge.org>

27-29 febbraio

International Conference on Mechatronics and Robotics Engineering

Milano, Italia

Organizzato da Ieee

<http://icmre.org>

28-29 febbraio

Arctic and Mediterranean: new assets for energy security and strategic balances

Roma, Italia

Organizzato da Sioi

<https://www.sioi.org>

28 febbraio – 1 marzo

KEY – The Energy Transition Expo

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

<https://www.key-expo.com>

28 febbraio – 2 marzo

Progetto Fuoco

Verona, Italia

Organizzato da Assocosma, Anfus, Bioenergy Europe, Confagricoltura, AICG

<https://www.progettofuoco.com>

1-3 marzo

International Conference on Power Energy Systems and Applications

Evento online e in presenza

Hong Kong, Cina

Organizzato da Icpesa

<http://www.icpesa.org>

4 marzo

Sustainable Water – Come rendere le utility idriche più sostenibili grazie al digitale

Milano, Italia

Organizzato da Fondazione per la sostenibilità digitale

<https://www.eventbrite.it>

4-5 marzo

Solar Power Summit

Bruxelles, Belgio

Organizzato da SolarPowerEurope

<https://www.solarpowereurope.or>

5-7 marzo

Cables Europe

Düsseldorf, Germania

Organizzato da AMI

<https://www.ami-events.com>

5-8 marzo

World Sustainable Energy Days 2024

Wels, Austria

Organizzato da OÖ Energiesparverband

Website: <https://www.wsed.at>

6-7 marzo

Energy From Waste

Londra, Regno Unito

Organizzato da Mark Allen Group

<http://go.evvnt.com/1934169-2?pid=80>

6 marzo

European Pellet Conference

Wels, Austria

Organizzato da OÖ Energiesparverband

<https://www.wsed.at/european-pellet-conference>

12-15 marzo

Expocomfort

Milano, Italia

Organizzato da Fieramilano

<https://www.mcxpocomfort.it/>

14-16 marzo

International Conference on Green Energy and Applications

Evento online e in presenza

Singapore

Organizzato da IEEE

<http://www.icgea.org>

20-22 marzo

WindEurope Annual Event

Bilbao, Spagna

Organizzato da WindEurope

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



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.