



APPROFONDIMENTI

PETROLIO: DA MERCATO GLOBALE A MERCATO FRAMMENTATO?

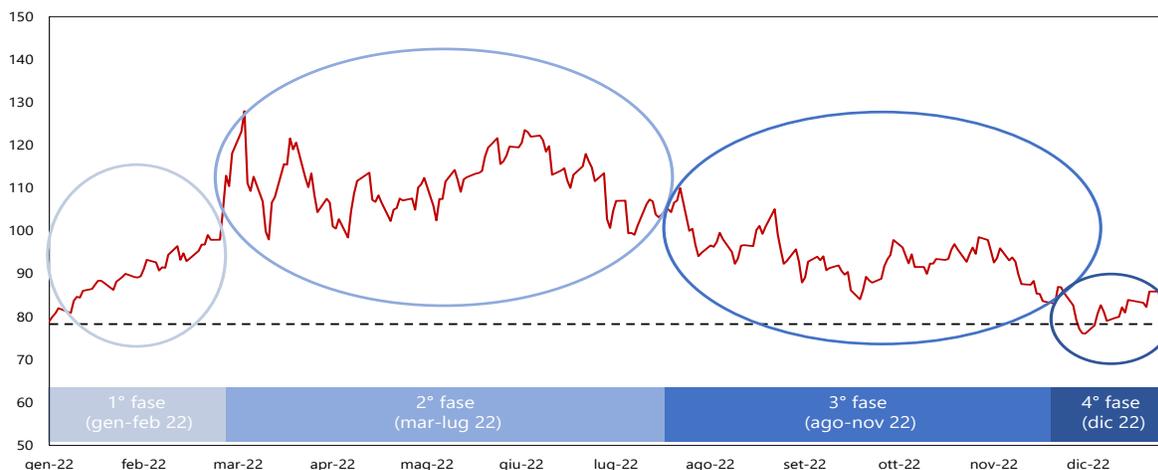
di Lisa Orlandi - RIE

78 dollari al barile è la prima quotazione registrata nel 2023 dal Brent Dated, benchmark di riferimento internazionale, sulla borsa ICE di Londra. Un salto all'indietro di 12 mesi, a gennaio 2022, ci mostra un livello di prezzo sostanzialmente allineato. Ma, come è noto, i confronti semplici e semplicistici servono a poco, se non a nulla, nell'esercizio di interpretare un mercato così complesso, sfaccettato e imprevedibile. L'inizio d'anno, infatti, è uguale solo nei numeri ma non certo nelle dinamiche che li precedono o li seguono. I quasi 80 dollari di inizio 2022 sottendevano un crescendo di tensioni, principalmente di natura strutturale e geopolitica, dal cui intreccio sarebbe dipeso il prepotente ritorno di un barile a tre cifre. 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, è stata la ragione strutturale del rialzo avviatosi già a fine 2021 e susseguente il periodo di bassi prezzi legato al

vuoto di domanda pandemico. Su un contesto già bullish si è quindi innestata la guerra Russia-Ucraina, che ha amplificato la tendenza aggiungendo alle quotazioni il cosiddetto war premium e che ha rappresentato il detonatore di un nuovo ordine petrolifero. L'offensiva militare del 24 febbraio ha, infatti, spinto il Brent a superare i 100 dollari per un prolungato periodo di tempo. Da marzo a luglio ha oscillato prevalentemente nella fascia 100-125 doll/bbl: un livello che non si registrava dalla Primavera Araba (2012-2014) e sostenuto da timori di interruzioni consistenti e repentine delle esportazioni da Mosca. Il picco massimo 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. Risulta quindi evidente come il 2022 si sia aperto con una connotazione marcatamente bullish che ha interessato i primi 7 mesi dell'anno e di cui la guerra è stata solo una componente amplificatrice.

Il prezzo del Brent Dated negli ultimi 12 mesi (doll/bbl)

Fonte: elaborazioni RIE su dati ICE



continua a pagina 25

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ Anno 2022

- Mercato elettrico Italia pag 2
- Mercato gas Italia pag 12
- Mercati energetici Europa pag 16
- Mercati per l'ambiente pag 20

APPROFONDIMENTI

- Petrolio: da mercato globale a mercato frammentato?*
di Lisa Orlandi (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

- pagina 28

APPUNTAMENTI

- pagina 29

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ L'avvio del conflitto russo-ucraino, avvenuto a febbraio 2022, e le ripercussioni da esso prodotte nel settore energetico, in termini soprattutto di riduzione delle forniture di petrolio e gas, si sono riflesse in maniera significativa sui mercati elettrici europei, intensificandone le dinamiche rialziste già osservate a partire dal 2021 e spingendone le quotazioni ai massimi storici.

Con riferimento all'Italia, nel 2022 il prezzo di acquisto dell'energia (PUN) sul **Mercato del Giorno Prima (MGP)**, si attesta a 303,95 €/MWh, in un contesto in cui i riferimenti di Brent e combustibili, gas e CO2 toccano livelli mai osservati in passato. Sostengono la crescita del Pun anche bassi livelli di offerta nazionale, in particolare quella idroelettrica al Nord, in presenza di un conclamato elevato livello di siccità, a fronte di acquisti in modesta contrazione (289,2 TWh, -0,4%) e di scambi effettuati direttamente nella borsa gestita dal GME pari a 221,3 TWh, con conseguente liquidità di mercato al 72,9%, livello inferiore solo ai massimi del precedente biennio.

Andamenti di prezzo analoghi al Pun si riscontrano su base zonale, dove le quotazioni si attestano tra 308 €/MWh del Nord e 287 €/MWh della Sardegna.

Nel **Mercato Infragiornaliero (MI)**, al primo anno completo del nuovo market design finalizzato a garantirne l'ingresso nel XBID europeo a contrattazione continua, sono stati scambiati complessivamente 26 TWh, di cui 21,9 TWh in asta e 4,0 TWh in maniera coordinata su base europea nella negoziazione continua, nella quale si osservano quasi 1,7 milioni di abbinamenti, oltre due terzi dei quali aventi controparte estera.

Nel **Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE)**, dove nel 2022 sono stati scambiati volumi per 10 GWh, il prodotto annuale baseload relativo all'anno 2023 chiude a dicembre il periodo di contrattazione a 263,58 €/MWh.

Tornano in crescita, infine, per la prima volta negli ultimi anni, le transazioni registrate sulla **Piattaforma conti energia a termine (PCE)**.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Come già osservato nell'ultima parte del 2021, prosegue per buona parte del 2022, accentuandosi a partire da fine febbraio in conseguenza dell'avvio del conflitto russo-ucraino, la progressione dei prezzi di tutte le commodities energetiche che si riverbera sui prezzi elettrici sulle principali borse europee, spingendoli al secondo massimo storico consecutivo. In Italia il Pun si attesta a 303,95 €/MWh (+178,49 €/MWh sul 2021), mostrando una dinamica particolarmente correlata a quella del prezzo del gas, combustibile di riferimento per il parco di produzione italiano (PSV: 125,38 €/MWh, +78,18 €/MWh), tanto nel livello medio annuo quanto negli andamenti infrannuali: il Pun evidenzia, infatti livelli medi nel primo semestre di poco superiori a quelli registrati nell'ultimo trimestre 2021 (massimo a marzo, a 308 €/MWh con il gas a 125 €/MWh) e una successiva ripida risalita nel terzo trimestre in corrispondenza dell'accentuarsi delle tensioni connesse al taglio delle forniture russe di gas e della concomitante impennata del suo prezzo (in particolare ad agosto, PUN a 543 €/MWh e PSV a 228 €/MWh). La progressiva riduzione

delle quotazioni del gas nel successivo bimestre porta il Pun ai minimi annuali di ottobre (212 €/MWh, con PSV a 82 €/MWh), salvo poi risalire soprattutto tra fine novembre e la prima metà di dicembre, a seguito di nuovi rialzi della materia prima gas e di tensioni sulle limitrofe borse estere settentrionali. A fronte di volumi scambiati in lieve riduzione sul 2021 (289,2 TWh, -0,4%), concentrata nell'ultima parte dell'anno in cui agli effetti recessivi del conflitto russo-ucraino si sono sommate temperature miti, il rialzo del Pun appare parzialmente alimentato anche da un'offerta nazionale ai minimi dal 2007 (405,4 TWh, -4,2%), per effetto soprattutto degli elevati livelli di siccità che hanno limitato, in particolare, la componente idroelettrica e, nei mesi estivi, quella a ciclo combinato.

L'andamento osservato sui dati medi annuali si registra anche nei gruppi di ore e sui massimi orari, con il prezzo di picco che sale a 338,45 €/MWh, per un rapporto picco/baseload al minimo storico di 1,11, e il massimo orario che raggiunge in due ore di fine agosto un livello pari a 870 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1).

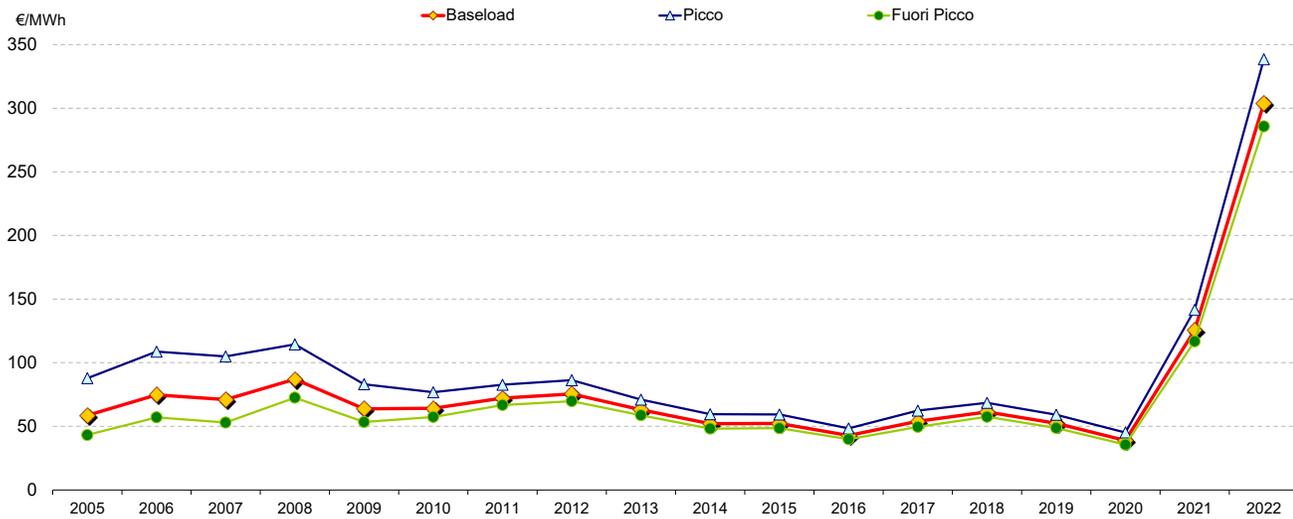
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2022	2021	Var vs 2021		Borsa		Sistema Italia		2022	2021
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2021	MWh	Var vs 2021		
Baseload	303,95	125,46	178,49	142,3%	24.076	-4,7%	33.011	-0,4%	72,9%	76,2%
<i>Picco</i>	338,45	141,55	196,90	139,1%	29.292	-2,3%	39.879	-0,2%	73,5%	75,0%
<i>Fuori picco</i>	285,77	116,83	168,94	144,6%	21.326	-2,4%	29.390	-0,1%	72,6%	74,3%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



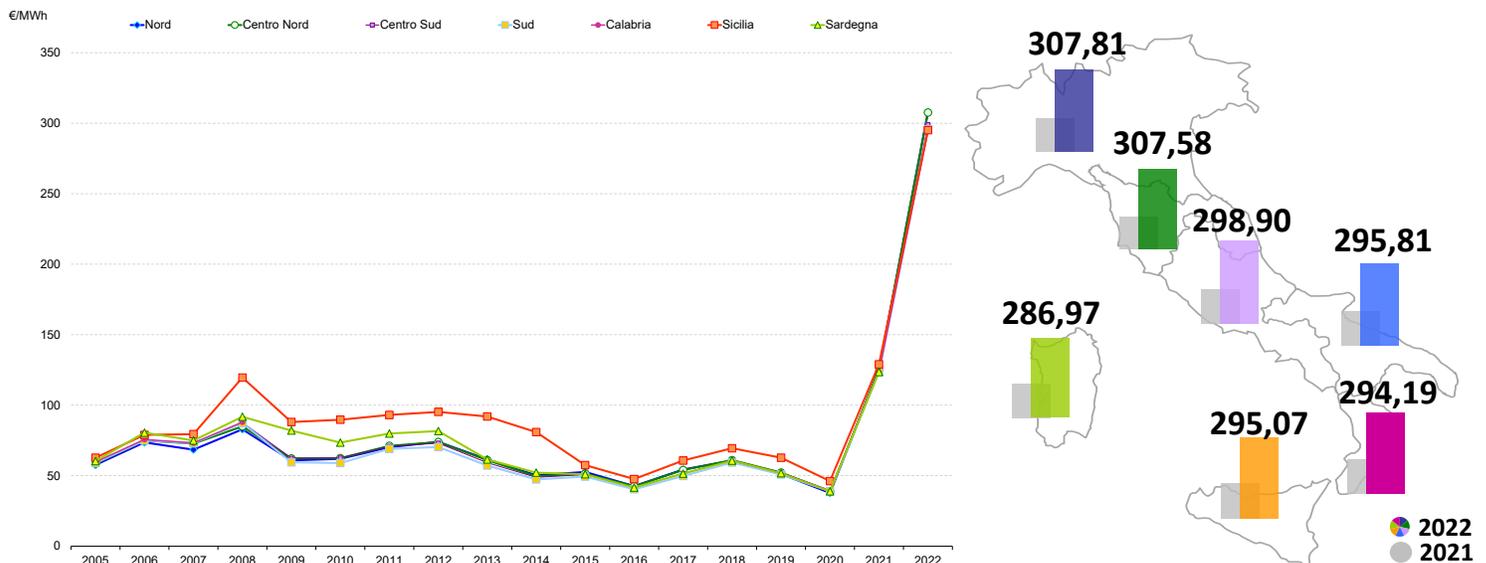
I PREZZI ZONALI

Andamenti annuali e infrannuali analoghi al Pun anche a livello locale dove si registrano prezzi di poco inferiori a 308 €/MWh nelle zone centro-settentrionali (+182/+183 €/MWh) e a 295/299 €/MWh nelle altre zone (+166/+174 €/MWh), con un minimo di 286,97 €/MWh in Sardegna (+163 €/MWh) che, caratterizzata a partire da agosto da picchi di ventosità e concomitanti restringimenti sui transiti con il continente, mostra in più occasioni prezzi orari a 0 €/MWh. L'isola allarga così al minimo di -12 €/MWh il differenziale con il limitrofo Centro Sud, praticamente nullo negli ultimi anni. Toccano livelli record anche gli spread Nord-Sud (+12 €/MWh, +10 €/MWh sul 2021) e Sud-Sicilia (-4 €/MWh, -8 €/MWh sul 2021). Quanto al primo, sempre positivo a partire dall'ultimo trimestre 2021 e massimo a luglio (+31 €/MWh), sembra riflettere prevalentemente la

scarsità di offerta al Nord che ha connotato il 2022 (196,2 TWh, minimo storico, -15,4% sul 2021) e la presenza di un import estero a prezzi meno competitivi, soprattutto dalla Francia. Lo spread Sud-Sicilia, invece, storicamente negativo ma in progressiva riduzione negli ultimi due anni, inverte il suo segno per la prima volta dall'avvio del mercato, dinamica che si concentra in particolare nell'ultimo trimestre quando l'isola, caratterizzata da un aumento dell'offerta ad olio (anche nel contesto definito dalla Deliberazione 430/2022, finalizzata, tra le altre, a garantire la massimizzazione dell'offerta sul mercato elettrico degli impianti di produzione alimentati con combustibili diversi dal gas naturale) e da limitazioni sul transito con la Calabria, esporta in circa due terzi delle ore, frequentemente fino a saturazione (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

I volumi di energia elettrica scambiati sul MGP, pari a 289,2 TWh tornano in lieve riduzione, concentrata nella seconda parte dell'anno (+0,8 GWh medi fino a luglio, -1,5 TWh medi da agosto). Il calo si concentra sulla componente di borsa (210,9 TWh, -4,7%) ed è ascrivibile lato vendita agli operatori nazionali e lato acquisto all'Acquirente Unico e alla flessione del saldo programmi

PCE. Restano esigue, ma ai massimi dal 2020, invece, le negoziazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP (78,3 TWh, +13,2%). Per effetto di tali andamenti, a liquidità del MGP si porta al 72,9% (-3.3 p.p.), in modesta diminuzione, ma inferiore, dall'avvio del mercato, solo ai livelli massimi dei due anni precedenti (Tabelle 2-3, Grafico 3).

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

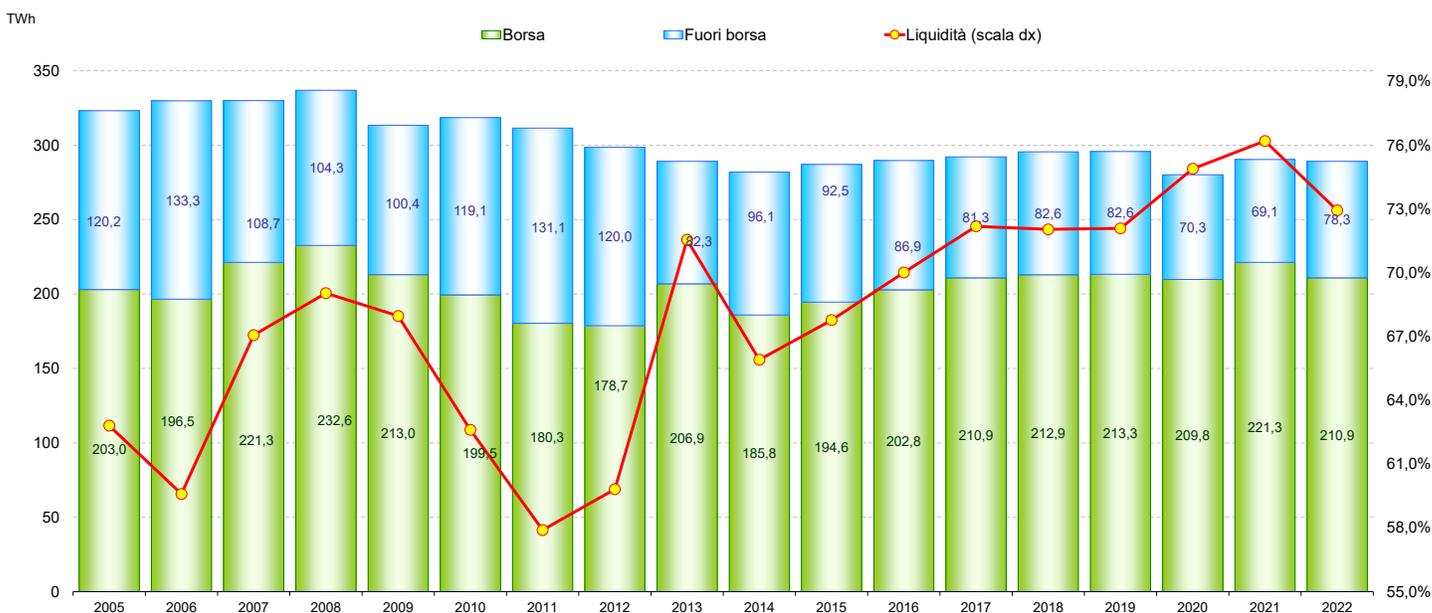
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	210.906.868	-4,7%	72,9%
Operatori	139.175.400	-6,4%	48,1%
GSE	22.925.497	-10,5%	7,9%
Zone estere	48.405.950	3,2%	16,7%
Saldo programmi PCE	400.021	-	0,1%
Contratti bilaterali	78.265.365	13,2%	27,1%
Zone estere	313.672	-71,5%	0,1%
Zone nazionali	78.351.715	15,2%	27,1%
Saldo programmi PCE	-400.021		
VOLUMI VENDUTI	289.172.233	-0,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	166.330.487	-8,6%	
OFFERTA TOTALE	455.502.720	-3,6%	

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	210.906.868	-4,7%	72,9%
Acquirente Unico	27.797.031	-30,1%	9,6%
Altri operatori	149.005.971	11,4%	51,5%
Pompaggi	104.005	61,5%	0,0%
Zone estere	5.510.075	30,2%	1,9%
Saldo programmi PCE	28.489.785	-34,4%	9,9%
Contratti bilaterali	78.265.365	13,2%	27,1%
Zone estere	19.199	-43,9%	0,0%
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	106.735.952	-5,1%	36,9%
Saldo programmi PCE	-28.489.785		
VOLUMI ACQUISTATI	289.172.233	-0,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	6.926.702	-15,5%	
DOMANDA TOTALE	296.098.935	-0,8%	

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



In modesto calo gli acquisti nazionali di energia elettrica (283,6 TWh, -0,9%), dinamica avviata ad agosto (-0,7 GWh medi) e progressivamente più intensa fino a dicembre (-2,3 GWh medi), estesa a tutte le zone eccetto la Sicilia (+1,7%). Tornano, invece, a crescere gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 5,5 TWh (+29,6%), sempre in aumento nei mesi (eccetto a novembre), e al loro massimo annuale a dicembre in corrispondenza, nella prima metà del mese, di

quotazioni estere frequentemente superiori o allineate ai riferimenti italiani. Lato vendite, la debole variazione dei volumi nazionali (240,5 TWh, -0,8%) riflette variazioni contrapposte osservate tra le zone centro settentrionali, in calo (-9,7% al Nord), e le altre zone del Sistema (Sud: +17,0%; Sicilia: +56,0%), in crescita praticamente ininterrotta nel corso dell'anno. In lieve crescita le vendite delle zone estere (importazioni), salite poco sopra i 48,7 TWh (+1,5%) (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	196.227.309	22.400	-15,4%	116.297.341	13.276	-9,7%	159.855.134	18.248	-0,7%
Centro Nord	17.651.357	2.015	-8,3%	14.939.755	1.705	-7,2%	24.511.657	2.798	-0,2%
Centro Sud	64.436.650	7.356	+16,1%	29.206.234	3.334	+0,7%	49.757.951	5.680	-1,7%
Sud	53.950.003	6.159	+18,1%	36.547.620	4.172	+17,0%	18.034.691	2.059	-0,3%
Calabria	29.307.173	3.346	+7,1%	14.551.478	1.661	-3,7%	5.605.760	640	-4,9%
Sicilia	28.916.815	3.301	+9,3%	16.413.470	1.874	+56,0%	17.406.216	1.987	+1,7%
Sardegna	14.902.024	1.701	-11,5%	12.496.716	1.427	+7,6%	8.471.550	967	-4,4%
Totale nazionale	405.391.332	46.278	-4,2%	240.452.613	27.449	-0,8%	283.642.959	32.379	-0,9%
Estero	50.111.388	5.720	+1,4%	48.719.622	5.562	+1,5%	5.529.274	631	+29,6%
Sistema Italia	455.502.720	51.998	-3,6%	289.172.235	33.011	-0,4%	289.172.233	33.011	-0,4%

LE FONTI

In termini di fonti, la lieve riduzione delle vendite nazionali si concentra sulle fonti rinnovabili, ai minimi dell'ultimo decennio (9,5 GWh medi circa, -1,5 GWh sul 2021), per effetto soprattutto del calo registrato dagli impianti idroelettrici, caratterizzati da flessioni lungo tutto il corso dell'anno e scesi su livelli molto bassi (3,8 GWh medi) e a una quota di mercato del 14% (-5,4 p.p.). In flessione anche gli impianti solari, mentre si confermano ai massimi gli impianti eolici (2,3 GWh medi, +0,2 GWh). Ancora in aumento le vendite da impianti termici (17,8 GWh medi, massimo degli ultimi 5 anni, +1,4 GWh sul 2021), sostenute prevalentemente dai maggiori volumi a carbone (2,3 GWh medi orari, +1,0 GWh), la cui maggiore offerta sul mercato risulta sostenuta anche dalla necessità di fronteggiare l'eccezionale instabilità del

sistema nazionale del gas naturale derivante dalla guerra in Ucraina e di limitare il consumo di gas, consentendone il riempimento degli stoccaggi per l'anno termico 2022-2023. Tale crescita interessa indistintamente tutti i mesi dell'anno, con conseguente recupero di quote di mercato sui tre anni precedenti caratterizzati, invece, dal progressivo decommissioning di tali impianti (8,7%, +3,8 p.p. sul 2021). Più modesto l'aumento delle vendite da impianti a ciclo combinato, concentrato sulle isole, e attenuato dalle contrazioni degli ultimi mesi (-1,8 GWh medi da settembre) favorite dalla riduzione degli acquisti e dall'aumento degli altri impianti termici (+0,3 GWh medi negli ultimi sei mesi), in particolare in Sicilia, anche nel contesto definito dalla Delibera 430/2022 (Tabella 5, Grafici 4-5).

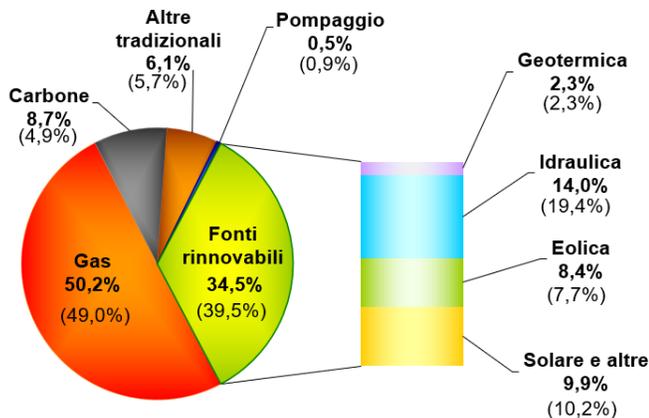
Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

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	9.183	+0,9%	698	-6,3%	1.983	+8,0%	2.454	+25,4%	1.238	-3,4%	1.243	+98,7%	1.045	+10,7%	17.845	+8,2%
Gas	7.990	-1,4%	651	-6,0%	1.090	-7,2%	1.438	-1,6%	1.109	-3,9%	990	+92,7%	501	+13,2%	13.769	+1,6%
Carbone	409	+179,2%	-	-	655	+53,3%	856	+146,3%	-	-	-	-	479	+7,7%	2.398	+75,6%
Altre	784	-7,4%	47	-9,6%	239	+1,7%	160	+8,4%	129	+1,2%	254	+126,3%	64	+15,2%	1.678	+6,4%
Fonti rinnovabili	3.979	-26,3%	1.007	-7,8%	1.332	-7,6%	1.718	+6,8%	423	-4,4%	627	+9,4%	381	+0,2%	9.468	-13,4%
Idraulica	2.392	-35,2%	161	-28,8%	508	-26,5%	435	+6,4%	117	-	148	+19,3%	77	-11,1%	3.838	-28,4%
Geotermica	-	-	622	-1,7%	-	-	0	-	-	-100,0%	-	-	-	-	622	-1,7%
Eolica	17	+57,1%	23	-15,3%	463	+14,5%	996	+9,9%	243	-3,8%	357	+5,0%	194	+1,0%	2.294	+7,5%
Solare e altre	1.570	-7,2%	201	-2,4%	361	+4,3%	288	-2,1%	63	+1,6%	121	+11,7%	110	+8,2%	2.713	-3,4%
Pompaggio	114	-45,4%	-	-	18	-44,9%	-	-	-	-	4	+43,5%	1	-50,0%	136	-44,4%
Totale	13.276	-9,7%	1.705	-7,2%	3.334	+0,7%	4.172	+17,0%	1.661	-3,7%	1.874	+56,0%	1.427	+7,6%	27.449	-0,8%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

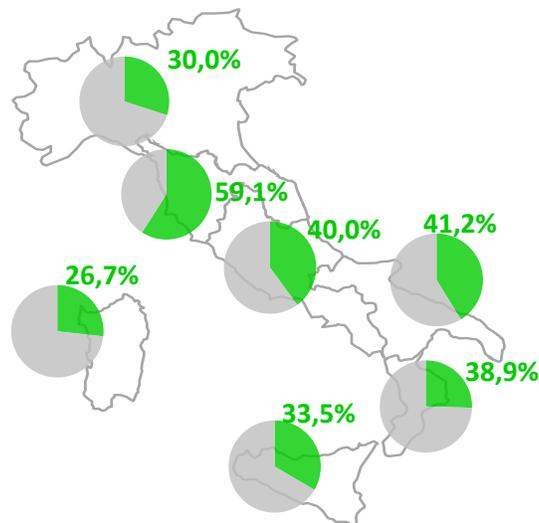
Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



LE FRONTIERE ESTERE

Torna in lieve riduzione l'import netto dell'Italia, pari a 44,0 TWh (-0,6 TWh sul 2021), in virtù di un aumento dei flussi in export (+1,3 TWh) superiore a quello dei flussi in import (+0,7 TWh). La dinamica si concentra sulla frontiera sud-orientale e interessa principalmente quella greca (-0,9 TWh), dove si osservano esportazioni più che raddoppiate in corrispondenza di quotazioni inferiori a quelle del Sud nel 36% delle ore. Sulle frontiere

settentrionali, invece, crescono soprattutto le importazioni dalla Svizzera. Al minimo annuale le importazioni nette a dicembre, connotato, nei primi quindici giorni, da quotazioni estere frequentemente superiori o allineate al prezzo del Nord e poi da riduzioni della NTC sulla frontiera svizzera e da limitazioni indotte dall'attivazione del vincolo generalizzato per la gestione congiunta dei flussi sulle frontiere settentrionali in coupling (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*	18.053.004 (17.849.905)	90,6% (90,1%)	8,4% (8,2%)	1,0% (1,7%)	57,8% (67,5%)	3,6% (3,4%)	2.747 (2.549)	18.611.597 (18.406.226)	18.351.030 (18.000.901)	1.088 (1.060)	558.594 (556.321)	503.111 (550.631)
Italia - Svizzera	18.123.238 (17.493.628)	97,3% (95,0%)	2,7% (4,8%)	- (0,2%)	- (-)	- (-)	3.142 (2.378)	19.170.264 (18.611.935)	n/a n/a	2.642 (2.366)	1.047.026 (1.118.308)	n/a n/a
Italia - Austria*	1.925.183 (1.762.382)	86,9% (87,3%)	8,6% (5,9%)	4,5% (6,8%)	83,8% (84,8%)	7,9% (5,4%)	263 (239)	1.987.539 (1.807.505)	1.987.522 (1.805.824)	96 (99)	62.356 (45.123)	62.342 (45.123)
Italia - Slovenia*	3.157.667 (3.367.329)	80,7% (83,1%)	13,2% (10,6%)	6,1% (6,2%)	59,0% (55,4%)	6,7% (2,0%)	596 (-)	3.699.680 (3.646.250)	3.699.680 (3.646.250)	638 (-)	542.013 (278.920)	542.013 (278.920)
Italia - Montenegro	2.877.432 (3.225.463)	81,3% (81,6%)	15,0% (8,8%)	3,7% (9,6%)	32,9% (30,1%)	- (-)	561 (621)	3.578.223 (3.616.491)	n/a n/a	577 (630)	700.791 (391.028)	n/a n/a
Italia - Grecia	439.435 (1.341.409)	48,3% (52,2%)	37,9% (18,6%)	13,8% (29,2%)	- (-)	- (-)	454 (381)	1.669.703 (1.897.368)	1.669.703 (1.865.882)	454 (382)	1.230.267 (555.959)	1.230.267 (537.274)
Italia - Malta	-615.079 (-508.716)	1,1% (4,2%)	82,2% (72,6%)	16,7% (23,2%)	- (-)	0,8% (0,8%)	217 (217)	2.615 (16.439)	n/a n/a	217 (217)	617.694 (525.155)	n/a n/a
TOTALE**	43.960.879 (44.531.400)							48.719.621 (48.002.213)	25.707.936 (25.318.856)		4.758.742 (3.470.813)	2.337.734 (1.411.948)

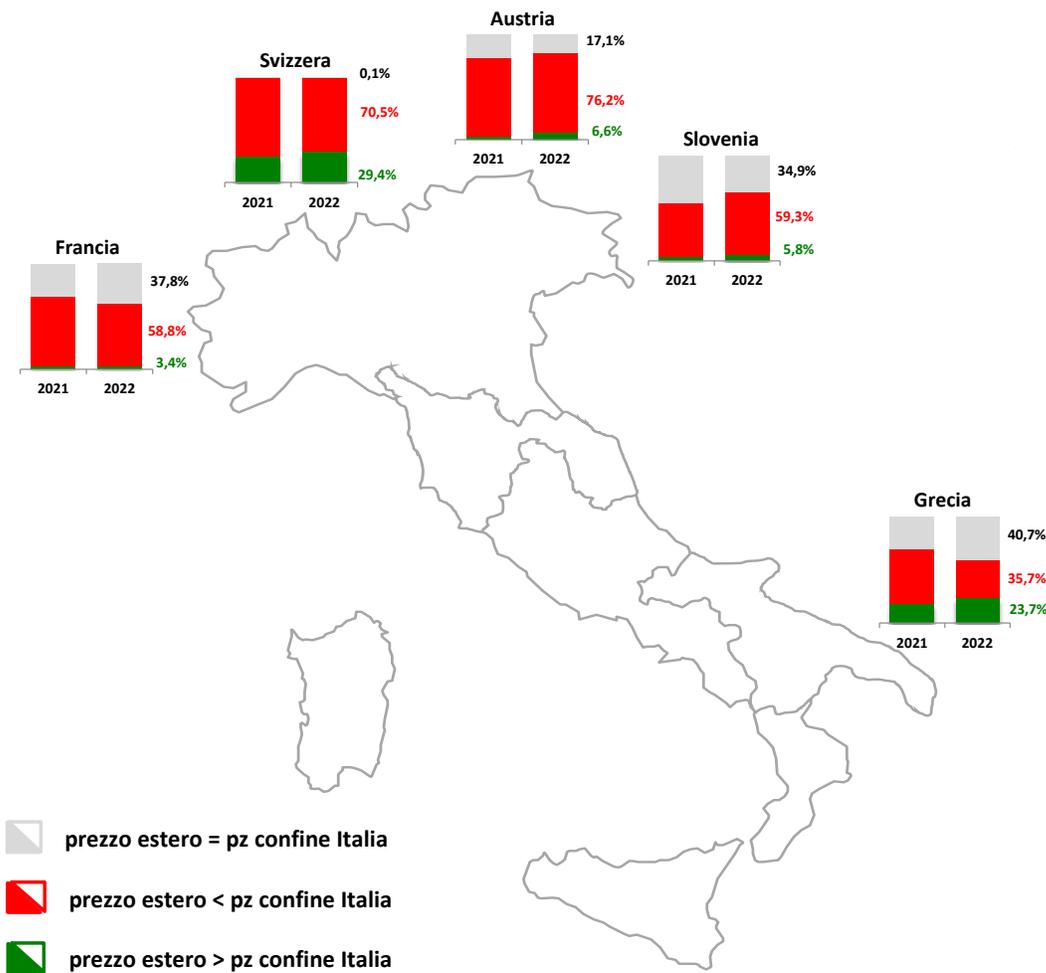
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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, Refinitiv



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel primo anno completo del nuovo disegno del mercato MI, connotato a partire da fine settembre 2021 da una sessione in negoziazione continua in coupling con il resto d'Europa (XBID) intervallata da tre aste locali (MI-A1, MI-A2, MI-A3), i volumi complessivamente scambiati, pressochè in linea con il 2021, risultano pari a 26,0 TWh (-0,3%). La gran parte degli scambi si concentra nella contrattazione in asta (21,9 TWh) e in particolare su MI-A1 (13,9 TWh). Rispetto all'assetto "ibrido" del mercato del 2021, le sessioni in asta cedono quote di mercato (-3,4 TWh) alla contrattazione continua nel XBID nella quale sono stati conclusi quasi 1,7 milioni di abbinamenti per oltre 4,0 TWh totali, concentrati a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3 del XBID). Oltre due terzi di tali scambi ha avuto come controparte un'offerta estera (68% del totale XBID), mentre sono risultate rispettivamente pari al 7% e al 25% le quote relative agli abbinamenti effettuati all'interno della medesima zona nazionale e tra zone nazionali. Il dato analizzato mensilmente evidenzia una progressiva crescita dei volumi complessivi scambiati su XBID, che nell'ultimo trimestre dell'anno salgono a oltre 1,3 TWh (erano 0,7 TWh

nello stesso periodo del 2021).

A livello locale, l'analisi delle contrattazioni complessivamente registrate sul MI nel 2022 mostra una distribuzione delle vendite per zona sostanzialmente analoga a quella rilevata nel mercato MGP, mentre in acquisto si rileva un peso crescente della zona Sud e dell'estero a scapito del Nord (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 8).

Per quanto riguarda i prezzi¹, analogamente a quanto osservato su MGP, le quotazioni si portano su livelli mai osservati in passato, comprese tra 298/299 €/MWh delle prime due sessioni in asta e 311,50 €/MWh di MI-A3, con punte a 526/568 €/MWh nel mese di agosto, quando i costi di generazione raggiungono i massimi storici. Il confronto con i corrispondenti valori del MGP mostra livelli leggermente inferiori nelle prime due sessioni in asta e su XBID (-4/-6 €/MWh) e superiori su MI-A3 (+8 €/MWh). Si segnalano, infine, nelle sessioni in contrattazione continua numerosi abbinamenti a prezzi negativi, in particolare sulle isole (soprattutto in Sicilia) e nei mesi di ottobre e novembre (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 zonal ponderata per gli acquisti.

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

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME

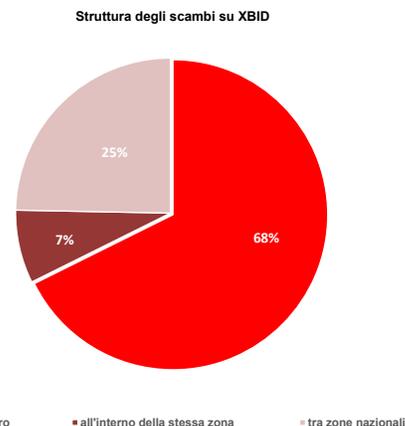
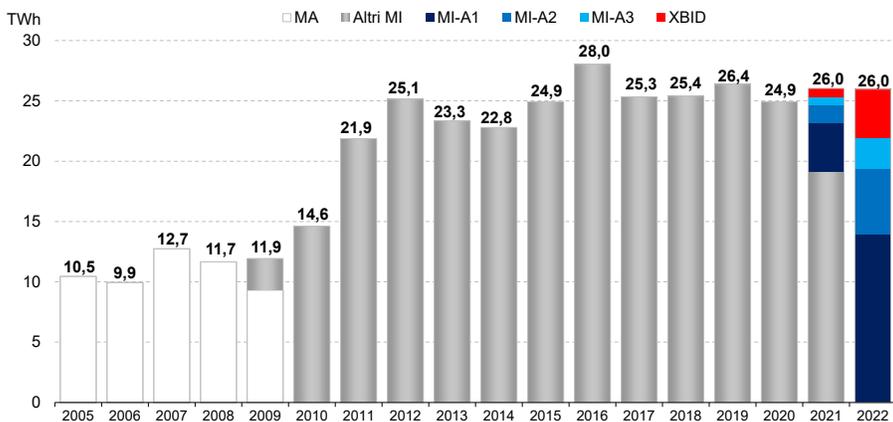


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1 (1-24 h)	MI-A2 (1-24 h)	MI-A3 (13-24 h)	Totale	XBID (1-24 h)	Totale	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	var %
Nord	6.627.928	1.974.366	885.341	9.487.635	1.026.580	10.514.215	-11,4%
Centro Nord	817.877	323.409	152.188	1.293.474	265.957	1.559.430	-0,3%
Centro Sud	2.274.304	841.064	395.805	3.511.173	443.776	3.954.949	33,1%
Sud	1.853.929	981.512	480.851	3.316.292	518.893	3.835.185	-15,8%
Calabria	319.536	130.584	84.966	535.086	80.257	615.343	-42,7%
Sicilia	1.079.165	357.421	214.201	1.650.787	128.191	1.778.979	23,5%
Sardegna	365.734	201.616	117.460	684.810	117.874	802.684	2,9%
Estero	586.273	614.626	245.457	1.446.356	1.462.264	2.908.620	63,4%
Totale	13.924.746	5.424.599	2.576.267	21.925.613	4.043.793	25.969.406	-0,3%

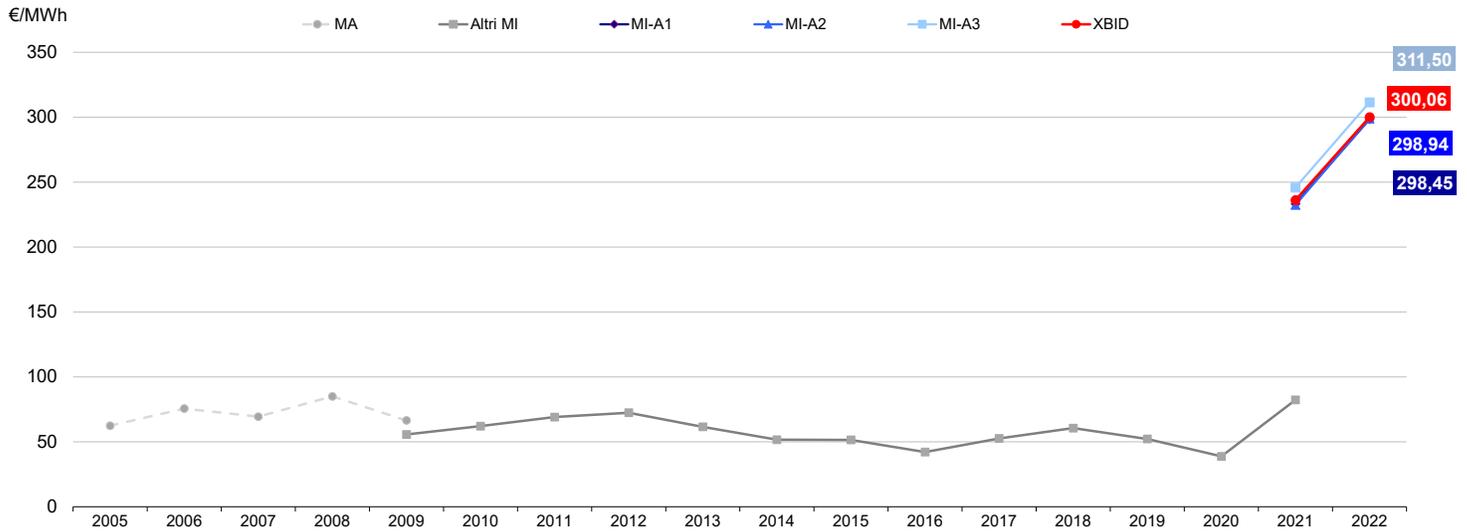
Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

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	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	var %
Nord	6.975.493	2.126.761	972.820	10.075.074	1.177.659	11.252.733	-12,4%
Centro Nord	628.595	179.314	90.516	898.425	225.740	1.124.165	1,2%
Centro Sud	2.322.590	856.813	339.530	3.518.933	321.118	3.840.051	15,4%
Sud	1.596.120	930.265	395.458	2.921.843	472.124	3.393.967	-4,6%
Calabria	471.339	201.125	96.063	768.526	68.114	836.640	-40,0%
Sicilia	1.151.682	399.403	198.002	1.749.087	148.496	1.897.583	32,4%
Sardegna	336.767	174.063	101.043	611.873	102.163	714.036	6,9%
Estero	442.160	556.856	382.836	1.381.851	1.528.379	2.910.230	72,2%
Totale	13.924.746	5.424.599	2.576.267	21.925.613	4.043.793	25.969.406	-0,3%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME



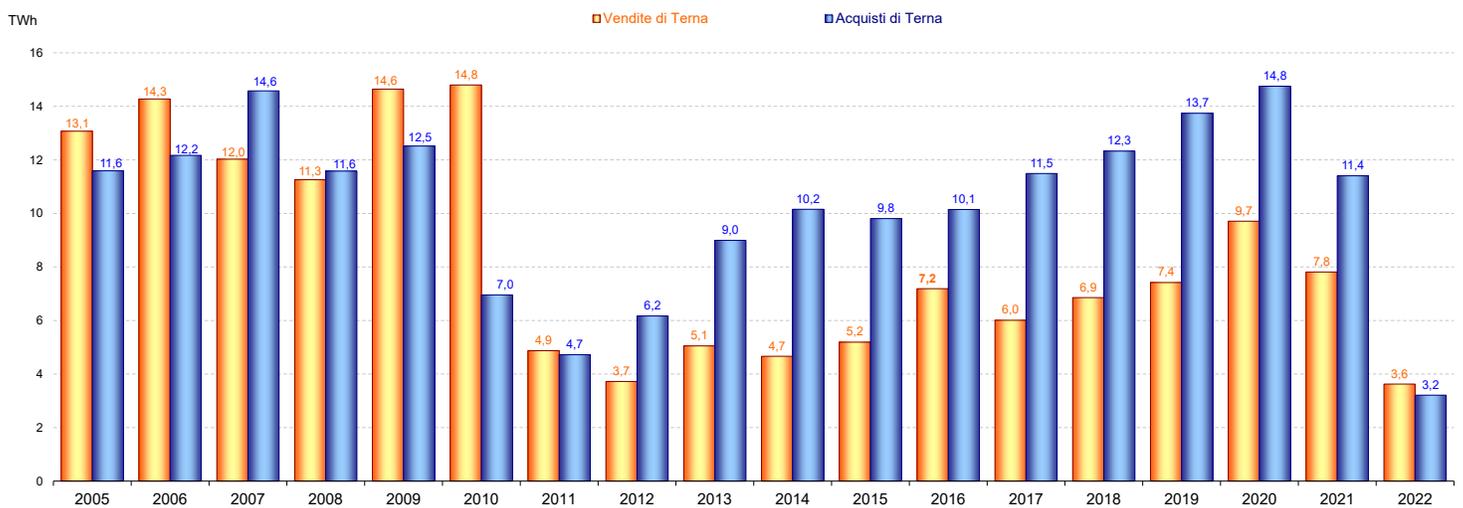
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Alla seconda decisa flessione consecutiva, il volume movimentato da Terna sul MSD tocca il suo minimo storico, con gli acquisti del gestore della rete elettrica nel mercato a salire attestatisi

a 3,2 TWh (-72% sul 2021) e per la prima volta nell'ultimo decennio inferiori alle sue vendite nel mercato a scendere, pari a 3,6 TWh (-54%) (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel MPEG si registrano 101 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' (erano 504 nel 2021), relative esclusivamente al profilo baseload, per un totale di 0,15 TWh scambiati (0,29 TWh nel 2021),

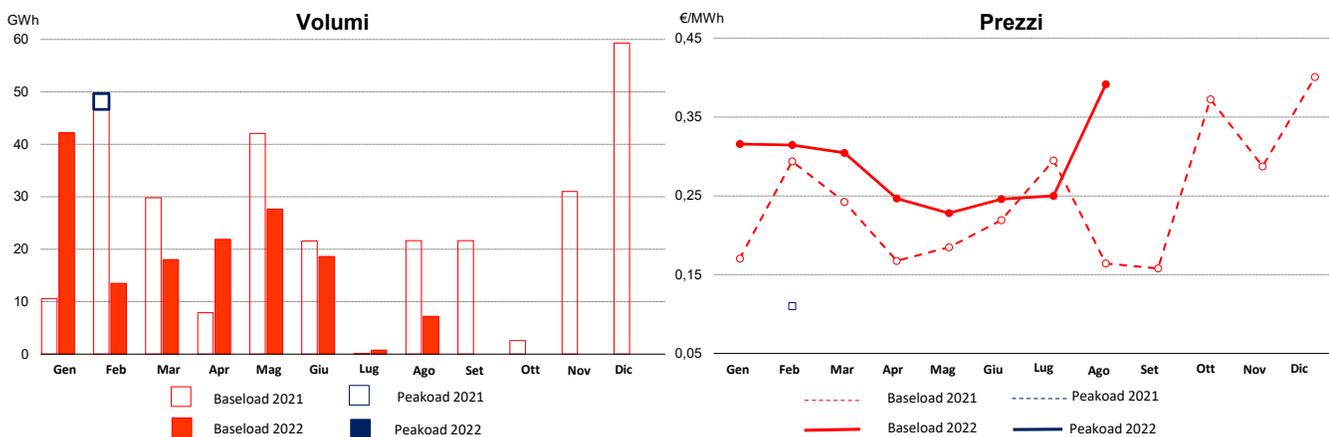
tutti nei primi otto mesi dell'anno. Il prezzo medio di scambio dei prodotti giornalieri baseload si porta a 0,28 €/MWh, in lieve aumento sul 2021 (+0,05 €/MWh) (Figura 2).

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	101 (504)		56/365 (232/363)		0,28 (0,23)	0,20 (0,03)	0,45 (1,00)	149.784 (294.792)	2.675 (1.271)
Peakload	- (2)		0/260 (2/260)		- (0,11)	- (0,11)	- (0,11)	- (3.000)	- (1.500)
Totale	101 (506)							149.784 (297.792)	

Tra parentesi il valore dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul MTE scendono ancora sia gli abbinamenti (6, -1 sul 2021) sia i volumi scambiati (10 GWh, -12 GWh), la gran parte dei quali concentrati a dicembre (4 abbinamenti per 7 GWh). Per quanto attiene alle quotazioni, in analogia a quanto rilevato sullo spot, il prezzo di controllo dei prodotti

in negoziazione mostra decisi rialzi fino ad agosto (quando sfiora 600 €/MWh) e un'attenuazione nell'ultimo trimestre, con il prodotto annuale baseload relativo al 2023 che chiude a dicembre il periodo di contrattazione a 263,58 €/MWh (Tabella 9 e Grafico 9).

Tabella 9: MTE, prodotti negoziati nel 2022

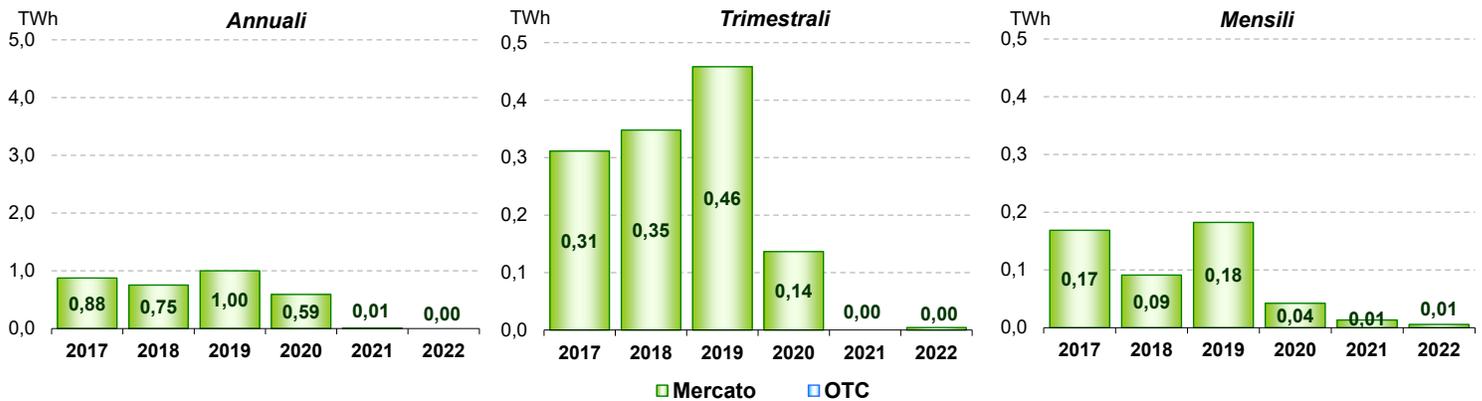
Fonte: GME

	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	4	-2	8	-10	5.662	-57,7%	-	-	-	-	-	-	5.662	-57,7%
Trimestrali	2	+2	2	+2	4.318	+100,0%	-	-	-	-	-	-	4.318	+100,0%
Annuali	-	-1	-	-1	0	-100,0%	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
Totale	6	-1	10	-9	9.980	-54,9%	-	-	-	-	-	-	9.980	-54,9%

	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Grafico 9: MTE, evoluzione dei volumi scambiati

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla PCE con consegna/ritiro nel 2022 tornano in crescita annuale per la prima volta dal 2014, attestandosi a 249,3 TWh (+4,9%), risultando, tuttavia, nell'ultimo decennio superiori solo al livello molto basso del 2021. La crescita ha interessato esclusivamente le transazioni derivanti da contratti bilaterali. Analoga dinamica per la posizione netta dei conti energia determinata dal complesso delle transazioni registrate, pari a 150,7 TWh (+10,9%), mentre il turnover, ovvero

il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si porta a 1,65 (-0,09) (Tabella 10 e Grafico 10). Tornano in aumento i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 78,7 TWh (+13,8% sul 2021), e i relativi sbilanciamenti a programma, a 72,0 TWh (+6,6%), mentre lato prelievo restano in riduzione le registrazioni, pari a 106,8 TWh (-5,2%), ma risultano quasi raddoppiati gli sbilanciamenti, a 43,9 TWh (+82,3%) (Tabella 10 e Grafico 11).

Tabella 10: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2022 e programmi

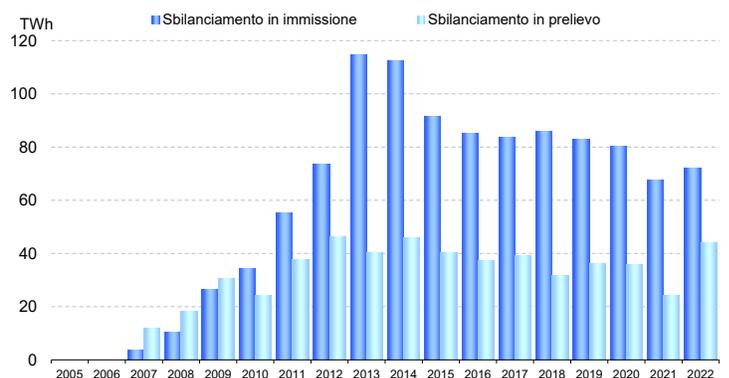
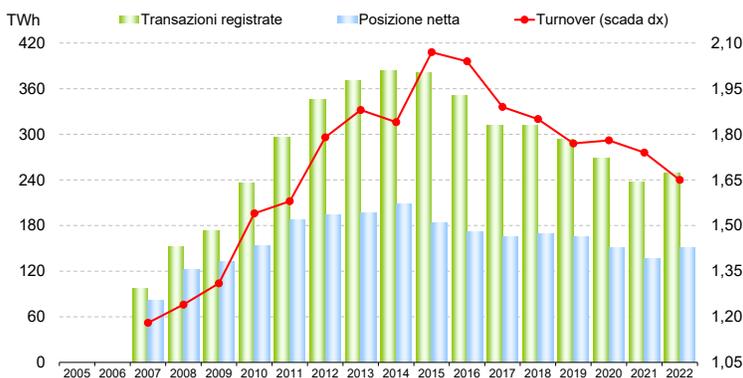
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	69.412.224	-0,6%	27,8%	Richiesti	97.837.138	13,4%	100,0%	106.918.462	-5,3%	100,0%
Off Peak	2.463.440	155,0%	1,0%							
Peak	2.437.986	124,8%	1,0%							
Week-end	28	-92,7%	0,0%							
Totale Standard	74.313.677	3,4%	29,8%	Registrati	78.665.387	13,8%	80,4%	106.755.151	-5,2%	99,8%
Totale Non standard	174.806.880	6,0%	70,1%							
PCE bilaterali	249.120.557	5,2%	99,9%	Rifiutati	19.171.752	11,7%	19,6%	163.311	-47,2%	0,2%
MTE	11.590	-98,2%	0,0%	Sbilanciamento a programma	72.008.541	6,6%		43.918.777	82,3%	
MPEG	149.784	-49,7%	0,1%	Saldo programmi	400.021	-		28.489.785	-34,4%	
CDE	-	-	0,0%							
Totale	249.281.931	4,9%	100,0%							
Posizione netta	150.673.927	10,3%								

Grafico 10: PCE transazioni registrate e programmi

Grafico 11: PCE, sbilanciamenti

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Le dinamiche osservate nel mercato del gas italiano nel 2022 si inseriscono nello scenario connotato dal conflitto Russia-Ucraina, riflettendo gli effetti diretti e indiretti prodotti dallo stesso a livello internazionale sulla domanda, sui flussi e sui prezzi della materia prima.

Per quanto concerne il lato della domanda, nel 2022 i consumi di gas naturale in Italia tornano in calo rispetto all'anno precedente (-9,5%), per effetto sia delle dinamiche recessive indotte dal rialzo dei prezzi delle materie prime che di temperature più miti, riportandosi sui livelli del 2020. La flessione è estesa ai tre settori di distribuzione, risultando meno intensa per il termoelettrico (-3%). Variazioni significative anche sul fronte delle importazioni, nel quale il marcato calo dell'import via gasdotto (-79 TWh, -12%), concentrato sulle direttrici di importazione dalla Russia, ha determinato un corrispondente incremento dei flussi di GNL (+47 TWh, +46%), essendo viceversa rimasta sostanzialmente stabile la produzione nazionale. Da rilevare la crescita della giacenza nei sistemi di stoccaggio, risultata a fine dicembre più alta del 37% rispetto allo stesso giorno dell'anno precedente, per effetto di un saldo tra iniezioni (+22%) e erogazioni (-19%) cresciuto su livelli record sotto la spinta dei provvedimenti legislativi e regolatori intesi a garantire un riempimento massimo degli stoccaggi.

Il taglio delle importazioni russe e la loro sostituzione col

GNL hanno avuto importanti riflessi anche sui prezzi, con le quotazioni al PSV che salgono al massimo storico di 125 €/MWh (+78 €/MWh sul 2021), allineandosi alle dinamiche registrate dai principali riferimenti europei, come testimonia il ridotto spread (0,7 €/MWh) realizzatosi su base annua tra la quotazione italiana ed il TTF olandese.

In tale contesto, nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME gli scambi complessivi, al sesto aumento consecutivo, aggiornano il massimo storico di 175 TWh (+35% sul 2021), arrivando a rappresentare oltre il 24% della domanda di gas nel sistema (+8 p.p.). La crescita si concentra nel segmento day-ahead, interessando sia il comparto a negoziazione continua (+67%), che risulta il primo mercato in termini di volumi scambiati (43% del totale), sia il comparto AGS (+51,2%) nel quale il Responsabile del Bilanciamento è intervenuto per approvvigionare i volumi a copertura del gas per il funzionamento del sistema e come esecutore del servizio di riempimento di ultima istanza degli stoccaggi ai sensi di quanto previsto dalle Deliberazioni ARERA 165/2022/R/GAS dell'8 aprile e 274/2022/R/GAS del 24 giugno.

I prezzi sui mercati GME si attestano tutti poco sotto la quotazione al PSV, con un massimo sul comparto intraday AGS (134 €/MWh).

Pari, infine, a 2 TWh i volumi scambiati nell'ambito del comparto Royalties della P-GAS.

IL CONTESTO

Nel 2022 i consumi di gas naturale scendono a 68.985 milioni di mc (729,4 TWh, -9,5%), riportandosi sui livelli del 2020, anno caratterizzato dall'avvio dell'emergenza sanitaria da Covid-19; la flessione interessa l'intero anno, risultando più intensa nell'ultimo quadrimestre (con un picco a novembre del -25%), in cui gli effetti recessivi della crisi russo-ucraina si sono sommati a condizioni climatiche più miti. Si riducono i consumi nei tre settori di distribuzione, dinamica più marcata in quelli civile e industriale, connotati da volumi pari rispettivamente a 28.920 milioni di mc (305,8 TWh, -13,2%) e 11.922 milioni di mc (126,0 TWh, -15,2%), e più moderata in quello termoelettrico, pari a 25.180 milioni di mc (266,2 TWh, -3,1% sul 2021), che mostra una crescita tendenziale fino ad agosto ed un'inversione di trend nell'ultima parte dell'anno. Si confermano in aumento le esportazioni e gli altri consumi, pari a 2.964 milioni di mc (31,3 TWh, +2,7%). In corrispondenza della minore domanda e di una produzione nazionale sostanzialmente invariata (3.127 milioni di mc, 33,1 TWh), si osserva un calo delle importazioni di gas naturale, scese a 68.664 milioni di mc (726,0 TWh, -32,4 TWh, -4,2%) e connotate da una significativa redistribuzione dei flussi per tipologia e punti di ingresso, determinata dalle politiche che ciascun paese europeo ha dovuto metter in atto per fronteggiare il taglio delle forniture russe e diversificare le fonti di approvvigionamento. In particolare, la flessione delle importazioni da gasdotto (575,8 TWh, -79,2 TWh), riconducibile

in misura prevalente alla netta riduzione dei flussi dalla Russia a Tarvisio (116,2 TWh, -182,4 TWh) e marginalmente ad una contrazione dell'import dalla Libia a Gela (27,8 TWh, -6,4 TWh), è stata affrontata in Italia ricorrendo ad un'intensificazione del gas importato via pipeline da sud e a un deciso incremento dell'import GNL (150,1 TWh, +46,9 TWh). Anche attraverso la stipula di accordi bilaterali, si è registrato, quindi, un incremento dell'import via tubo dall'Algeria a Mazara (249,0 TWh, +25,0 TWh), che conquista il primato di gasdotto più utilizzato in termini di approvvigionamento (quota pari al 34%), dall'Azerbaijan a Melendugno, al secondo anno di piena operatività (107,7 TWh, +31,8 TWh), e dall'Europa settentrionale a Passo Gries (75,0 TWh, +53,0 TWh rispetto al livello molto basso dell'anno precedente). Quanto al GNL, il consistente incremento dei flussi ha interessato tutti i terminali, con Cavarzere e Livorno ai loro massimi storici (rispettivamente, 87,5 TWh, +10,4 TWh e 39,3 TWh, +24,3 TWh) e Panigaglia in crescita (23,3 TWh, +12,1 TWh). Anche le dinamiche osservate sui sistemi di stoccaggio risultano ampiamente condizionate dagli effetti della crisi russo-ucraina e dalla necessità di garantire un adeguato livello delle scorte, anche a fronte di condizioni economiche e commerciali poco favorevoli. In tale ottica vanno quindi letti gli interventi normativi adottati dalle Istituzioni nel corso della primavera e dell'estate del 2022, con particolare riferimento a: i) il DM del 1° aprile del 2022 per la disciplina della modalità di stoccaggio

per il periodo contrattuale 2022–2023, ii) la deliberazione ARERA 165/2022/R/gas dell'8 aprile 2022, per l'introduzione di contratti per differenza e di un "premio di giacenza" di 5 €/MWh per la prenotazione di capacità e l'iniezione di gas negli stoccaggi, nonché per la definizione delle modalità di approvvigionamento da parte di Snam dei volumi a copertura del gas per il funzionamento del sistema e per la gestione dei consumi tecnici delle imprese di stoccaggio, iii) i DM del 22 giugno e del 20 luglio 2022, nonché la deliberazione ARERA 274/2022/R/gas del 24 giugno 2022, per la definizione delle modalità di erogazione di un servizio di ultima istanza per il

riempimento degli stoccaggi e l'individuazione dei soggetti istituzionali (Snam, GSE) volti a garantirne l'esecuzione. Nel sistema gas, le azioni stimulate da tali misure hanno spinto le iniezioni nei sistemi di stoccaggio e il saldo tra iniezioni e erogazioni, queste ultime in calo nel contesto di minore domanda (9.152 milioni di mc, 96,8 TWh, -22,7 TWh), al massimo storico o su livelli prossimi ad esso (rispettivamente, 11.958 milioni di mc, pari a 126 TWh, +22,4 TWh e 2.806,43 milioni di mc, pari a 29,7 TWh, +45,1 TWh), favorendo nell'ultimo giorno dell'anno un livello di giacenza di gas in stoccaggio decisamente più elevato del 2021 (10.324 milioni di mc, 109,1 TWh, +29,4 TWh).

Figura 1: Bilancio gas trasportato. Anno 2022

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	68.664	726,0	-4,2%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	23.554	249,0	+11,3%
Tarvisio	10.990	116,2	-61,0%
Passo Gries	7.093	75,0	+242,0%
Gela	2.629	27,8	-18,6%
Gorizia	15	0,2	-61,7%
Melendugno	10.184	107,7	+42,0%
Panigaglia (GNL)	2.205	23,3	+108,2%
Cavarzere (GNL)	8.277	87,5	+13,6%
Livorno (GNL)	3.718	39,3	+162,6%
Produzione Nazionale	3.127	33,1	+0,1%
Erogazioni da stoccaggi	9.152	96,8	-18,9%
TOTALE IMMESSO	80.943	855,8	-6,0%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	66.021	698,0	-10,0%
Termoelettrico	11.922	126,0	-15,2%
Reti di distribuzione	25.180	266,2	-3,1%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	2.964	31,3	+2,7%
TOTALE CONSUMATO	68.985	729,4	-9,5%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	11.958	126	+21,6%
TOTALE PRELEVATO	80.943	855,8	-6,0%

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

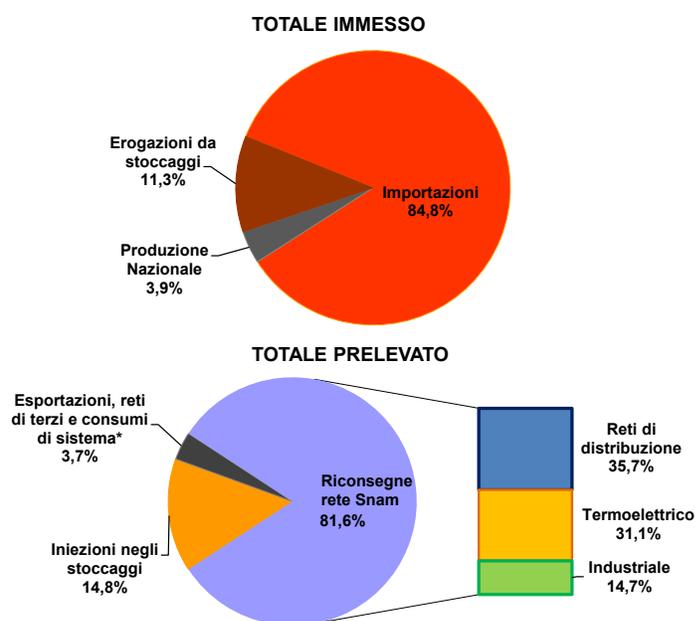
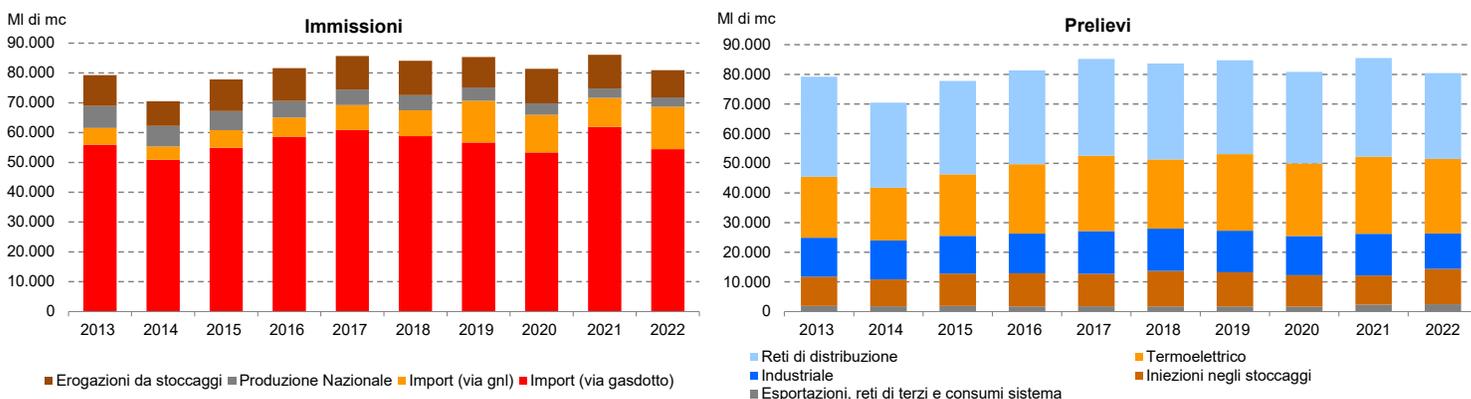


Figura 2: Evoluzione gas trasportato

Fonte: dati SRG



La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) sale su livelli record, pari a 125,4 €/MWh (+78 €/MWh sul 2021), seguendo un progressivo trend rialzista avviato già a partire dall'ultimo trimestre del 2021 e che ha caratterizzato quasi l'intero anno, toccando un picco ad agosto di 228,3 €/MWh e riportandosi

ad ottobre sostanzialmente sui livelli dell'anno precedente. Analoghi sviluppi per le quotazioni dei principali hub europei, con il riferimento al TTF che aggiorna anch'esso il massimo assoluto a 124,7 €/MWh (+78 €/MWh), mantenendo lo spread PSV-TTF a ridosso dei livelli più bassi di sempre (a 0,7 €/MWh, era 0,5 €/MWh nel 2021).

I MERCATI GESTITI DAL GME

All'interno del contesto sopra descritto e del quadro regolatorio che ne è scaturito, nel 2022 nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) gli scambi complessivi salgono al massimo storico di 175 TWh, in aumento del 35% rispetto al 2021, con la quota sul totale consumato nel sistema gas su base annuale al 24%, mai così alta dall'avvio delle negoziazioni (+8 p.p. sullo scorso anno), con un picco mensile del 42% a luglio.

L'incremento dei volumi scambiati è stato sostenuto per il secondo anno consecutivo dai mercati day-ahead, ai massimi storici sia nel segmento a negoziazione continua che in asta. Nel dettaglio, i volumi scambiati su MGP-Gas nel comparto a negoziazione continua si attestano a 75,6 TWh (+66,6% sul 2021), consolidando un progressivo trend crescente che a dicembre ha portato gli scambi mensili a superare gli 8 TWh (livello più alto di sempre), mentre salgono a 51,1 TWh quelli su AGS (+51,2%), mercato individuato dalle disposizioni regolatorie sopra citate quale ambito di approvvigionamento di Snam delle necessarie risorse di stoccaggio (37,7 TWh gli acquisti da essa effettuati nel ruolo di TSO). In crescita le quote sul totale a pronti sia del MGP-Gas in negoziazione continua che dell'AGS, pari rispettivamente al 43% (+8 p.p.) e al 29% (+8 p.p., +3 p.p.).

Le quantità negoziate sull'orizzonte intraday si portano a 2,6 TWh nel comparto AGS (+61,6%) e a 40,5 TWh nel segmento a negoziazione continua, unico mercato a

registrare un calo (-8,1%). Relativamente a quest'ultimo, si osserva una contrazione significativa delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (10,2 TWh, -22%), solo lato acquisto (-62%), e una meno sensibile flessione degli scambi tra operatori diversi dal RdB (30,3 TWh, -2%), la cui quota sale al 75%.

Tornano a crescere, seppure lievemente, i volumi registrati su MGS, a 5,1 TWh (+1,0% dal minimo storico del 2021), con una quota sul totale scambiato al 3% (era il 4% lo scorso anno). In crescita i volumi trattati da Snam per la finalità di Bilanciamento, sia lato acquisto (0,8 TWh, +65%) che lato vendita (3,1 TWh, +78%), mentre arretrano le negoziazioni tra operatori terzi (1,2 TWh, -58%).

Le quotazioni sui mercati a pronti mostrano dinamiche analoghe a quelle registrate al PSV, tutte in aumento ai massimi storici e su livelli lievemente inferiori al prezzo osservato all'hub italiano (122,6-124,9 €/MWh), con l'unica eccezione del comparto intraday AGS, a 134 €/MWh. Ad eccezione sempre di quest'ultimo segmento, l'allineamento tra le quotazioni rilevate nei mercati viene confermata anche in un'analisi mensile, con i prezzi di MGS lievemente più bassi nei primi mesi dell'anno e più alti ad ottobre e novembre.

Nel 2022, infine, nessuno scambio sul MT-Gas, mentre nel comparto Royalties della P-Gas sono stati contrattati 2,0 TWh, di cui 1,3 TWh in consegna nel 2022, ad un prezzo medio di 147,35 €/MWh.

Tabella 1: Mercati del gas naturale, prezzi e volumi scambiati nel 2022

Fonte: dati GME

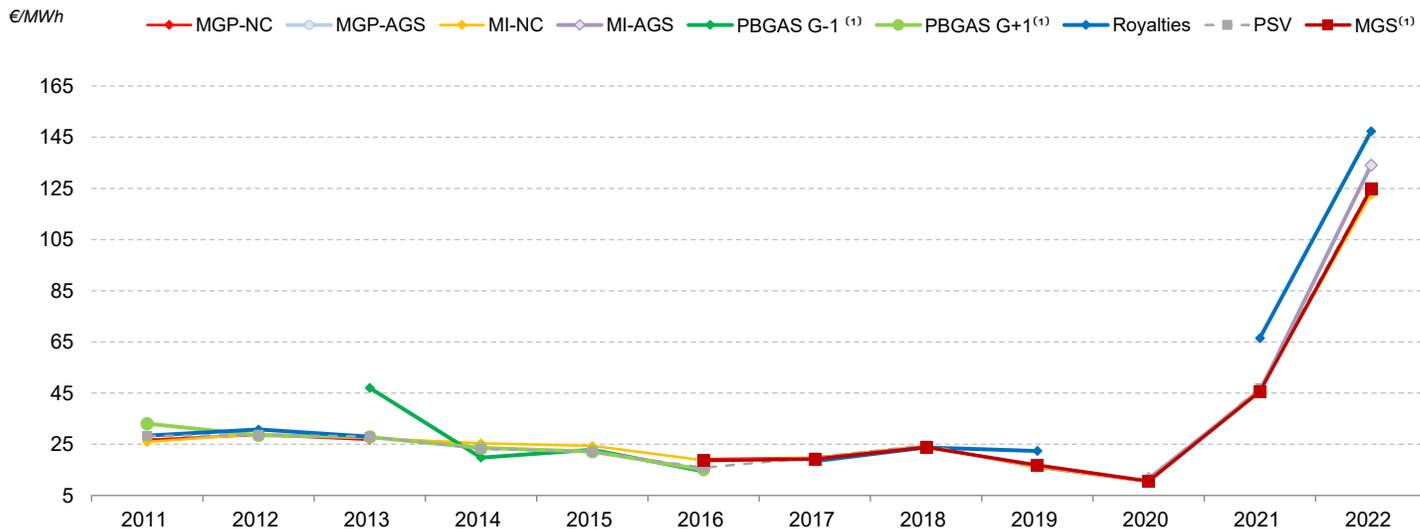
	Prezzi. €/MWh			Volumi scambiati. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS					
MGP					
Negoziazione continua	123,81	(46,30)	12,00	330,00	75.642.864 (45.400.752)
Comparto AGS	123,84	(46,35)	10,52	315,00	51.107.424 (33.790.080)
MI					
Negoziazione continua	122,59	(46,70)	2,00	325,00	40.528.008 (44.085.624)
Comparto AGS	134,03	(45,87)	0,00	282,59	2.598.504 (1.607.760)
MGS	124,89	(45,66)	40,64	296,50	5.133.885 (5.084.077)
MPL	-	-	-	-	-
MT-GAS*	-	-	-	-	(22.320)
P-GAS					
Royalties*	147,35	(66,53)	62,64	232,23	2.031.021 (2.216.982)
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, Refinitiv



* Il PSV è una quotazione

(1) Nel 2016 per i comparti G+1 e G-1 i dati sono relativi ai primi nove mesi dell'anno, per MGS e MPL agli ultimi tre

Figura 4: Mercati a pronti del gas naturale

Fonte: dati GME

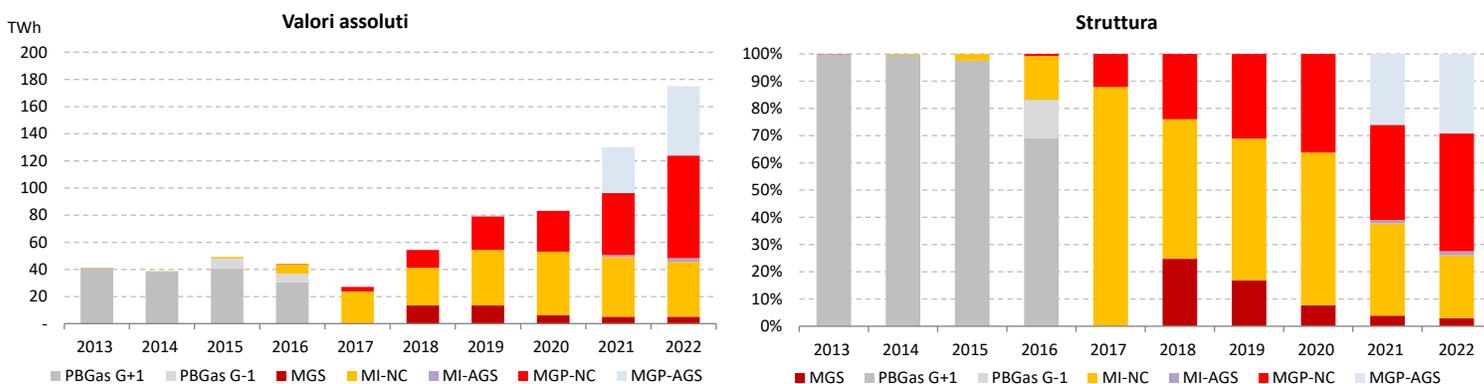


Tabella 2: Mercato Gas in Stoccaggio, struttura degli scambi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	5.133.885	(5.084.077)	5.133.885	(5.084.077)	-	(-)	-	(-)
SRG	821.758	(499.455)	3.125.646	(1.759.640)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	821.758	(499.455)	3.125.646	(1.759.640)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	0	(0)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	4.312.127	(4.584.622)	2.008.239	(3.324.437)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel contesto connotato dall'avvio del conflitto russo-ucraino e dalle ripercussioni da esso prodotte nel settore energetico, i prezzi di tutte le commodities aggiornano ancora i loro massimi o si portano a ridosso di essi. La dinamica appare ancora particolarmente accentuata soprattutto per le quotazioni del carbone (quasi 290 \$/MT) e del gas (attorno a 125 €/MWh al PSV e TTF), i cui rialzi si riflettono sui costi della generazione termoelettrica, sostenuti anche da un'analogia

dinamica dei permessi di emissione. Conseguentemente, quotazioni elevate si registrano su tutte le principali borse elettriche europee, salite sui 304 €/MWh in Italia, il cui parco di generazione risulta fortemente dipendente dal gas, sui 235/280 €/MWh in Europa centrale, e sui 135/168 €/MWh in Scandinavia e in Spagna, quest'ultima calmierata da giugno dal meccanismo di cap al prezzo offerto sul mercato dagli impianti a gas.

Prosegue nel 2022, accentuandosi rispetto all'anno precedente, la crescita delle quotazioni delle commodities energetiche, con il Brent che torna a oltrepassare 100 \$/bbl (103,81 \$/bbl, +46% sul 2021), come non accadeva dal 2014, e quotazioni ai massimi storici per i suoi derivati, con il gasolio che supera per la prima volta 1.000 \$/MT (1.026,43 \$/MT, +79%) e l'olio combustibile prossimo ai 700 \$/MT (689,00 \$/MT, +39%). La dinamica al rialzo si concentra nel primo semestre, con le quotazioni di greggio e derivati che dopo aver raggiunto un primo massimo a marzo, a conflitto russo-ucraino appena iniziato, aggiornano ancora il record a giugno, invertendo poi generalmente la tendenza e toccando a dicembre i minimi annuali. A fine 2022, i mercati a termine prospettano per l'annuale relativo al 2023 prezzi ancora elevati ma inferiori alla media spot del 2022, con quotazioni stimate in linea con quelle di dicembre. Come già osservato nel 2021, decisamente più intensa appare la crescita dei prezzi del carbone europeo

che, dopo aver doppiato nel 2021 i livelli molto bassi del biennio precedente, con un ulteriore balzo annuo si portano a 287,75 \$/MT (+140%). Anche per il carbone lo stacco avviene a marzo (341 \$/MT) e nuovi massimi si osservano in estate (circa 370 \$/MT a luglio e agosto) per poi ripiegare sotto i 220 \$/MT a novembre. I futures indicano, anche per il carbone, livelli nel 2023 inferiori a quelli del 2022, con una lieve ripresa rispetto ai valori di dicembre nel primo trimestre e una progressiva riduzione negli ultimi due semestri.

Complessivamente le dinamiche annuali del prezzo del greggio, dei suoi derivati e del carbone risultano accentuate nella loro conversione in euro, in presenza di un tasso di cambio che, con una flessione dell'11%, scende ai minimi di 1,05 USD/EUR, in corrispondenza di un trend opposto a quello delle commodities e sempre in riduzione fino a inizio autunno, quando scende sotto 1 USD/EUR, per risalire solo negli ultimi due mesi dell'anno.

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

Fonte: Refinitiv

		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	103,81	46%	75,51	81,80	83,43	-11%	12%	
Olio Combustibile	USD/MT	689,00	39%	461,56	432,88	502,34	-12%	-4%	433,25
Gasolio	USD/MT	1.026,43	79%	653,89	863,24	879,29	-10%	40%	927,25
Carbone	USD/MT	287,75	140%	123,00	200,91	231,86	6%	72%	238,80

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	98,72	64%		75,04	78,91	-14%	20%	
Olio Combustibile	EUR/MT	654,67	56%		397,11	475,34	-16%	3%	
Gasolio	EUR/MT	980,42	101%		791,91	831,83	-14%	50%	
Carbone	EUR/MT	275,09	170%		184,31	219,42	2%	84%	
Tasso Cambio	USD/EUR	1,05	-11%	1,15	1,09	1,06	4%	-6%	

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

Fonte: Refinitiv

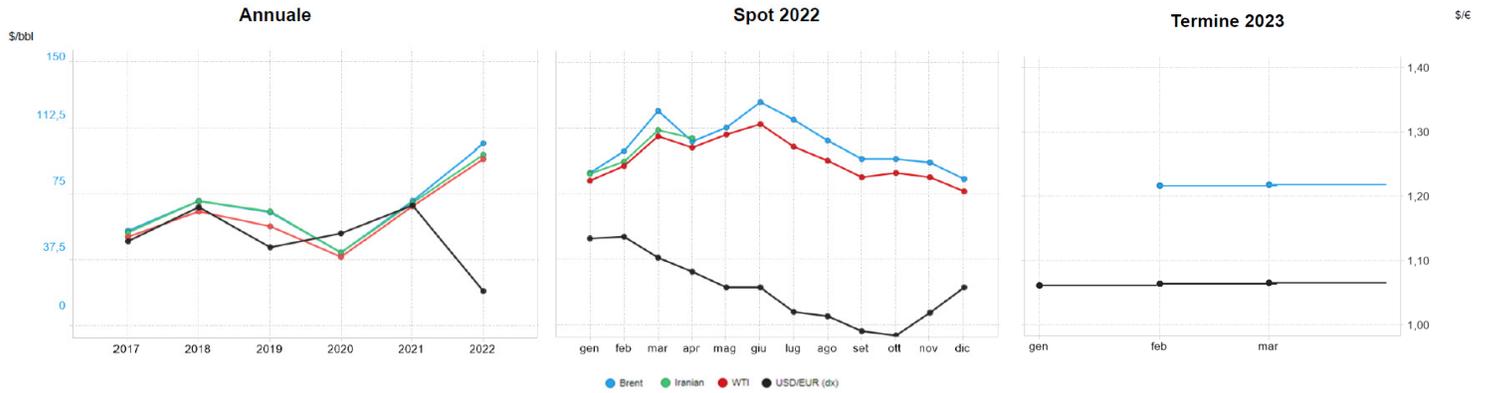


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



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

Fonte: Refinitiv



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

Secondo massimo storico consecutivo anche per i prezzi del gas, che segnano ancora un aumento a tre cifre sui principali hub in Europa continentale (+166/+190%), dove si attestano sui 125/131 €/MWh. Come le altre commodities, anche i prezzi del gas registrano un primo massimo a marzo (120/130 €/MWh) e poi nuovi record in estate, in corrispondenza di nuove tensioni connesse al taglio delle forniture russe di gas (soprattutto ad agosto, attorno a 230 €/MWh sugli hub

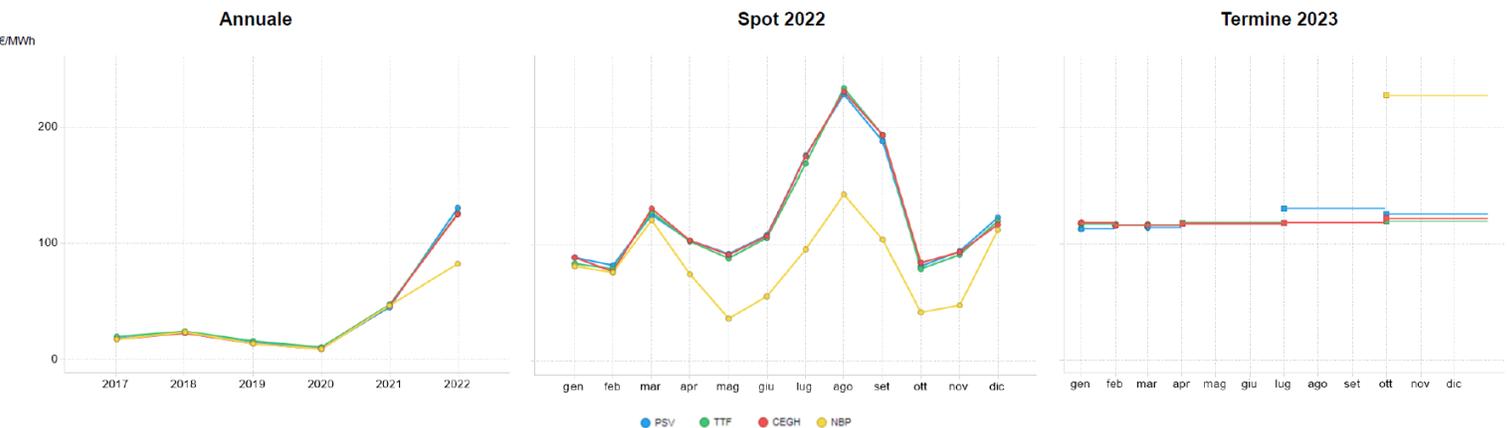
continentali), quando tocca livelli estremi il differenziale PSV-TTF (da +6,8 €/MWh di luglio a -5,4 €/MWh di agosto), con le due quotazioni che complessivamente nell'anno restano mediamente allineate sui 125 €/MWh, mostrando uno spread di 0,72 €/MWh (+0,18 €/MWh).

In ottica prospettica le aspettative dei mercati futures registrate a fine dicembre sono per prezzi ancora elevati nel 2023 e inferiori solo ai massimi spot del 2022.

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

Fonte: Refinitiv

Annuale						Mensile			
Descrizione	Area	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
PSV	IT	125,38	166%	87,70	97,35	123,38	31%	6%	124,50
TTF	NL	124,66	167%	89,00	89,50	120,26	32%	5%	131,00
CEGH	AT	130,70	190%	22,59	89,00	117,40	25%	0%	122,52
NBP	UK	82,59	78%			112,82	136%	0%	125,77



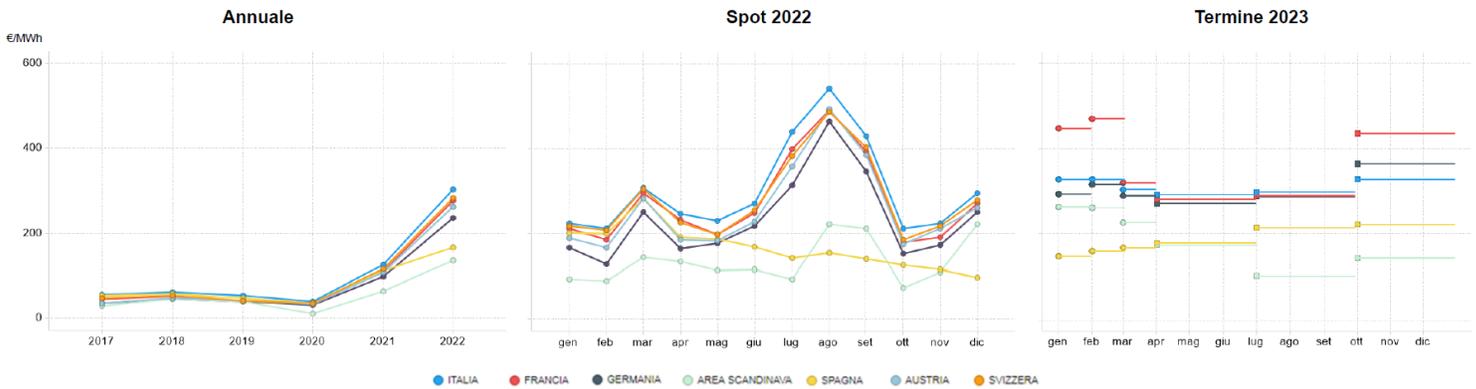
Per quanto osservato sulle quotazioni dei combustibili, nel 2022, anche i riferimenti elettrici europei raggiungono livelli mai osservati in passato, con massimi mensili nei mesi estivi fino a 450/550 €/MWh di agosto. La quotazione italiana supera per la prima volta 300 €/MWh (304 €/MWh, +142%) e amplia il differenziale con le quotazioni del resto d'Europa, in virtù della peculiarità del parco di generazione, fortemente dipendente dalla generazione a gas. Tassi di crescita analoghi a quello italiano si riscontrano sui prezzi di Francia,

Svizzera e Austria, saliti sui 261/282 €/MWh (+145/+153%), e in Germania, a 235 €/MWh (+143%). Inferiore la crescita del prezzo in Spagna (168 €/MWh, +50%), contenuto da metà giugno dal meccanismo di cap al prezzo offerto dagli impianti a gas, mentre quello dell'Area Scandinava resta il più basso, pur in presenza di un forte incremento percentuale (136 €/MWh, +116%). Nel clima di incertezza che pervade ancora l'economia internazionale, restano elevate anche per il 2023 le aspettative di prezzo sui mercati futures (Figura 2).

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

Fonte: Refinitiv

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	303,95	142%	256,96	263,58	294,91	31%	5%	304,39
FRANCIA	275,88	153%		276,42	270,89	41%	-1%	411,78
GERMANIA	235,45	143%	76,53	244,43	251,62	45%	14%	315,91
AREA SCANDINAVA	135,86	116%	62,08	131,00	223,17	104%	52%	317,00
SPAGNA	167,52	50%	213,70	173,50	96,95	-16%	-59%	133,00
AUSTRIA	261,40	145%			261,21	23%	4%	
SVIZZERA	281,71	145%			280,10	28%	-1%	



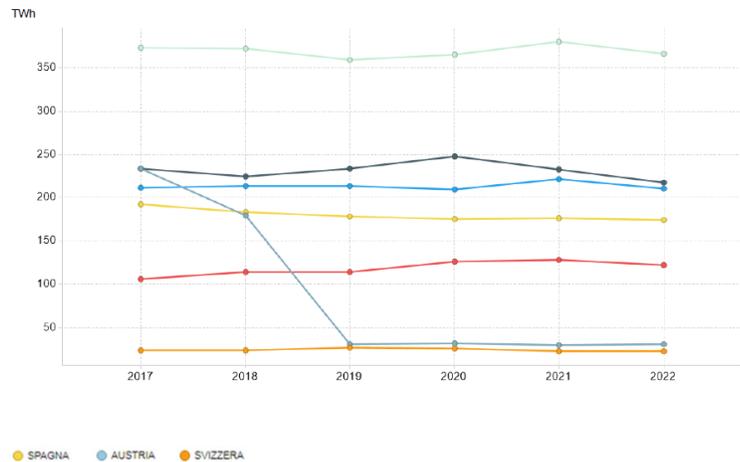
Infine, in relazione ai volumi scambiati nelle borse su base spot, si registrano diffuse riduzioni degli scambi in Germania (217 TWh, -7%), Italia (211 TWh, -5%), Francia

(122 TWh, -5%) e nell'area scandinava (366 TWh, -4%); più debole solo la flessione nella borsa spagnola (175 TWh, -1%).

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

Fonte: Refinitiv

Nazione	Anno	Var Y-1 (%)	Dicembre
ITALIA	210,9	-5%	16,7
FRANCIA	122,2	-5%	12,5
GERMANIA	217,0	-7%	19,1
AREA SCANDINAVA	366,1	-4%	35,1
SPAGNA	174,5	-1%	13,4
AUSTRIA	30,6	2%	3,4
SVIZZERA	22,5	0%	2,0



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

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

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 2022 il prezzo medio dei titoli di efficienza energetica mostra un calo sia sul mercato organizzato (MTEE), dove si attesta sui 258 €/tep (-3,6%), che sulla piattaforma bilaterale, nella quale risulta pari a 232 €/tep (-4,5%). Nuovo e ulteriore calo per i titoli complessivamente negoziati, scesi a 1,75 milioni di tep sul MTEE (-9%), nuovo minimo dal 2012, e a circa 1 milione di tep sulla piattaforma bilaterale (-32%), con conseguente aumento della liquidità di mercato al 64% (+6 p.p.).

Sul settore delle Garanzie d'Origine, nel 2022, il prezzo medio mostra una crescita estesa a tutte le modalità

di contrattazione. In particolare sul mercato (MGO) le quotazioni medie salgono a 3,83 €/MWh sulle aste del GSE (+3,19 €/MWh) e a 2,21 €/MWh sul mercato (MGO: +1,87 €/MWh), quest'ultimo superiore di circa 1,6 €/MWh al livello di 0,64 €/MWh registrato nelle negoziazioni bilaterali (+0,13 €/MWh). In termini di volumi, al calo degli scambi sul MGO (-18%) e delle assegnazioni tramite asta (-13%), si contrappone il quinto aumento consecutivo delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale (+3%). Nessuno scambio, infine, nel 2022 sul Mercato dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti (MCIC).

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

Nel 2022 il prezzo medio registrato sul mercato organizzato (MTEE) cala su base annua a 257,85 €/tep (-3,6%), mostrando quotazioni medie sostanzialmente stabili attorno ai 260 €/MWh nei primi cinque mesi dell'anno, relativi all'anno d'obbligo 2021, e un trend lievemente decrescente nei sette mesi successivi (Tabella 1, Figura 2).

Dinamiche analoghe nel 2022 anche per il prezzo medio rilevato sulla piattaforma bilaterale (231,75 €/tep, -4,5%), il cui differenziale dal valore di mercato si amplia a 26 €/tep. Tale valore scende, tuttavia, a circa 3 €/tep, considerando solo le transazioni bilaterali registrate ad un prezzo superiore ad 1 €/tep, rappresentative nel 2022 di una quota pari al 91% del totale (Tabella 1, Figura 1, Figura 2). Nel contesto definito dal DM del 21 maggio 2021, nel

quale il MITE ha definito gli obiettivi nazionali di risparmio energetico per il periodo 2021-2024, fissandoli su livelli più bassi rispetto ai periodi precedenti, le negoziazioni di TEE segnano la quinta flessione annua consecutiva, attestandosi a 1,75 milioni di tep sul mercato (-9%), valore più basso dal 2012, e a 0,97 milioni di tep sulla piattaforma bilaterale (-32%). Per effetto di tali variazioni la liquidità del MTEE cresce, portandosi al 64% (+6 p.p. sull'anno precedente). L'analisi degli scambi di mercato evidenzia una diminuzione su base annua più accentuata nei primi cinque mesi dell'anno, quando i volumi negoziati si attestano mediamente sui 151 mila tep (-19% sull'analogo periodo del 2021), contro i 143 mila tep dei successivi 7 mesi (stabili rispetto all'anno precedente) (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	257,85	-3,6%	240,00	262,50	1.750.226	-9,3%	451,29	-12,6%
Bilaterali	231,75	-4,5%	0,00	290,00	965.526	-31,6%	223,76	-34,7%
con prezzo >1	254,60	-3,0%	10,00	290,00	878.865	-32,6%	223,76	-34,7%
Totale	248,57	-3,3%	0,00	290,00	2.715.752	-18,7%	675,05	-21,4%

Figura 1: TEE, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME

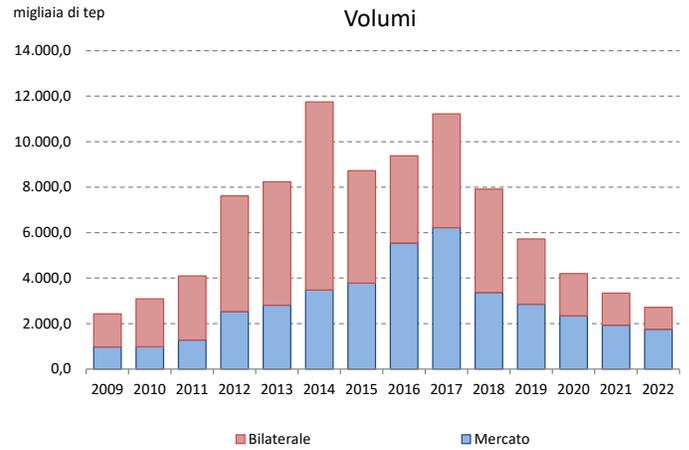
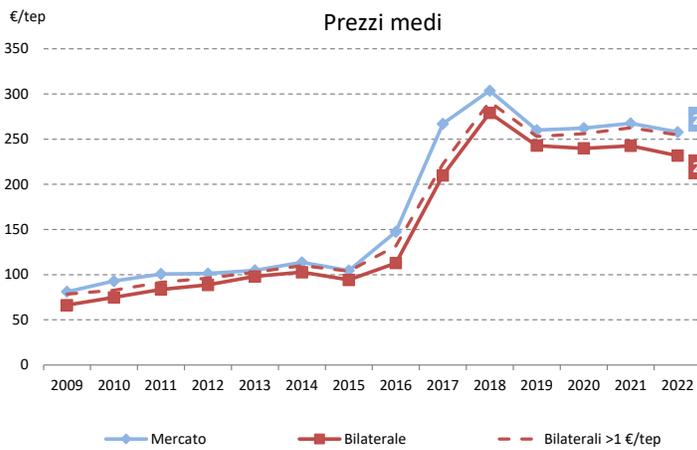


Tabella 2: TEE, sintesi dicembre

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	252,67	-1,4%	240,00	254,90	97.448	-40,2%	24,62	-41,0%	5.581	-7,2%	5,7%	+2,0 p.p.	6	-1
Bilaterali	229,10	-6,1%	0,00	260,00	37.872	-71,0%	8,68	-72,8%						
con prezzo >1	248,55	-2,9%	163,73	260,00	34.909	-72,0%	8,68	-72,8%						
Totale	246,07	-1,9%	0,00	260,00	135.320	-53,9%	33,30	-54,8%						

Figura 2: TEE, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

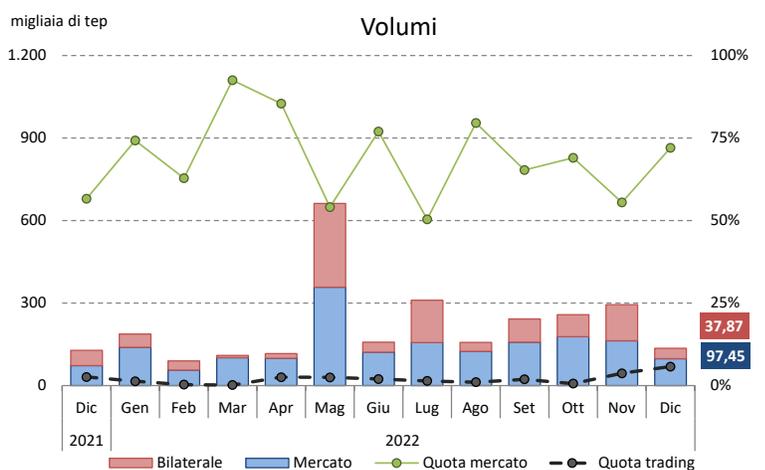
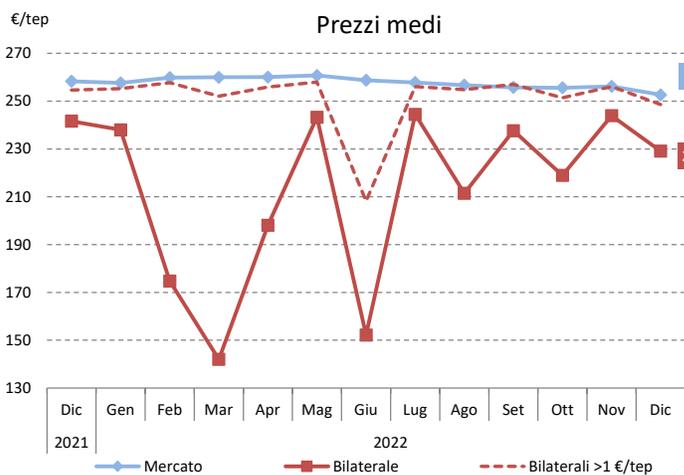
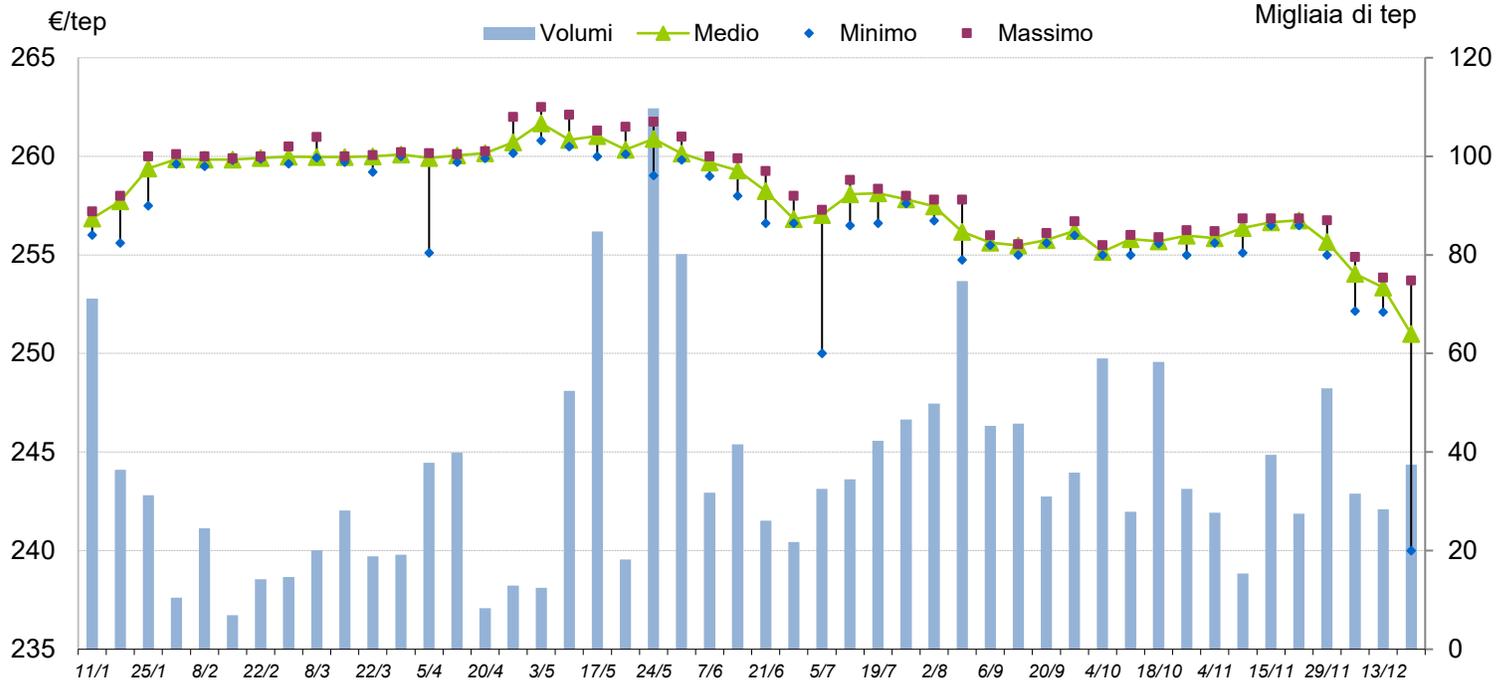


Figura 3: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME

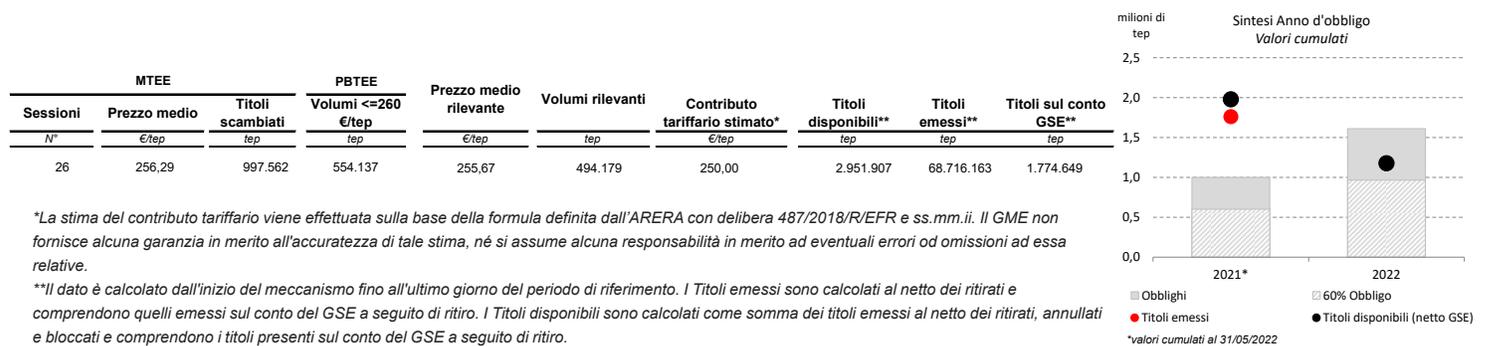


Complessivamente, nel sistema, il numero dei titoli emessi, al netto di quelli ritirati, dall'inizio del meccanismo a fine 2022, si porta a 68.716.163, in aumento di 2.347.986 tep rispetto al 31 dicembre 2021 e di 108.931 tep rispetto a fine novembre. Il numero di titoli disponibili a fine anno, al lordo dei titoli registrati

sul conto del GSE, ammonta inoltre a 2.951.907 tep, in aumento di 495.916 tep rispetto a dicembre 2021 ed in calo di 469.833 tep rispetto a novembre 2022, in virtù anche dell'annullamento dei titoli effettuata nella sessione di novembre (578.764 titoli) (Tabella 3).

Tabella 3: TEE, sintesi anno d'obbligo 2022

Fonte: dati GME



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

Nel 2022 il prezzo medio delle GO registra un incremento generalizzato e trasversale rispetto alle modalità di contrattazione. Quotazioni medie e livelli di crescita più elevati si riscontrano sulle aste del GSE, dove i titoli sono stati scambiati su base annua a 3,83 €/MWh (+3,19 €/MWh), mentre livelli più bassi, sebbene in forte aumento, si rilevano sul MGO con prezzi a 2,21 €/MWh e nuovo massimo storico (+1,87 €/MWh). La crescita appare più contenuta nelle contrattazioni bilaterali, il cui prezzo medio si attestata a 0,64 €/MWh (+0,13 €/MWh). In virtù di tali variazioni, nel 2022, lo spread tra il prezzo di mercato e quello dei bilaterali si inverte portandosi a 1,58 €/MWh (+1,74 €/MWh sul 2021), valore che si conferma anche considerando le sole transazioni bilaterali registrate con prezzo strettamente positivo, pari al 96% del totale scambiato sulla PBGO (1,55 €/MWh) (Tabella 4, Figura 4). Per quanto riguarda le singole tipologie di GO contrattate, la categoria Solare risulta la più costosa su tutte le tipologie di contrattazione, mostrando un prezzo di 2,80 €/MWh sul MGO (seguita da Altro e Idroelettrico, rispettivamente a

2,21 €/MWh e a 2,08 €/MWh), di 4,38 €/MWh sulle aste GSE e di 0,97 sulla PBGO.

L'analisi mensile dei prezzi sul MGO mostra quotazioni medie crescenti fino al mese di novembre, quando raggiungono il livello più alto di sempre (9,32 €/MWh) (Figura 5).

In termini di volumi, le negoziazioni complessive di GO salgono al loro massimo storico, per effetto dei maggiori scambi bilaterali. Questi ultimi si portano, infatti, a 69,2 TWh (+3%), confermandosi la modalità di approvvigionamento più utilizzata, seguita dalle aste GSE e dal MGO che raccolgono volumi rispettivamente per 17,7 TWh (-13%) e 1,0 TWh (-18%) (Tabella 4, Figura 4, Figura 5).

La struttura degli scambi per tipologia di impianto con riferimento all'anno di produzione 2022 evidenzia una diversa distribuzione sulle tre modalità di contrattazione, con una prevalenza della tipologia di produzione Altro (35,9%) sul MGO, della tipologia Idroelettrico sulla PBGO (36,9%) e infine della tipologia Solare (49,9%) 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	2,21	+544,5%	0,70	9,55	1.031.390	-17,8%	2.281.651	+429,9%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	0,64	+25,2%	0,00	9,60	69.174.872	+3,1%	44.063.920	+29,1%
	0,67	+25,1%	0,01	9,60	66.259.463	+3,2%	44.063.920	+29,1%
Totale	0,66	+30,5%	0,00	9,60	70.206.262	+2,7%	46.345.571	+34,1%
Asta GSE	3,83	+496,5%	0,20	6,80	17.706.150	-12,6%	67.817.376	+421,5%

Figura 4: GO, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME

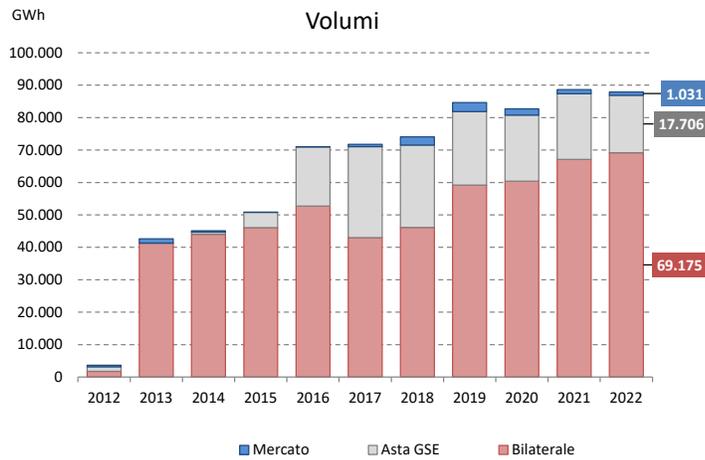
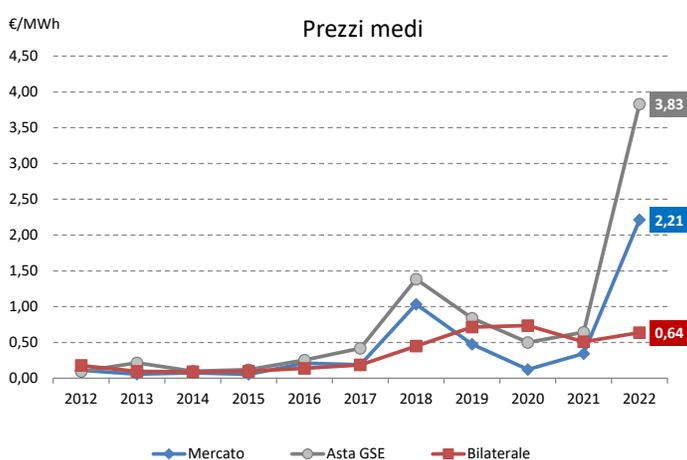


Tabella 5: GO, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	6,61	-29,0%	6,00	9,50	45.804	+49,5%	302.978	+6,1%
Bilaterali con prezzo >0	1,68	+41,5%	0,00	9,60	4.697.278	+38,7%	7.887.301	+96,2%
	1,72	+41,4%	0,04	9,60	4.590.545	+38,8%	7.887.301	+96,2%
Totale	1,73	+37,1%	0,00	9,60	4.743.082	+38,8%	8.190.279	+90,3%
Asta GSE	6,47	-	4,67	6,80	3.582.156	-	23.167.201	-

Figura 5: GO, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

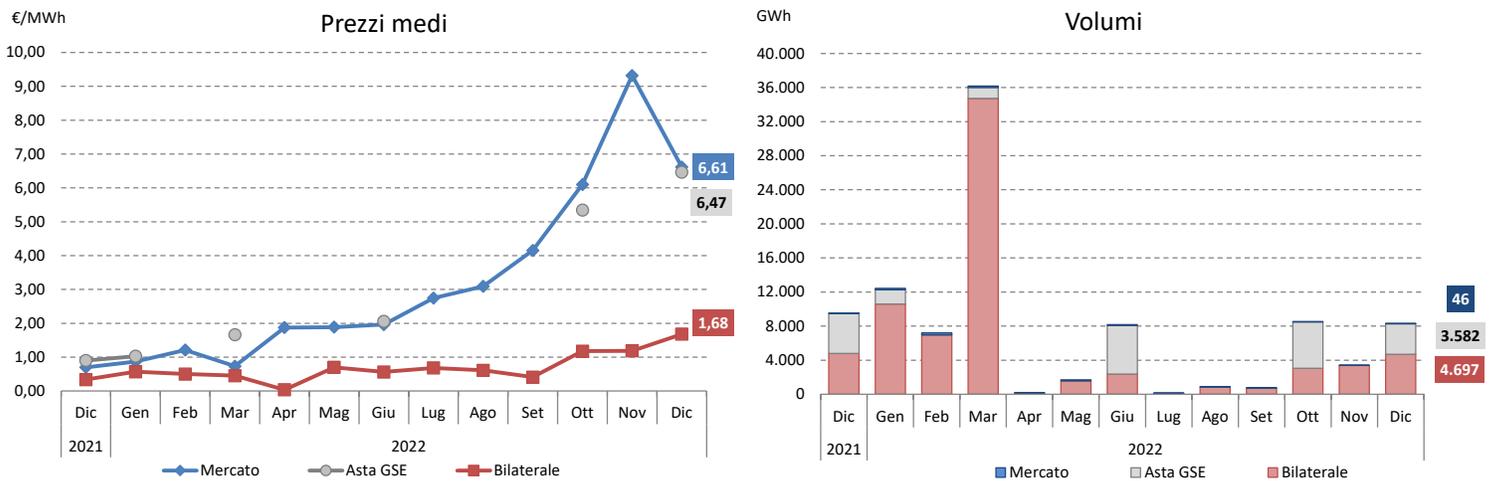
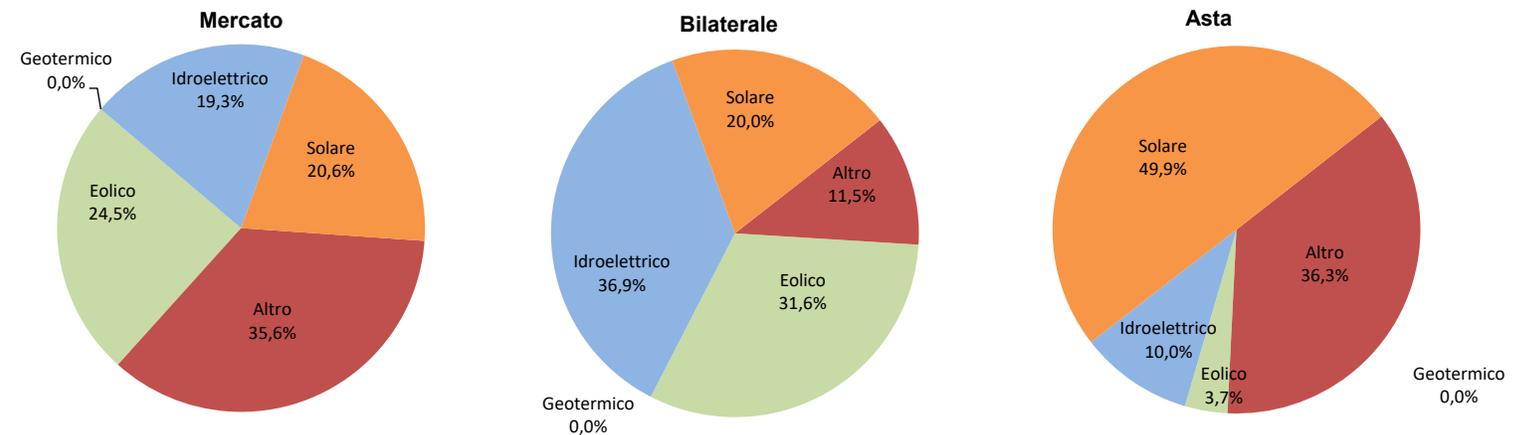


Figura 6: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2022

Fonte: dati GME



PETROLIO: DA MERCATO GLOBALE A MERCATO FRAMMENTATO?

di Lisa Orlandi - RIE

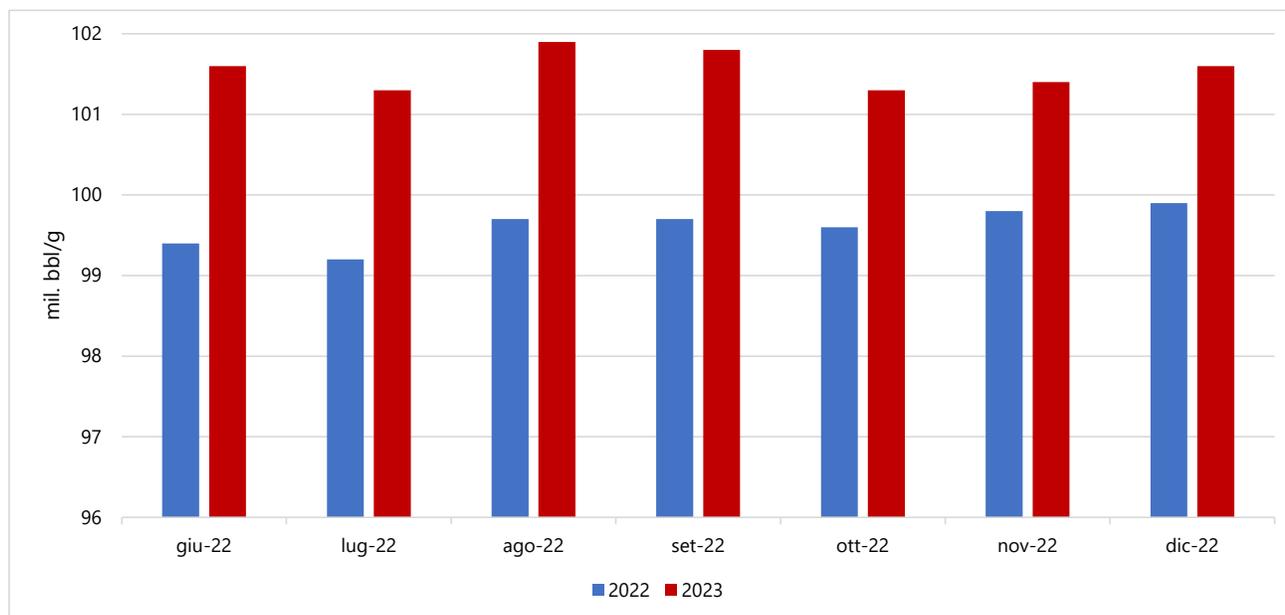
(continua dalla prima)

Tra agosto e novembre si nota, invece, l'avvio di una fase di ripiegamento con l'abbandono della soglia dei 100 doll/bbl e il progressivo allineamento attorno a quota 90. Questa nuova fase non è del tutto scollegata dalla prima in quanto il forte aumento dei prezzi di tutte le commodity - non solo energetiche - precedente la guerra e dalla stessa esacerbato ha insinuato seri timori di recessione economica, specie nell'area OCSE. Come noto, l'anxiety discount è una variabile che agisce in senso opposto al war premium,

generando aspettative ed evidenze di rallentamento dei consumi, anche considerando i continui lockdown in Cina per il contenimento dei contagi da Covid-19. Sulla scia di questi fatti e assunzioni, le previsioni sulla domanda globale di petrolio formulate dall'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE) sono state riviste più volte da giugno in poi, pur mantenendo una traiettoria complessiva di crescita e tornando a superare, su base mondiale, la soglia psicologica dei 100 milioni di barili al giorno nel 2023.

Previsioni della domanda mondiale di petrolio

Fonte: elaborazioni RIE su dati AIE, Oil market Report mensili



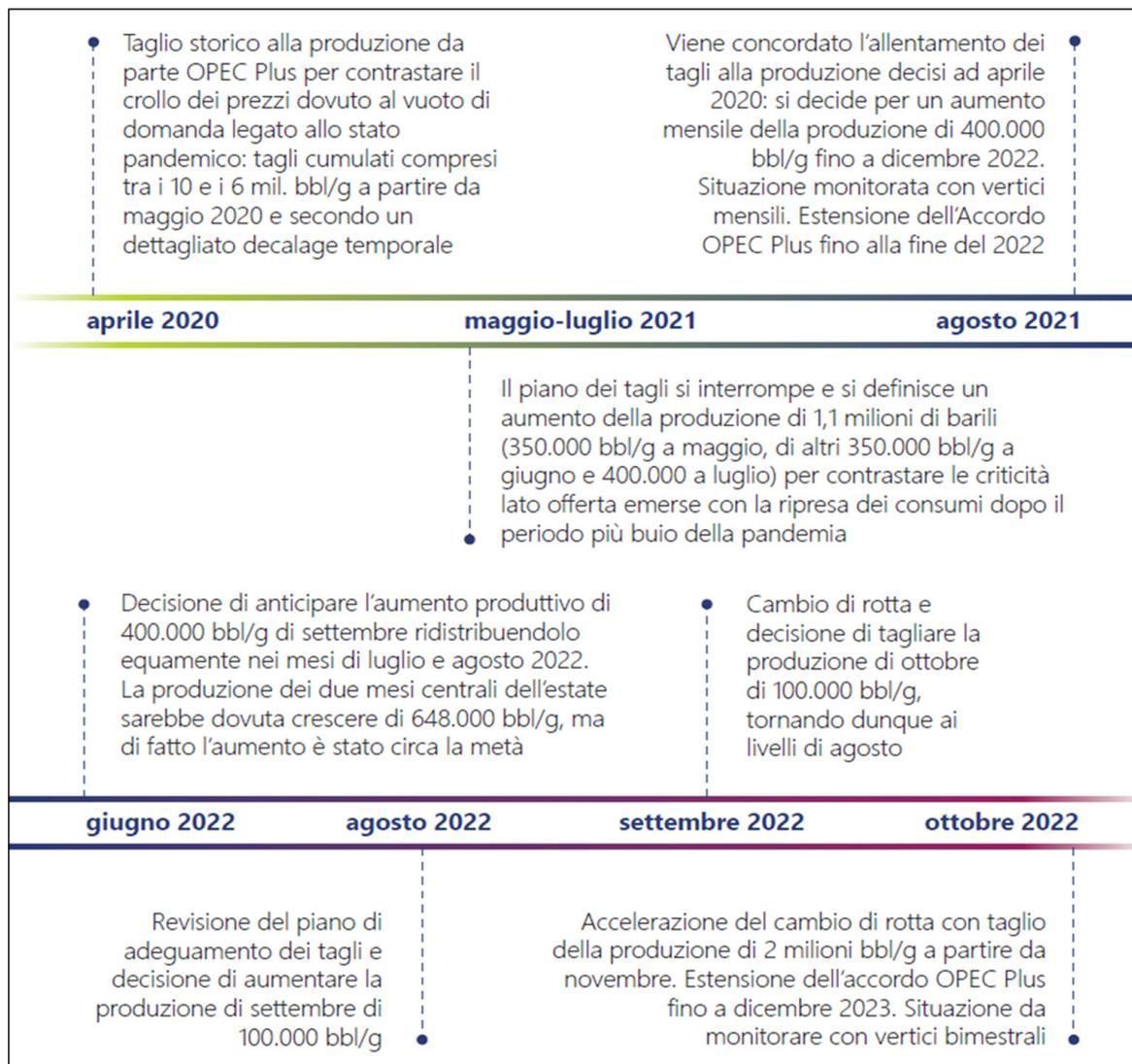
Nota: nell'asse delle ascisse, il mese indicato è quello in cui è stata fatta la previsione sul livello annuale di domanda

In questa fase, pur evidenziandosi una rottura rispetto alla tendenza rialzista di inizio anno e l'emergere di timori recessivi, diversi fattori hanno impedito un calo più spinto delle quotazioni che si sono attestate su una soglia di resistenza indicativamente compresa tra gli 85 e i 90 doll/bbl. Tra questi si individuano fattori strutturali, legati ad una domanda comunque in aumento e a persistenti criticità lato offerta stante l'incapacità di aumentare in modo consistente la produzione in ambito non-OPEC e la ridotta capacità disponibile in seno all'OPEC Plus. Aspetto emerso con evidenza nel corso del 2022, con il mancato conseguimento da parte dell'Alleanza degli obiettivi di progressivo aumento

della produzione decisi nel 2021. Ma anche fattori politici: dopo diversi cambi di rotta (si veda timeline) e nonostante il braccio di ferro con gli Stati Uniti che hanno a più riprese chiesto a Riad di rilasciare più petrolio sul mercato, nel summit del 5 ottobre l'OPEC Plus ha deciso di tagliare la produzione di petrolio di 2 mil. bbl/g a partire da novembre. Una riduzione consistente ed inattesa che, tuttavia, anche in ragione dell'incapacità di rispettare gli aumenti pianificati nei mesi precedenti, è sembrata più nominale che reale e quindi da intendersi più come l'allineamento della produzione ai target fissati che come una deliberata mossa di riduzione dell'offerta mondiale.

Evoluzione della politica dell'OPEC Plus 2020-2022

Fonte: elaborazioni RIE su dati opec.org



Vi è poi la variabile congiunturale legata alla progressiva riduzione delle importazioni dalla Russia da parte dell'UE con l'avvicinarsi dell'entrata in vigore dell'embargo verso il petrolio russo che ha giocato forza condizionato il sentiment del mercato, fornendo un certo supporto ai prezzi.

Le opposte forze in gioco hanno poi lasciato spazio, in dicembre, ad una nuova seppur contenuta discesa, con il Brent che si è avvicinato agli 80 doll/bbl, riportandosi ai livelli di inizio anno ma in un contesto completamente diverso. A farla da padrone il progressivo peggioramento dello stato di salute dell'economia globale, ben espresso dalle parole della direttrice del Fondo Monetario Internazionale, Kristalina Georgieva, secondo cui "per la maggior parte dell'economia mondiale, questo sarà un anno duro, più duro di quello che ci lasciamo alle spalle". Tuttavia, le dinamiche evolutive in atto, di natura prevalentemente politica, non saranno prive di conseguenze sul più lungo termine, anche se risulta ancora difficile individuarne il segno. Ad oggi, l'entrata in vigore del divieto di acquisto di petrolio russo dal 5 dicembre e la

definizione di un price cap sul greggio di Mosca da parte del G7 non hanno sortito un effetto prezzo rilevante. Ma la partita è appena iniziata e il suo esito è del tutto aperto.

Ed è proprio questa una delle principali variabili che condizionerà gli andamenti del 2023, il quale si è aperto con un registro ribassista. I 78 doll/bbl di oggi non sono, infatti, quelli di un anno fa, quando l'escalation era davanti agli occhi di tutti. Ora, è più difficile individuare la direzione futura perché in atto e in ballo c'è una netta e profonda riconfigurazione dei flussi petroliferi commerciali: da un lato l'Europa che deve assicurarsi approvvigionamenti alternativi (non solo di greggio ma anche di derivati, visto il divieto che scatterà il 5 febbraio); dall'altro la Russia che deve riallocare le proprie esportazioni verso nuovi acquirenti, prevalentemente asiatici. Anche se un simile riassetto non è limitativo dell'offerta disponibile, le difficoltà logistiche che esso comporta (ad esempio l'allungamento delle rotte e quindi meno barili consegnati al giorno) potrebbero incidere al rialzo sui prezzi.

Ad oggi, la Russia sta massimizzando le esportazioni di

gasolio prima dell'avvio dell'embargo e la domanda per riscaldamento è sottotono per via del clima mite; pur tuttavia, una crisi di disponibilità non si può escludere. Molti analisti guardano con preoccupazione all'embargo sui prodotti perché il mercato globale dei carburanti, specie con determinate caratteristiche qualitative, è più ristretto di quello del greggio. Putin ha inoltre più volte ribadito che la Russia non accetterà mai l'imposizione di un price cap, suggerendo conseguenze e contromisure per chi volesse applicarlo. Di fatto vieta la fornitura di greggio e prodotti petroliferi russi a entità giuridiche e persone fisiche straniere nell'ambito di contratti che direttamente o indirettamente prevedano l'applicazione di meccanismi di fissazione del prezzo finale. Non è difficile leggere in questa decisione la volontà di garantire prezzi stabili ai partner energetici che non si piegheranno ai dettami delle sanzioni.

A cosa porterà tutto questo?

A un nuovo ordine energetico. Rispetto a quanto si poteva delineare appena 12 mesi fa, è necessario ammettere che la crisi russo-ucraina ha sparigliato le carte dei mercati dell'energia e ha cambiato la traiettoria del settore su più fronti. A fronte dell'inutilità di formulare previsioni di prezzo in un simile contesto, si possono azzardare alcune considerazioni sul 2023.

La geopolitica e la politica continueranno a guidare i mercati energetici. Sia la Russia che l'Occidente continueranno a usare l'energia come arma. Oltre all'embargo e al tetto ai prezzi del G7, nel radar potrebbero esserci minacce di una guerra "ibrida" di più ampio respiro, che colpisca le infrastrutture energetiche e che confermi la formazione di allineamenti più ampi (Russia, Cina, India e Medio Oriente). È infatti indubbio che uno degli esiti della guerra siano le tensioni tra i produttori e i consumatori di petrolio, con impatti geopolitici globali.

Il sistema energetico europeo cambierà radicalmente. Quest'anno sarà visibile l'impatto dei piani europei per ridurre la dipendenza dagli idrocarburi russi. Gli effetti scavalcheranno i confini continentali e influenzeranno i flussi globali di petrolio così come la crescita della domanda di GNL in Asia. L'embargo dell'UE sul petrolio russo costringerà anche gli Stati membri a entrare in mercati globali ristretti, potenzialmente aumentando l'importanza geopolitica delle relazioni con la Turchia, il Qatar e il Nord Africa.

Le esportazioni di petrolio russo completeranno il loro spostamento verso est. La riconfigurazione su larga

scala dei 4,3 milioni di barili al giorno di petrolio russo prima esportato verso ovest culminerà quest'anno con l'entrata in vigore degli embarghi dell'UE su greggio (da dicembre 2022) e prodotti (febbraio 2023). L'impatto sarà fondamentale per gli equilibri petroliferi globali. I primi dati hanno mostrato un forte calo dell'export russo verso l'UE dopo il 5 dicembre, ma occorre chiedersi se si tratti di un calo temporaneo o dell'inizio di un di una riduzione più permanente. Ciò dipenderà principalmente dall'appetito dei nuovi acquirenti quali India, Cina e Turchia. L'India, ad esempio, sta già acquistando di più, avendo aumentato i volumi da 50.000 bbl/g nel 2021 a 850.000 bbl/g per gran parte del 2022 sino a oltre 1 milione di bbl/g a dicembre. Le esportazioni di prodotti potrebbero subire un'interruzione anche più grave a causa delle difficoltà nel trovare mercati alternativi di grandi dimensioni per diesel, olio combustibile e nafta russi.

La domanda globale di petrolio raggiungerà un nuovo record, riprendendosi completamente dalla pandemia. Nonostante le pressioni recessive e l'incertezza sulla Cina si supereranno i 101 mil. bbl/g nel 2023, secondo numerose e accreditate fonti; un livello più elevato di quello del 2019. Se un simile trend dovesse essere confermato, risulterebbe evidente la resistenza della domanda di petrolio all'inflazione, alle interruzioni dell'offerta e alle minacce di recessione. Questo potrebbe complicare la ricerca di alternative alle forniture russe. Anche il percorso che attende la Cina sarà critico: è possibile una ripresa non lineare che aumenterà la volatilità del mercato.

L'Opec Plus è un'altra incognita: ha ridotto la frequenza delle riunioni, ma continuerà a monitorare da vicino il mercato considerando le incertezze legate all'offerta russa, alla domanda cinese e all'economia globale. Non si possono escludere modifiche all'accordo sul taglio di 2 milioni di bbl/g, ma qualsiasi aumento della produzione richiederebbe una chiara ripresa della domanda o un'interruzione significativa dell'offerta. Un taglio maggiore sarebbe invece possibile solo se una profonda recessione colpisse duramente la domanda.

In generale, senza voler fare conclusioni quantitative che in questo momento non troverebbero solide fondamenta, col dispiegarsi del nuovo ordine energetico globale, con catene logistiche più lunghe e insicure, il quadro diventerà strutturalmente più instabile. Potrebbe quindi essere, come fa notare Daniel Yergin, che dopo tre decenni, l'embargo e il price cap alla Russia segnino la fine di un mercato petrolifero globale e l'inizio di un mercato più frammentato e, forse, più turbolento.

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Comunicato del GME | “BACHECA PPA: svolgimento della procedura di assegnazione sul comparto Energy Release e ultima fase di prove in bianco” | pubblicato in data 19 dicembre 2022 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=495>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso note le date di svolgimento – i.e. 9 e 10 gennaio uu.ss. – della procedura per l'allocazione dei volumi di energia elettrica nella disponibilità del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE) sul comparto Energy Release della Bachecca PPA, svolta in attuazione delle disposizioni di cui al Decreto del Ministro della transizione ecologica n. 341 del 16.09.2022.

Con il medesimo comunicato, in vista dello svolgimento della suddetta procedura, il GME ha altresì reso note le date e gli orari della terza e ultima fase di prove in bianco con gli operatori, finalizzata a consentire ai soggetti interessati di testare le funzionalità del nuovo comparto Energy Release della Bachecca PPA.

Nello specifico, la terza sessione di prova si è svolta sulla piattaforma di test del GME nelle date del 30 dicembre e 3, 4 e 5 gennaio uu.ss..

Consultazione ARERA del 13 dicembre 2022 n. 685/2022/R/eel | “Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) - Consultazione dell'articolato” | pubblicata in data 15 dicembre 2022 | Download <https://www.arera.it/it/docs/22/685-22.htm>

Con il DCO 685/2022/R/eel in oggetto, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA), ha sottoposto a consultazione la bozza di articolato del nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (nel seguito: TIDE) al fine di raccogliere, preliminarmente all'adozione, i pareri di tutti i soggetti interessati.

In particolare l'ARERA, facendo seguito al documento per la consultazione 322/2019/R/eel – in cui erano state individuate le principali linee di intervento – ha proposto, con il documento in oggetto, una riforma complessiva dell'attività di dispacciamento a livello nazionale, finalizzata a garantire la sicurezza del sistema elettrico, in modo efficiente e al minor costo, nell'attuale contesto caratterizzato dalla crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, nonché dalla progressiva riduzione dell'utilizzo degli impianti programmabili.

Nell'ambito dello schema di articolato posto in consultazione, l'ARERA ha inoltre formulato una razionalizzazione del quadro regolatorio generale del dispacciamento sì da ricomprendere, in un unico corpo normativo, tutte le disposizioni dalla medesima adottate nel corso degli anni in conformità all'evoluzione del quadro regolatorio europeo. Al riguardo l'ARERA specifica che il nuovo TIDE, a seguito della finalizzazione e successiva adozione, sostituirà integralmente l'Allegato A alla deliberazione n.111/06¹.

I soggetti interessati possono inviare - entro e non oltre il 13 marzo 2023 - le proprie osservazioni attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'ARERA o, in alternativa, all'indirizzo pec istituzionale “protocollo@pec.arera.it”, utilizzando allo scopo il template Excel messo a disposizione e disponibile alla pagina www.arera.it.

¹ L'Allegato A alla deliberazione n.111/06 verrà conseguentemente abrogato in tutte le parti ad esclusione di quelle che riguardano la disciplina degli impianti essenziali.

Gli appuntamenti

18 gennaio

Reshaping Operational Method to run grid Flexibility

Evento on line

Organizzato da Utilitalia

<https://www.utilitalia.it>

18 gennaio

Clima: le sfide dell'adattamento nella città di Roma

Roma, Italia

Organizzato da Comune di Roma

<https://asvis.it/cal>

19 gennaio

Comunità energetiche e cittadini: stato dell'arte, opportunità e sostenibilità

Roma, Italia

Organizzato da Consumers' forum

<https://www.consumersforum.it>

25 gennaio

L'idrogeno sostenibile per accelerare la transizione energetica

Evento on line

Organizzato da Cesi ed Elettricità Futura

<https://www.elettricitaefutura.it>

25 gennaio

Fotovoltaico per le imprese: affidabilità, sicurezza e garanzie per i nuovi impianti

Webinar

Organizzato da Esse Solar, in collaborazione con LONGi

Solar e SolarEdge

<https://s-solar.it>

25 gennaio

Energy conference: direzione rinnovabili, una scelta per il paese

Mazara del Vallo (TP), Italia

Organizzato da Italia Energia

<https://www.qualenergia.it>

28-30 gennaio

International Workshop on Smart Grid

Kuala Lumpur, Malaysia

Organizzato da IWSG

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

1-3 febbraio

International Conference on Environmental, Cultural, Economic and Social Sustainability

Ljubljana, Slovenia

Organizzato da Common Ground Research Networks

<https://onsustainability.com>

6-10 febbraio

Mastering Solar Power

Evento online

Organizzato da Infocus International Group Pte Ltd

<https://www.infocusinternational.com/solar-online>

9-10 febbraio

International Conference on Climate Change

Colombo, Sri Lanka

Organizzato da The International Institute of Knowledge

Management

<https://climatechangeconferences.com>

13-15 febbraio

International Downstream Conference & Exhibition

Sakhir, Bahrain

Organizzato da GDA

<https://www.gdaconference.org>

16-17 febbraio

Conferenza internazionale "Renewable Italy"

Milano, Italia

Organizzato da The Voice of Renewables

<https://voiceofrenewables.com/italy>

17-19 febbraio

International Conference on Power Electronics and Energy Management

Singapore

Organizzato da PEEM

<http://wikicfp.com>

20-24 febbraio

Mastering Wind Power

Evento online

Organizzato da Infocus International Group Pte Ltd

<http://www.infocusinternational.com/wind-online>

24-26 febbraio

International Conference on Smart Grid and Green Energy

Hanoi, Vietnam

Organizzato da Hanoi University of Science and Technology

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

25-27 febbraio

International Conference on Renewable and Clean Energy

Tokyo, Giappone

Organizzato da ICRCE

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

23 marzo

Digitale e Green Economy riscrivono il futuro dell'industria italiana

Milano, Italia

Organizzato da The Innovation Group

<https://www.theinnovationgroup.it/events/smart-manufacturing-sostenibile/?lang=it>

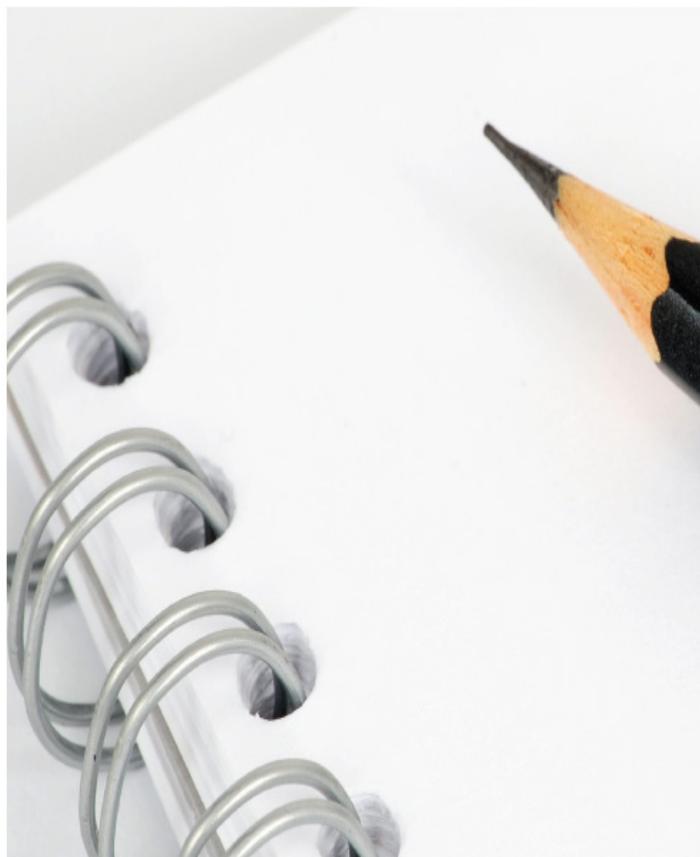
30 marzo- 1 aprile

Energymed: fonti rinnovabili ed efficienza energetica dei paesi del Mediterraneo

Napoli, Italia

Organizzato da ANEA

https://www.anea.eu/progetti/pr_energymed.htm



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.