

APPROFONDIMENTI

CARBONE: I CONSUMI CORRONO, NONOSTANTE LA FRENATA DEI PAESI SVILUPPATI

di Agata Gugliotta - RIE

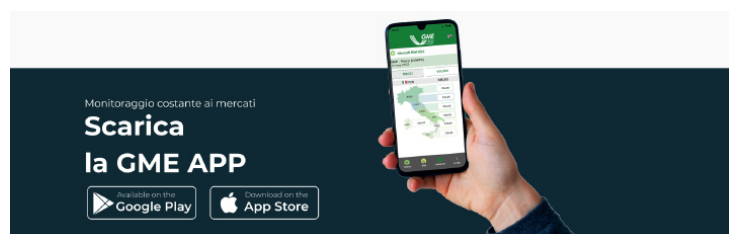
Dopo la debacle del 2020, che aveva indotto erroneamente a pensare ad un picco storico di domanda ormai raggiunto e superato, a partire dal 2021 i consumi di carbone sono tornati a crescere (+5,8%), riportandosi su livelli superiori al 2019 e ai massimi dal 2014. La crescita è continuata anche nei due anni successivi: dopo il drammatico 2022, quando i prezzi record del gas e il contestuale minor apporto di fonti alternative ne hanno supportato la richiesta in tutte le principali aree di consumo, anche nel 2023 i consumi di carbone sono saliti, smentendo chi ne aveva previsto un aumento solo temporaneo e circoscritto. L'articolo si propone di ripercorrere le principali dinamiche di domanda e offerta a livello mondiale nel 2023, mettendone in luce le principali tendenze regionali con un focus

particolare sull'utilizzo di questa fonte nella generazione elettrica dei principali paesi europei e dell'Italia.

La domanda in crescita di alcuni paesi

Secondo le stime preliminari¹ dell'Agenzia per l'Energia di Parigi, nel 2023 i consumi di carbone sono rimasti molto alti e in lieve aumento rispetto ai livelli già record del 2022, attestandosi nell'intorno di 8.550 milioni di tonnellate (Mt), +1,4% su base annua. A trainare il nuovo massimo è stata una maggiore richiesta di paesi come Cina, India, Indonesia, Vietnam e Filippine (che insieme rappresentano il 70% del consumo globale), che ha controbilanciato il calo dei consumi nelle principali economie avanzate, in primis Stati Uniti e Europa.

continua a pagina 25



IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GENNAIO 2024

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 12

Mercati energetici Europa

pag 17

Mercati per l'ambiente

pag 21

APPROFONDIMENTI

Carbone: i consumi corrono, nonostante la frenata dei paesi sviluppati

Di Agata Gugliotta - RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 32

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A gennaio il Pun risulta ancora in calo (99,16 €/MWh, -16,30 €/MWh su dicembre), portandosi al minimo dall'estate 2021. Tale dinamica segue l'andamento osservato sui prezzi del gas, anch'essi al livello più basso dal luglio 2021, ed è supportata anche da una crescita delle importazioni nette, sui valori più alti di sempre, e da un lieve aumento delle vendite rinnovabili. Sale al massimo storico, pari al 79,9%, la liquidità del mercato, in corrispondenza di un aumento degli acquisti registrati sul MGP (24,3 TWh).

In crescita al loro massimo storico i volumi scambiati sul Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 3,0 TWh (+10,7%), di cui quasi 0,8 TWh nella contrattazione XBID (anch'esso massimo storico), nella quale si osservano oltre 433 mila abbinamenti. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) i prezzi di controllo risultano in ribasso, con il baseload Febbraio 2024 che chiude il mese a 95,06 €/MWh. In calo mensile le transazioni registrate sulla Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Nel mese di gennaio il Pun mostra una decisa flessione, attestandosi a 99,16 €/MWh (-16,30 €/MWh su dicembre), il valore più basso da luglio 2021 e in controtendenza rispetto ai prezzi delle altre principali borse elettriche europee, ancora inferiori al riferimento italiano, ma tutte in aumento. Il calo del prezzo italiano si registra in corrispondenza

di una decisa flessione dei costi di generazione a gas (IGI: 31,04 €/MWh, -5,23 €/MWh), di importazioni nette ai massimi storici e di un leggero incremento dei volumi rinnovabili. Tale andamento interessa tutti i gruppi di ore, per un rapporto picco/baseload in calo a 1,11 (-0,03) (Grafico 1 e Tabella 1).

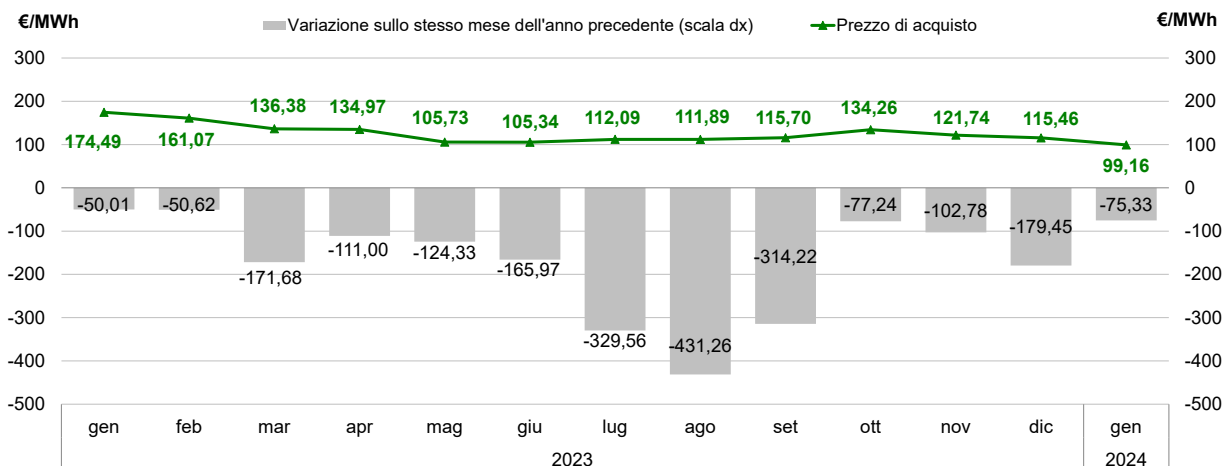
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2024	2023	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2024	2023
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	99,16	174,49	-75,33	-43,2%	26.094	+10,3%	32.650	-0,1%	79,9%	72,4%
<i>Picco</i>	110,34	197,07	-86,72	-44,0%	31.741	+10,2%	40.081	-0,8%	79,2%	71,3%
<i>Fuori picco</i>	93,01	162,93	-69,92	-42,9%	22.988	+9,4%	28.564	-0,6%	80,5%	73,1%
<i>Minimo orario</i>	35,20	47,68			15.022		18.914		73,2%	64,2%
<i>Massimo orario</i>	143,79	295,00			35.294		45.368		88,0%	80,0%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



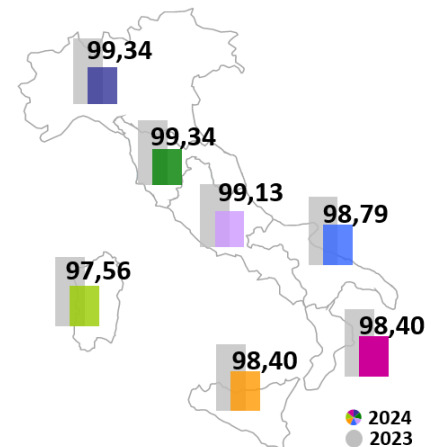
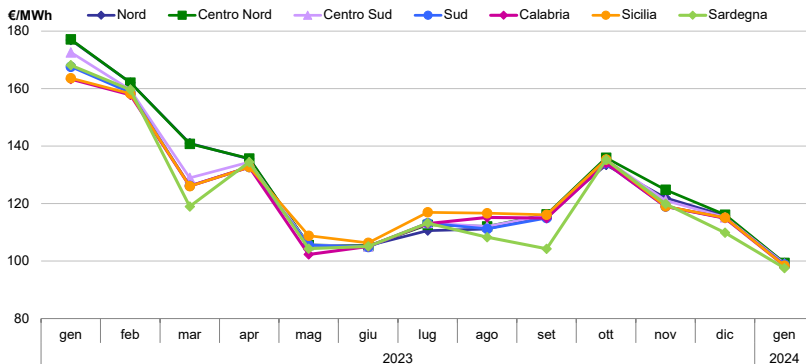
I PREZZI ZONALI

A livello zonale, al pari del Pun, i prezzi medi di vendita risultano in deciso calo, allineandosi sui 98/99 €/MWh (-17/-12 €/MWh).

In corrispondenza di picchi di ventosità si registrano minimi orari in Sardegna fino a 0 €/MWh in diverse ore del mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia risulta in crescita a 24,3 TWh, per effetto soprattutto di un aumento a 19,4 TWh dei volumi negoziati sulla borsa elettrica del GME. Quest'ultimo, in presenza di movimentazioni over

the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP pari a 4,9 TWh, spinge la liquidità della borsa al 79,9%, livello più alto di sempre registrato su base mensile (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

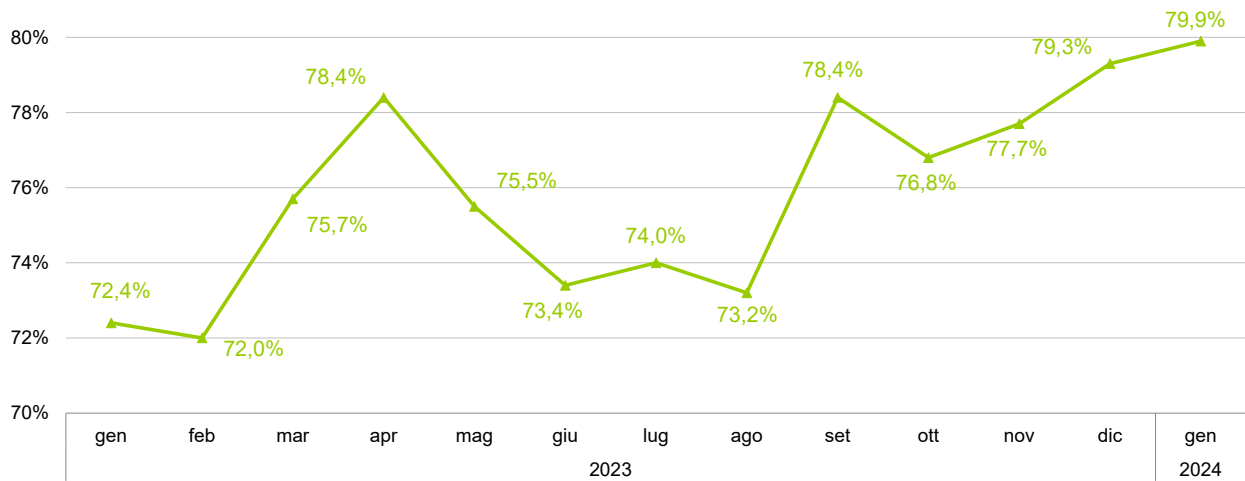
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.414.047	+10,3%	79,9%
Operatori	11.994.546	+9,8%	49,4%
GSE	1.443.293	+6,5%	5,9%
Zone estere	5.976.209	+12,5%	24,6%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	-
PCE (incluso MTE)	4.877.883	-27,5%	20,1%
Zone estere	147.809	+15297%	0,6%
Zone nazionali	4.730.074	-29,7%	19,5%
Saldo programmi PCE	-		
VOLUMI VENDUTI	24.291.930	-0,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	22.776.357	+33,8%	
OFFERTA TOTALE	47.068.287	+13,8%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.414.047	+10,3%	79,9%
Acquirente Unico	1.806.861	-14,4%	7,4%
Altri operatori	14.503.634	+6,7%	59,7%
Pompaggi	10.491	-34,8%	0,0%
Zone estere	420.907	-21,3%	1,7%
Saldo programmi PCE	2.672.154	+99,4%	11,0%
PCE (incluso MTE)	4.877.883	-27,5%	20,1%
Zone estere	49	-	0,0%
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	7.549.988	-6,4%	31,1%
Saldo programmi PCE	-2.672.154		
VOLUMI ACQUISTATI	24.291.930	-0,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.000.768	+6,3%	
DOMANDA TOTALE	25.292.698	+0,1%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Sul lato della domanda crescono gli acquisti nazionali, a 23,9 TWh (+5,6% su base mensile), mentre si riducono gli acquisti esteri (esportazioni), a 0,4 TWh (-1,9%). Sul fronte dell'offerta, invece, le vendite nazionali aumentano

in misura lieve, a 18,2 TWh (+0,8%), mentre appare rilevante l'incremento delle importazioni, soprattutto dalla frontiera settentrionale, salite al massimo storico di 6,1 TWh (+22,1%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.408.156	27.430	+19,0%	8.791.776	11.817	+3,8%	13.508.319	18.156	+0,7%
Centro Nord	1.637.372	2.201	+4,0%	1.292.596	1.737	-0,4%	2.061.622	2.771	-0,2%
Centro Sud	6.790.278	9.127	+16,7%	2.232.947	3.001	-12,7%	4.261.981	5.728	+0,1%
Sud	5.490.914	7.380	+13,1%	2.464.750	3.313	-16,0%	1.477.846	1.986	+0,4%
Calabria	2.655.811	3.570	+4,6%	1.156.978	1.555	+17,1%	476.554	641	+0,2%
Sicilia	2.589.735	3.481	-1,5%	1.167.409	1.569	-22,8%	1.372.575	1.845	-2,5%
Sardegna	1.304.526	1.753	-4,6%	1.061.455	1.427	-14,7%	712.077	957	+1,6%
Totale nazionale	40.876.791	54.942	+13,7%	18.167.909	24.419	-4,4%	23.870.974	32.085	+0,4%
Estero	6.191.496	8.322	+14,4%	6.124.021	8.231	+15,2%	420.956	566	-21,3%
Sistema Italia	47.068.287	63.264	+13,8%	24.291.930	32.650	-0,1%	24.291.930	32.650	-0,1%

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

LE FONTI

La debole crescita mensile delle vendite nazionali interessa sia le fonti termiche sia le fonti rinnovabili. Tra le prime si osserva un lieve incremento del gas, concentrato nelle zone centrali e nella zona Sud, mentre risulta ancora in calo il carbone, le cui vendite permangono su livelli residuali. Tra le fonti rinnovabili si osserva un rilevante incremento dei volumi eolici,

diffuso in tutte le zone con l'eccezione della Sardegna, e un modesto aumento del solare. Infine, si osserva un calo dell'idrico, per effetto di una decisa flessione delle vendite al Nord. In virtù delle sopra citate dinamiche, anche le quote di mercato delle tecnologie subiscono deboli variazioni, con il gas al 49,3% e le fonti rinnovabili complessivamente al 41,5% (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

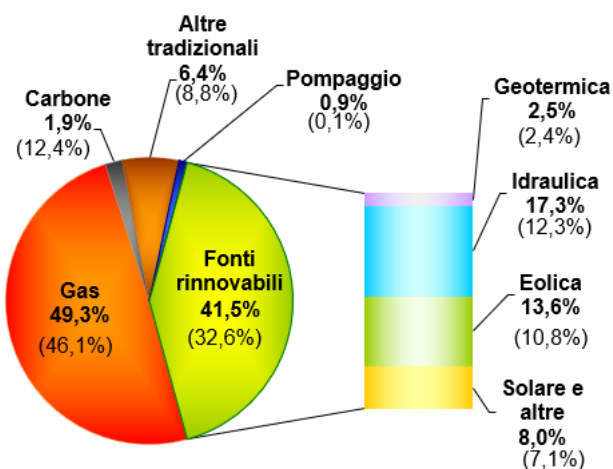
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.607	-11,6%	730	-0,2%	1.501	-23,8%	1.298	-41,7%	1.061	+11,1%	840	-40,7%	1.028	-20,4%	14.065	-18,2%
Gas	6.703	-4,9%	678	+7,0%	1.272	+72,7%	1.087	+5,1%	980	+7,6%	785	-10,0%	530	-3,8%	12.036	+2,1%
Carbone	0	-100,0%	-	-	55	-94,1%	0	-100,0%	0	-	-	-	412	-38,3%	467	-85,2%
Altre	904	-1,9%	52	-46,6%	174	-41,3%	211	-20,4%	80	+84,3%	55	-89,9%	87	+16,4%	1.563	-30,3%
Fonti rinnovabili	4.075	+47,5%	1.007	-0,6%	1.412	-3,3%	2.015	+17,3%	494	+32,3%	729	+18,2%	399	+4,7%	10.130	+21,7%
Idraulica	2.855	+73,5%	213	-1,4%	540	-21,7%	345	-3,5%	118	-	118	+11,4%	42	-24,9%	4.231	+34,7%
Geotermica	-	-	620	+0,3%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	620	+0,3%
Eolica	34	+15,8%	35	-5,7%	653	+15,9%	1.475	+25,5%	332	+28,2%	509	+16,6%	279	+5,6%	3.316	+20,0%
Solare e altre	1.185	+9,0%	140	-2,0%	219	+5,3%	195	+5,2%	45	+2,6%	102	+36,8%	78	+27,4%	1.963	+9,0%
Pompaggio	135	+504,0%	-	-	89	+1059,7%	0,12	-	-	-	0,03	-	0	-	224	+646,6%
Totale	11.817	+3,8%	1.737	-0,4%	3.001	-12,7%	3.313	-16,0%	1.555	+17,1%	1.569	-22,8%	1.427	-14,7%	24.419	-4,4%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

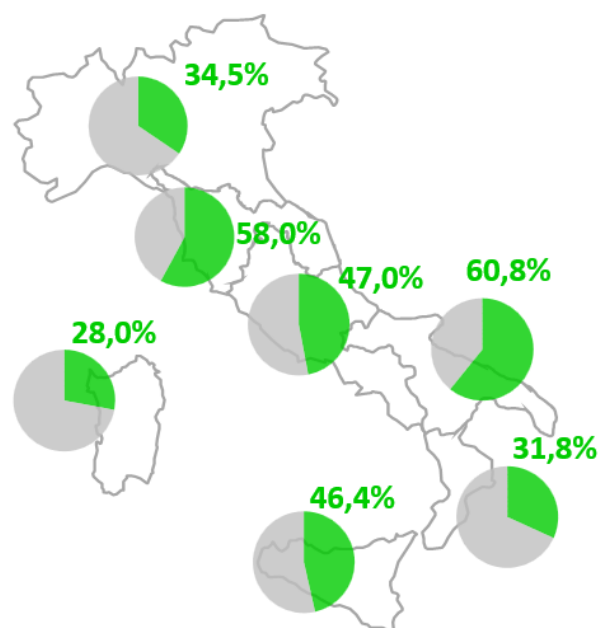
Fonte: GME

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



LE FRONTIERE ESTERE

Le importazioni nette dell'Italia aumentano al massimo storico di 5,8 TWh (+24,4%). A fronte di flussi sostanzialmente stabili dalla Grecia, il rialzo interessa la frontiera settentrionale, soprattutto per effetto di un allargamento della NTC con Francia e Svizzera (rispettivamente +0,7 GWh e +0,5 GWh medi). Sulla frontiera francese la crescita dell'import netto (+0,9 GWh medi) è alimentata, oltre che dall'ampliamento della capacità di transito, anche dalla elevata frequenza di

ore (prossima al 100%), con cui le quotazioni transalpine sono risultate inferiori o allineate al riferimento del Nord (+2,4 p.p.). In ultimo, si evidenzia che l'attivazione del vincolo generalizzato da parte de TSO nazionale per la gestione congiunta dei flussi in coupling genera sulla frontiera settentrionale, in alcune ore del mese, flussi in export anche in presenza di quotazioni estere inferiori al prezzo del Nord (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzato	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	MWh	%	%	%	%	%	MW medi	MWh	MWh	MW medi	MWh	MWh
Italia - Francia*	2.560.134 (1.981.549)	99,7% (96,0%)	- (3,6%)	0,3% (0,4%)	65,7% (57,8%)	- (1,1%)	3.929 (3.295)	2.560.134 (1.998.517)	2.560.134 (1.998.517)	1.976 (1.212)	0 (16.968)	0 (16.968)
Italia - Svizzera	2.271.174 (2.218.938)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	3.710 (4.068)	2.323.834 (2.309.545)	n/a n/a	3.568 (3.596)	52.660 (90.607)	n/a n/a
Italia - Austria*	238.605 (166.004)	77,0% (81,3%)	17,9% (13,4%)	5,1% (5,3%)	70,0% (73,7%)	16,0% (11,6%)	485 (310)	262.886 (178.511)	262.886 (178.511)	190 (121)	24.281 (12.507)	24.281 (12.507)
Italia - Slovenia*	222.776 (270.476)	72,0% (75,0%)	23,8% (18,8%)	4,2% (6,2%)	61,4% (57,8%)	16,0% (9,1%)	650 (683)	322.473 (337.064)	322.473 (337.064)	669 (669)	99.697 (66.588)	99.697 (66.588)
Italia - Montenegro	375.709 (411.193)	98,1% (99,2%)	1,9% (0,8%)	-0,0% (-)	18,5% (43,3%)	- (-)	602 (602)	407.103 (421.842)	n/a n/a	695 (-)	31.394 (10.649)	n/a n/a
Italia - Grecia	192.430 (-145.896)	77,7% (30,0%)	22,3% (69,0%)	- (1,0%)	55,4% (9,7%)	8,7% (46,6%)	500 (500)	247.587 (69.285)	247.587 (69.285)	500 (500)	55.158 (215.180)	55.158 (215.180)
Italia - Malta	-70.110 (-32.481)	- (-)	95,0% (66,5%)	5,0% (33,5%)	- (-)	4,0% (0,3%)	225 (225)	0 (-)	n/a n/a	225 (225)	70.110 (32.481)	n/a n/a
TOTALE**	5.790.718 (4.869.784)							6.124.018 (5.314.764)	3.393.081 (2.583.377)		333.299 (444.980)	179.136 (311.243)

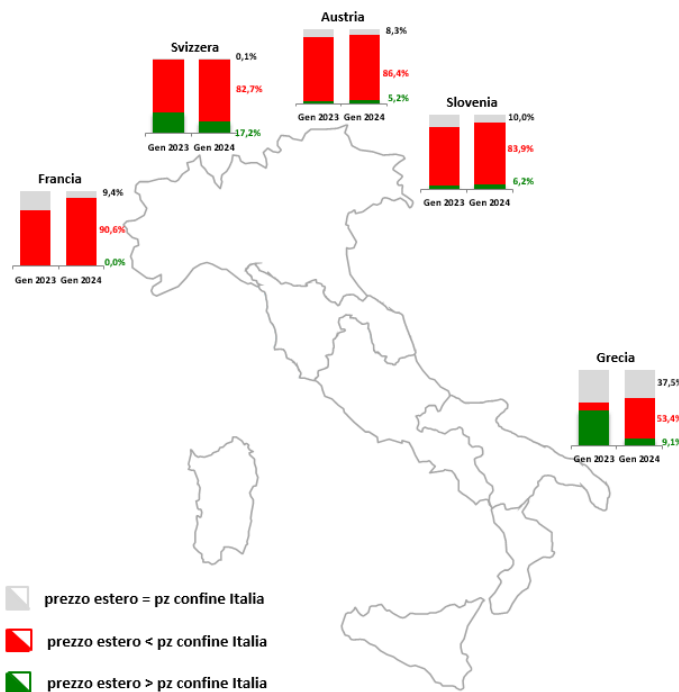
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* i dati relativi a frequenza in import/export e non utilizzo e a saturazioni in import/export sono calcolati, a partire dal settembre 2021, sui transiti in coupling.

** al netto dei volumi scambiati con la Corsica

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

Fonte: GME, LSEG Data & Analytics



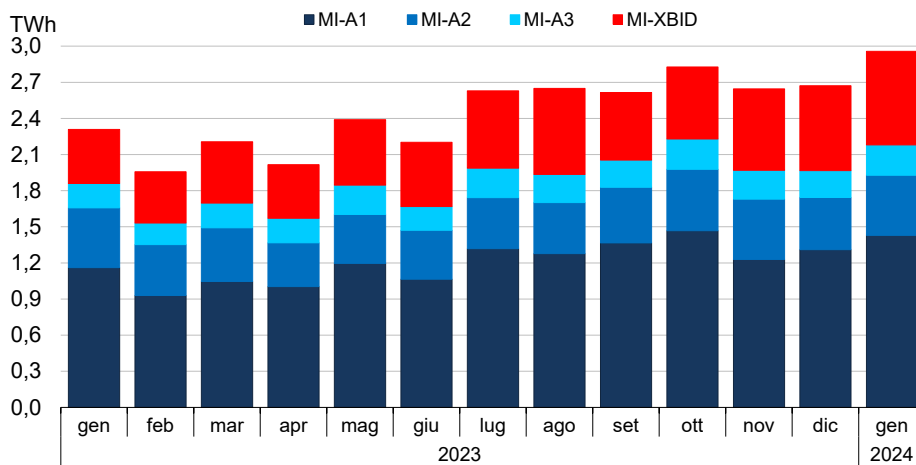
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A gennaio aumentano i volumi complessivamente scambiati sui mercati infragiornalieri, saliti al massimo storico di 3,0 TWh (+10,7%). Il rialzo interessa sia i mercati in asta (2,2 TWh, di cui 1,4 TWh sul MI-A1) sia XBID (777,1 GWh), anch'esso al massimo storico. Crescono su XBID anche gli abbinamenti (oltre 433 mila), di cui circa l'89% realizzati a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3), con la quota degli scambi aventi controparte estera in rialzo al 58% e quella degli scambi tra zone nazionali e all'interno della

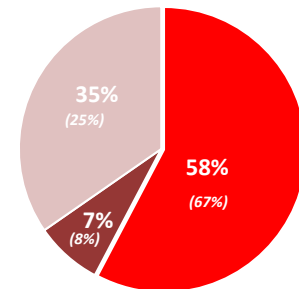
medesima zona nazionale in calo, rispettivamente al 35% e all'8%. Risultano in flessione i prezzi medi, attestatisi a 100/104 €/MWh (-13%/-11%) e superiori ai corrispondenti valori del Pun. Come sul MGP, il ranking dei prezzi zionali mostra quotazioni sostanzialmente allineate (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9). Registrati sul XBID abbinamenti a prezzi negativi, distribuiti nell'arco del mese al Sud e in Sardegna (fino a -50 €/MWh in Sardegna).

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



■ con l'estero
■ all'interno della stessa zona
■ tra zone nazionali
Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA								NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		Totale		XBID (1-24 h)		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	731.882	29,2%	173.147	21,3%	97.689	60,8%	1.002.718	30,3%	149.593	65,3%	1.152.311	33,9%
Centro Nord	84.885	9,9%	34.572	5,4%	16.019	12,5%	135.476	9,0%	40.689	75,0%	176.165	19,4%
Centro Sud	204.171	8,8%	92.994	16,3%	41.767	20,2%	338.932	12,1%	56.430	-7,9%	395.362	8,7%
Sud	178.389	30,6%	78.272	-15,0%	40.697	-1,3%	297.359	10,2%	97.935	57,7%	395.294	19,1%
Calabria	24.338	-6,6%	11.465	-18,8%	7.336	23,2%	43.138	-6,5%	14.636	103,8%	57.774	8,4%
Sicilia	97.656	17,9%	33.979	-10,2%	19.737	25,7%	151.373	11,0%	38.855	106,6%	190.227	22,6%
Sardegna	33.851	97,8%	21.290	-13,4%	9.917	9,5%	65.058	28,1%	15.716	70,7%	80.773	34,7%
Esterio	73.394	11,3%	53.947	-26,5%	18.739	-10,8%	146.080	-8,9%	363.270	105,8%	509.350	51,2%
Totale	1.428.566	23,2%	499.666	0,4%	251.901	24,3%	2.180.133	17,2%	777.123	73,1%	2.957.256	28,1%

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA								NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		Totale		XBID (1-24 h)		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	746.019	31,9%	206.769	41,2%	94.951	52,7%	1.047.739	35,4%	204.925	79,2%	1.252.664	41,0%
Centro Nord	111.258	29,1%	25.782	49,2%	11.927	26,5%	148.967	32,0%	39.131	59,7%	188.098	36,9%
Centro Sud	182.574	-0,4%	87.861	12,1%	32.840	-6,9%	303.275	2,1%	83.324	56,4%	386.599	10,4%
Sud	191.208	75,0%	76.386	-16,4%	37.281	10,9%	304.874	30,1%	98.424	56,3%	403.298	35,7%
Calabria	39.807	-28,4%	16.348	-29,9%	9.256	-10,1%	65.411	-26,7%	16.572	60,6%	81.982	-17,6%
Sicilia	107.898	22,1%	31.974	19,6%	14.725	-4,7%	154.597	18,4%	30.861	83,2%	185.458	25,8%
Sardegna	19.795	-6,1%	13.581	-46,8%	5.447	-5,4%	38.823	-25,9%	14.537	50,4%	53.361	-14,0%
Estero	30.006	-40,7%	40.966	-53,7%	45.475	48,3%	116.447	-31,4%	289.350	84,4%	405.797	24,2%
Totale	1.428.566	23,2%	499.666	0,4%	251.901	24,3%	2.180.133	17,2%	777.123	73,1%	2.957.256	28,1%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

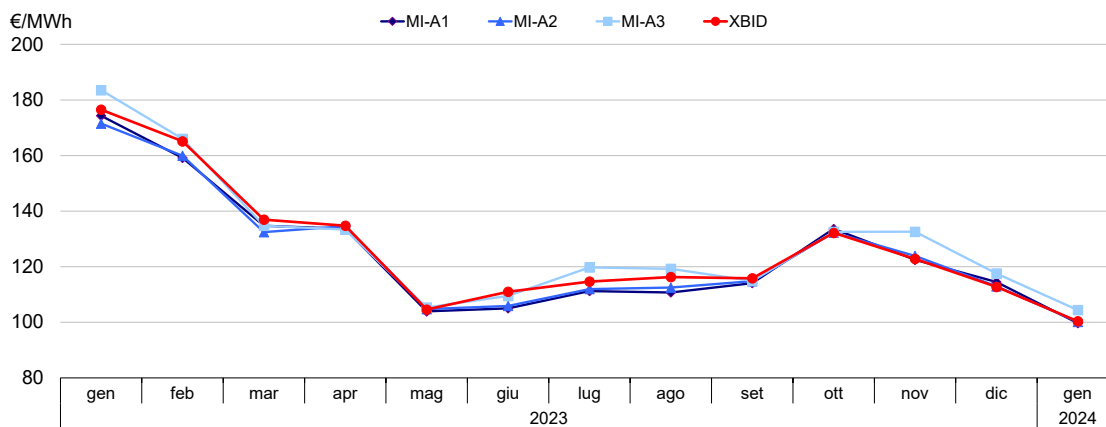


Tabella 9: MI, prezzi zonal medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero							
	MGP (1-24 h) €/MWh	MGP (13-24 h) €/MWh	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA	
			MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		X-BID (1-24 h)	
			€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	99,34	104,24	99,99	-43,6%	100,40	-43,2%	104,95	-44,1%	100,78	-44,4%
			(+0,7%)		(+1,1%)		(+0,7%)		(+1,5%)	
Centro Nord	99,34	104,24	99,99	-43,8%	100,40	-43,3%	105,11	-45,3%	102,43	-44,6%
			(+0,7%)		(+1,1%)		(+0,8%)		(+3,1%)	
Centro Sud	99,13	103,98	99,78	-42,6%	100,30	-41,7%	104,56	-43,1%	99,82	-43,6%
			(+0,7%)		(+1,2%)		(+0,6%)		(+0,7%)	
Sud	98,79	103,72	99,31	-41,1%	99,93	-39,9%	104,11	-42,0%	99,83	-42,0%
			(+0,5%)		(+1,2%)		(+0,4%)		(+1,0%)	
Calabria	98,40	103,46	98,95	-39,9%	99,57	-38,7%	103,83	-40,4%	99,13	-40,5%
			(+0,6%)		(+1,2%)		(+0,4%)		(+0,7%)	
Sicilia	98,40	103,47	98,95	-40,0%	99,59	-38,7%	103,84	-40,2%	99,04	-40,8%
			(+0,6%)		(+1,2%)		(+0,4%)		(+0,6%)	
Sardegna	97,56	101,59	98,78	-41,8%	98,78	-41,9%	102,00	-46,3%	98,82	-43,3%
			(+1,2%)		(+1,3%)		(+0,4%)		(+1,3%)	

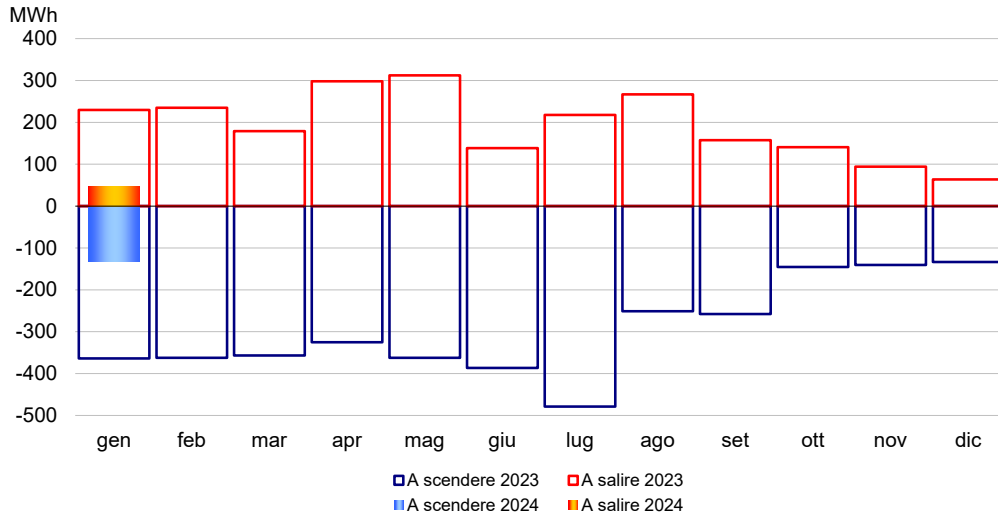
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Risultano in flessione, e si confermano ai minimi acquisti di Terna a 34 GWh e le sue vendite a 99 GWh storici, i volumi del mercato MSD ex-ante, con gli (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

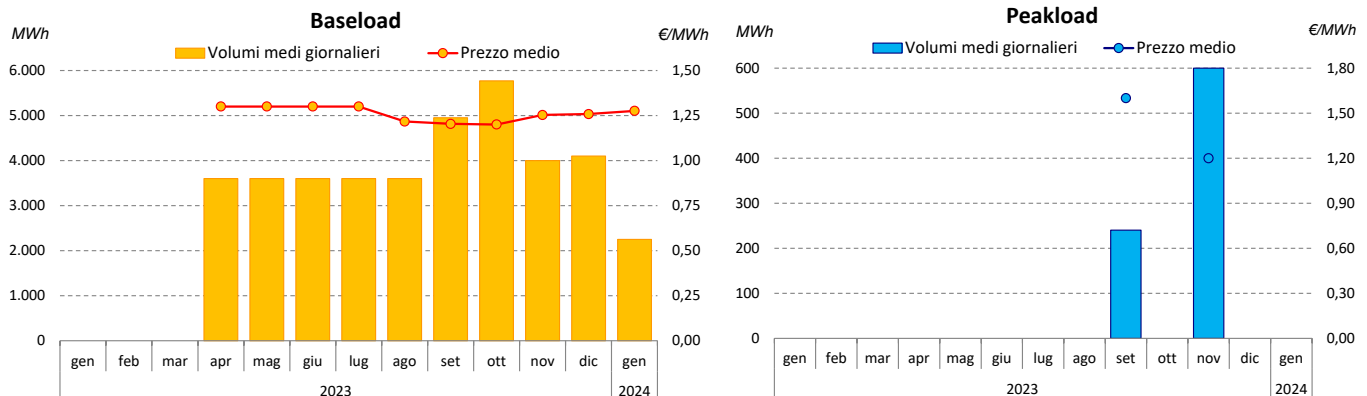
Nel MPEG si osservano 32 negoziazioni sul prodotto (-2,0 GWh). Gli scambi si realizzano sul prodotto baseload a 'differenziale unitario di prezzo', per volumi pari a 47,2 GWh un prezzo medio di 1,28 €/MWh (+0,02 €/MWh) (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	32	21/29	1,28	1,19	1,60	47.232	2.249
	(-)	0/29	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Peakload	-	0/21	-	-	-	-	-
	(-)	0/21	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Totale	32					47.232	
	(-)					(-)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE non si registrano scambi a gennaio. Il prodotto Febbraio 2024 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di 95,06 €/MWh sul baseload e di 105,70 €/MWh sul peakload, mentre le rispettive posizioni

aperte risultano pari a 5,6 GWh e 0,5 GWh. La posizione aperta complessiva a fine mese scende a 44,2 GWh (era 50,3 GWh a fine dicembre) (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a gennaio

Fonte: GME

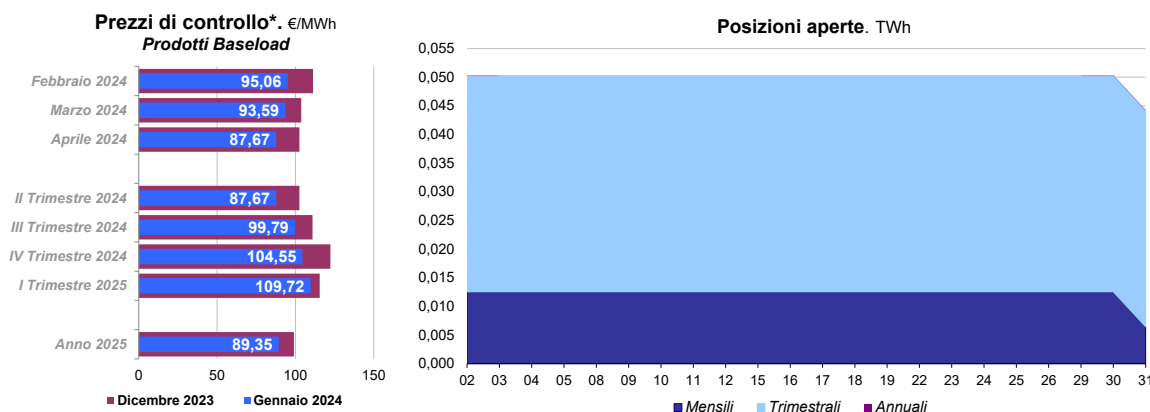
PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Febbraio 2024	95,06	-14,5%	-	-	-	-	-	8	5.568
Marzo 2024	93,59	-9,8%	-	-	-	-	-	8	5.944
Aprile 2024	87,67	-14,5%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2024	87,67	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2024	87,67	-14,5%	-	-	-	-	-	5	10.920
III Trimestre 2024	99,79	-10,0%	-	-	-	-	-	5	11.040
IV Trimestre 2024	104,55	-14,5%	-	-	-	-	-	5	11.045
I Trimestre 2025	109,72	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2025	89,35	-9,7%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		38.949
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Febbraio 2024	105,70	-14,5%	-	-	-	-	-	2	504
Marzo 2024	100,63	-9,8%	-	-	-	-	-	2	504
Aprile 2024	88,32	-14,5%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2024	94,22	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2024	90,75	-14,5%	-	-	-	-	-	2	1.560
III Trimestre 2024	105,10	-10,0%	-	-	-	-	-	2	1.584
IV Trimestre 2024	119,25	-14,5%	-	-	-	-	-	2	1.584
I Trimestre 2025	121,48	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2025	96,28	-9,7%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		5.232
TOTALE			-	-	-	-	-		44.181

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente

** In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a gennaio risultano in calo a 17,2 TWh (-7,4%), con una posizione netta a 11,1 TWh (Tabella 11).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, si attesta a 1,55 (Grafico 10).

I programmi registrati ammontano a 4,9 TWh nei conti in immissione e a 7,6 TWh in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 6,2 TWh e a 3,5 TWh.

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

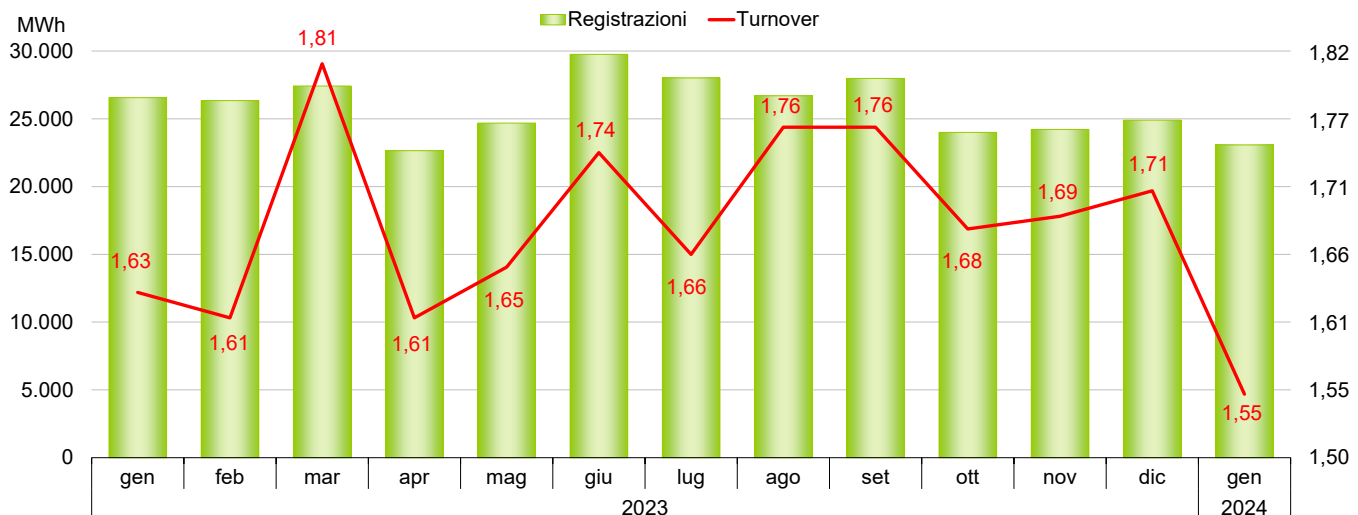
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	2.667.968	+35,2%	15,5%	Richiesti	6.390.949	-18,2%	7.550.802	-6,4%
Off Peak	3.510	100%	0,0%	Rifiutati	1.513.065	+39,3%	764	-17,6%
Peak	4.554	+331,3%	0,0%	Registrati	4.877.883	-27,5%	7.550.037	-6,4%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	2.676.032	+35,6%	15,5%	Sbilanciamenti a programma	6.213.489	+15,6%	3.541.335	-12,3%
Totale Non standard	14.485.531	- 18,5%	84,1%	Saldo programmi	-	-	2.672.154	+99,4%
PCE bilaterali	17.161.563	- 13,1%	99,7%					
MTE	6.504	+118,5%	0,0%					
MPEG	47.232	100%	0,3%					
TOTALE PCE	17.215.299	- 12,9%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	11.091.372	- 8,3%						

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

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A gennaio i consumi di gas naturale in Italia si portano a 7.896 milioni di mc (83,5 TWh), in aumento rispetto al mese precedente, ma su livelli tra i più bassi degli ultimi dieci anni per il mese in analisi. Le importazioni ammontano complessivamente a 4.606 milioni di mc (48,7 TWh), di cui il 31% tramite rigassificatori GNL (14,8 TWh), mentre la produzione nazionale risulta pari a 234 milioni di mc (2,5 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, in ripresa le erogazioni, pari a 32,3 TWh, con la giacenza complessiva a fine mese inferiore solo ai livelli massimi raggiunti dodici mesi fa. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i

volumi negoziati si portano a 15,0 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 18,0%. Gli scambi risultano ancora concentrati nei mercati a contrattazione continua, sia day-ahead (8,7 TWh) che intraday (4,0 TWh), con un peso complessivo dell'85% sul totale contrattato a pronti. Mediamente a gennaio l'IG Index (IGI), l'indice lanciato dal GME dal 19 luglio, si attesta a 31,04 €/MWh, in linea con quanto osservato negli stessi giorni sui principali hub europei. Le quotazioni registrate nel corso del mese su tutti i mercati a pronti mostrano anch'esse una convergenza nell'intorno dei 31 €/MWh.

IL CONTESTO

A gennaio i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 7.896 milioni di mc (83,5 TWh), in ripresa sul mese precedente, ma su valori tra i più bassi degli ultimi dieci anni per il mese in analisi. In aumento rispetto ai livelli di dicembre sia i consumi del settore civile, pari a 4.820 milioni di mc (51,0 TWh), che quelli del settore industriale, pari a 972 milioni di mc (10,3 TWh). Rimangono sostanzialmente stabili i consumi del comparto termoelettrico, pari a 1.904 milioni di mc (20,1 TWh), a fronte di una maggiore domanda di energia elettrica sostenuta, però, soprattutto, da un incremento delle importazioni. In calo su base mensile le esportazioni e gli altri consumi, a 200 milioni di mc (2,1 TWh).

Sul lato delle importazioni (4.606 milioni di mc, 48,7 TWh) si riducono lievemente rispetto a dicembre i volumi di gas in

entrata tramite gasdotto, a 3.203 milioni di mc (33,9 TWh), e tramite rigassificatori GNL, a 1.403 milioni di mc (14,8 TWh). La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra dinamiche ribassiste a Mazara, che si conferma, tuttavia, come principale via di approvvigionamento (15,0 TWh, 31% del totale importato, -7 p.p.), a Gela (1,7 TWh) e a Piombino (1,6 TWh). In aumento, invece, l'incidenza dei flussi negli altri rigassificatori GNL, soprattutto al terminale di Cavarzere (7,9 TWh, 16,2% del totale importato, +2 p.p.) e Livorno (4,3 TWh, 8,7% del totale, +2 p.p.).

A gennaio continuano le erogazioni dai siti di stoccaggio (32,3 TWh), pari al 39% del totale immesso in rete, con la giacenza complessiva di gas naturale nell'ultimo giorno del mese che ammontava a 7.284 milioni di mc (77,0 TWh), valore tra i più alti da oltre dodici anni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.606	48,7	-12,8%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.417	15,0	+4,6%
Tarvisio	226	2,4	-69,2%
Passo Gries	529	5,6	-45,1%
Gela	163	1,7	-23,3%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	867	9,2	+9,2%
Panigaglia (GNL)	106	1,1	-59,0%
Cavarzere (GNL)	747	7,9	+16,7%
Livorno (GNL)	403	4,3	+24,1%
Piombino (GNL)	147	1,6	-
Produzione Nazionale	234	2,5	-9,2%
Erogazioni da stoccaggi	3.056	32,3	+49,4%
TOTALE IMMESSO	7.896	83,5	+4,1%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	7.696	81,4	+5,4%
Industriale	972	10,3	+1,8%
Termoelettrico	1.904	20,1	+5,5%
Reti di distribuzione	4.820	51,0	+6,1%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	200	2,1	-29,5%
TOTALE CONSUMATO	7.896	83,5	+4,1%
Iniezioni negli stoccaggi	-	-	-100,0%
TOTALE PRELEVATO	7.896	83,5	+4,1%

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

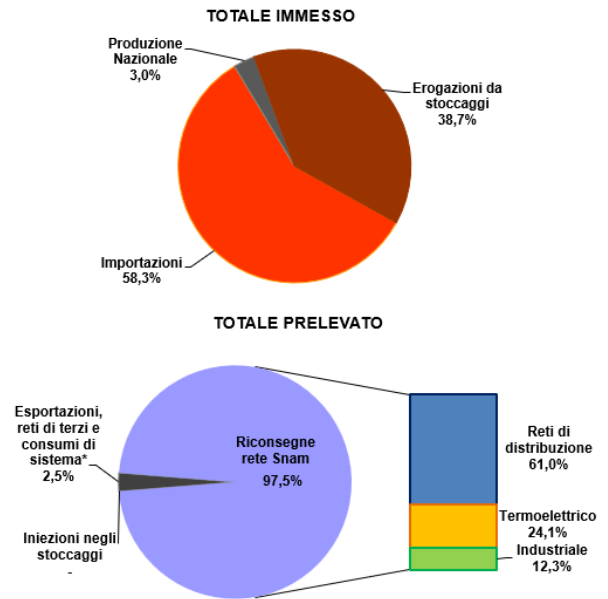
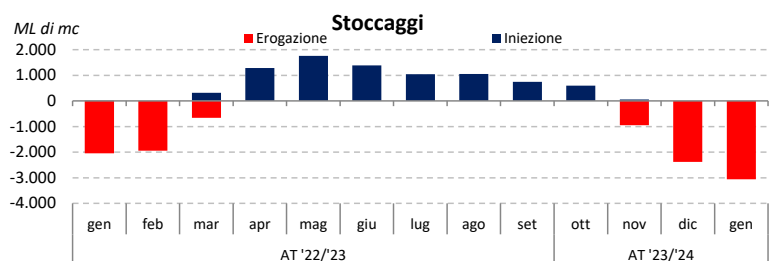
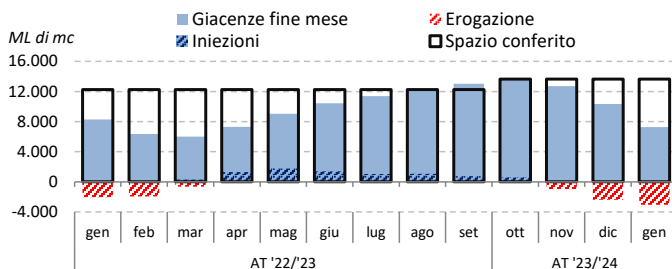


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/01/2024)	7.284	77,0	-12,1%
Erogazione (flusso out)	3.056	32,3	+49,4%
Iniezione (flusso in)	-	0,0	-100,0%
Flusso netto	3.056	32,3	+49,6%
Spazio conferito su base annuale	13.664	144,5	+11,3%
Giacenza/Spazio conferito	53,3%		-14,2 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei le quotazioni mostrano un nuovo significativo calo congiunturale, portandosi a 31,13 €/MWh al PSV (-6,09 €/MWh su dicembre) e a 29,84 €/MWh al TTF (-6,11 €/MWh). I due riferimenti, su valori più alti nella prima settimana del mese, mostrano un andamento ribassista nel corso di

gennaio, stabilizzandosi nell'ultima parte intorno ai 30 €/MWh, con il TTF più frequentemente inferiore al PSV. Lo spread mensile tra il prezzo italiano e quello olandese si conferma a 1,3 €/MWh (in linea con il mese precedente), oscillando tra -0,3 €/MWh, registrato a inizio mese, e +3,2 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Con riferimento ai prezzi, a gennaio l'IG Index, pubblicato quotidianamente dal GME a partire dal 19 luglio, si attesta in media a 31,04 €/MWh, mostrando nei corrispondenti giorni dinamiche sostanzialmente allineate a quelle dei prezzi sui principali hub europei. Nei singoli mercati a pronti le quotazioni si attestano tutte a 30-31 €/MWh, con un minimo a 28,40 €/MWh osservato nel comparto intraday AGS nell'unica sessione con scambi registrata a gennaio.

In relazione invece ai volumi, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 15,0 TWh, con una quota sul totale consumato a 18% (in linea con i livelli di dicembre). Rispetto al mese precedente, sull'orizzonte day-ahead gli scambi tornano a crescere (+5%), per effetto di una ripresa dei volumi contrattati nel comparto a negoziazione continua (8,7 TWh), il cui peso sul mercato a pronti si porta al 58%, mentre scendono le contrattazioni nel segmento AGS (1,8 TWh), pari al 12% dei volumi totali del MP-GAS. Relativamente a quest'ultimo, a gennaio le movimentazioni di Snam registrano un arretramento sia lato vendita (1,1

TWh) che lato acquisto (0,7 TWh). In aumento anche la contrattazione sull'orizzonte intraday, dove gli scambi si portano a 4,1 TWh (+8%), concentrati principalmente sul segmento a negoziazione continua (4,0 TWh), il cui peso sul mercato a pronti si porta al 27%. Su tale comparto aumentano sia le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,8 TWh, +17%), solo in vendita, che le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (3,2 TWh, +6%). Nel comparto AGS, invece, gli scambi ammontano a 0,02 TWh, registrati nella sessione del 18 gennaio, attivata in vendita da Snam.

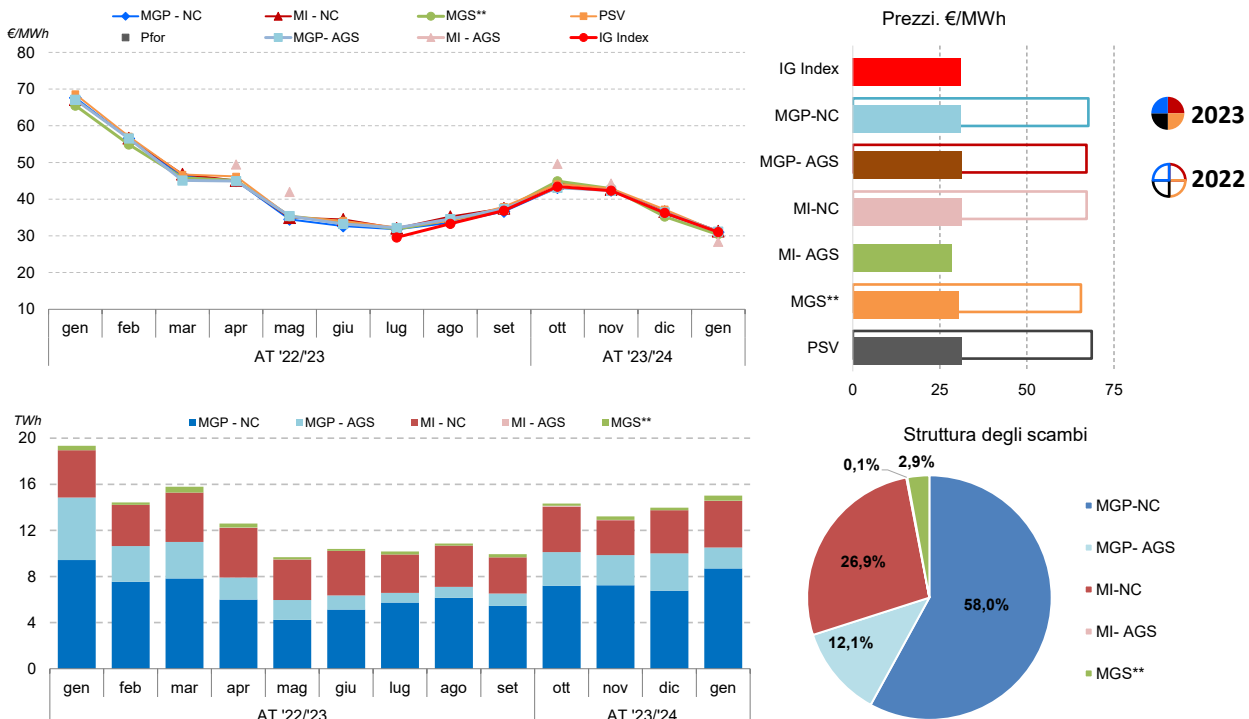
Le quantità scambiate sul MGS salgono a 0,43 TWh (erano 0,22 TWh a dicembre), in virtù sia di un aumento delle movimentazioni effettuate da Snam (0,22 TWh), dinamica concentrata lato vendita e con finalità di bilanciamento, che delle contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,21 TWh. Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) e nel comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a gennaio non sono stati registrati scambi.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, LSEG

	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh			
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var		
IG Index	31,04	(-)	28,32	35,16				
MP-GAS								
<i>MGP</i>								
<i>Negoziazione continua</i>	31,02	(67,64)	-54,1%	27,20	35,80	8.704.224	(9.433.464)	-7,7%
<i>Comparto AGS</i>	31,18	(67,12)	-53,5%	28,15	34,95	1.815.456	(5.419.632)	-66,5%
<i>MI</i>								
<i>Negoziazione continua</i>	31,32	(67,15)	-53,4%	27,80	38,85	4.039.320	(4.100.568)	-1,5%
<i>Comparto AGS</i>	28,40	(-)	+0,0%	28,40	28,40	21.984	(-)	-
MGS**	30,35	(65,52)	-53,7%	27,85	33,98	433.134	(392.639)	+10,3%
<i>Stogit</i>	30,35	(65,52)	-53,7%	27,85	33,98	433.134	(392.639)	+10,3%
<i>Edison</i>	-	(-)	-	-	-	-	(-)	
<i>MPL</i>	-	(-)	-	-	-	-	(-)	

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



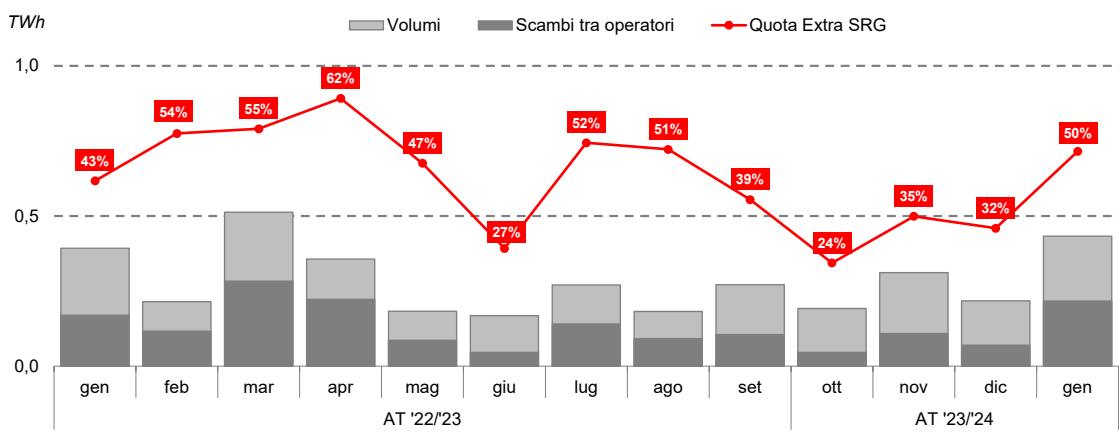
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice. A partire dal 19 luglio 2023 il GME calcola per ciascun giorno gas, sulla base dei prezzi registrati sul mercato a pronti dallo stesso gestito, l'IG Index pubblicato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

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

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

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	433.134	(392.639)	433.134	(392.639)	-	(-)	-	(-)
SRG	118.942	(91.865)	97.348	(131.187)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	118.942	(91.865)	97.348	(131.187)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	314.193	(300.774)	335.786	(261.452)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



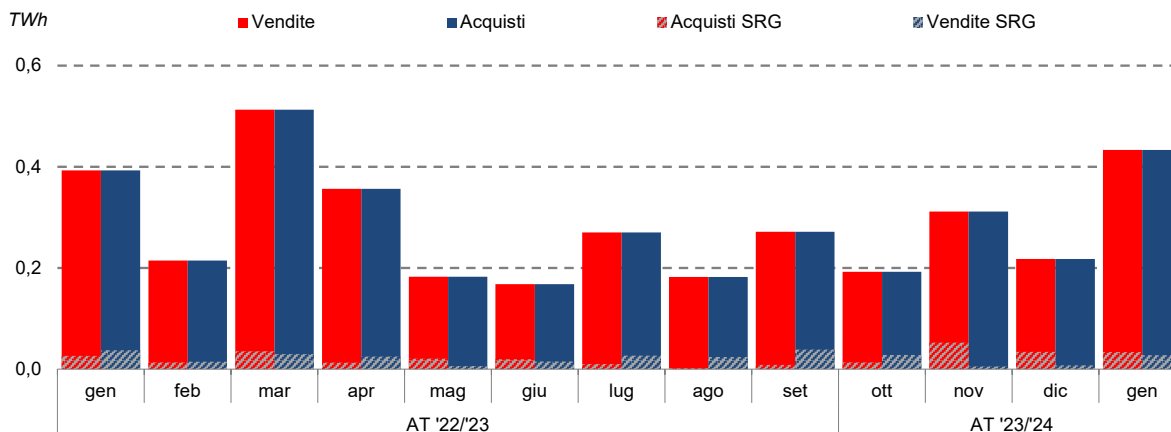


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**			
	Prezzo minimo €/MWh	Prezzo massimo €/MWh	Prezzo di controllo* €/MWh	variazioni %	Negoziazioni N.	Volumi MWh	Registrazioni N.	Volumi MWh	Volumi MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2024-01	-	-	33,10	1,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2024-02	-	-	31,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-02	-	-	31,04	-10,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-03	-	-	30,91	-9,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-04	-	-	31,43	-9,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-05	-	-	29,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-02	-	-	31,12	-9,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-03	-	-	31,47	-9,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-04	-	-	34,92	-12,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2025-01	-	-	36,36	-13,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2024/2025	-	-	35,53	-11,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2024	-	-	31,21	-9,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2025	-	-	36,92	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

** In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel primo mese del nuovo anno tornano in crescita le quotazioni di greggio e derivati mentre proseguono la riduzione dei prezzi del carbone e ancor più quelli del gas, ai minimi

da luglio 2021. Dinamiche analoghe anche per i principali riferimenti elettrici in Europa, con il Pun che riduce lo spread dalle altre borse.

A gennaio, dopo tre flessioni consecutive, tornano in crescita le quotazioni del Brent che, in progressivo rialzo nel corso del mese (quasi 87 \$/bbl l'ultimo giorno), si attestano mediamente a 82,48 \$/bbl (+2% su dicembre). Analoga la dinamica per l'olio combustibile e il gasolio, rispettivamente a 535,83 \$/MT (+2%) e 788,39 \$/MT (+2%). Sempre in calo da novembre, invece, il carbone si porta sul livello più basso da luglio 2021 (111,47 \$/MT, -10%), con minimi poco

sopra 100 \$/MT nell'ultima settimana del mese. I mercati futures rivedono in lieve rialzo le quotazioni di greggio e combustibili per i prossimi mesi, tuttavia su livelli inferiori agli attuali spot, e in calo il carbone, previsto sotto 100 \$/MT da marzo.

Invariato il tasso di cambio euro/dollaro (1,09 €/€) e, conseguentemente, le variazioni mensili dei prezzi di greggio e combustibili nella loro conversione in euro.

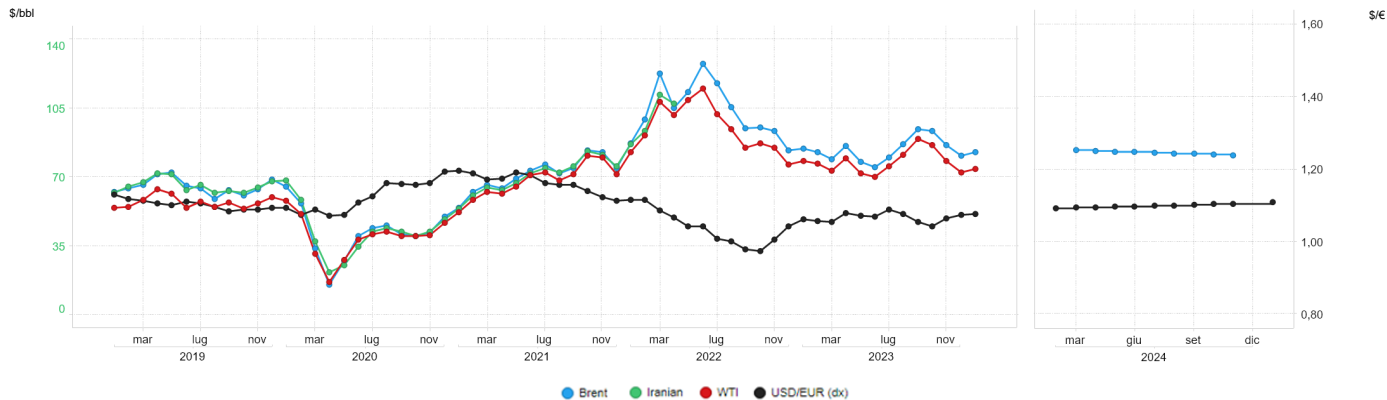
Tabella 1: Greggio e combustibili*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine¹. Media aritmetica

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/BBL	82,48	2%	-2%				78,94	2%	78,73	2%		
Olio Combustibile	USD/MT	535,83	2%	-2%	458,25	463,82	2%	464,27	2%	463,29	3%	434,80	
Gasolio	USD/MT	788,39	2%	-14%	750,75	789,98	4%	776,86	3%	761,89	2%		
Carbone	USD/MT	111,47	-8%	-38%	116,27	111,47	2%	98,50	-3%	91,63	-9%	108,74	

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/BBL	75,61	2%	-3%				72,21	-	71,93	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	491,24	2%	-3%		424,76	-	424,70	-	423,26	-	392,54	-
Gasolio	EUR/MT	722,77	1%	-15%		723,61	-	710,79	-	696,21	-		-
Carbone	EUR/MT	102,07	-8%	-39%		102,11	-	90,12	-	83,73	-	98,19	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,09	0%	1%	1,11	1,09	-	1,09	-	1,09	-	1,11	-

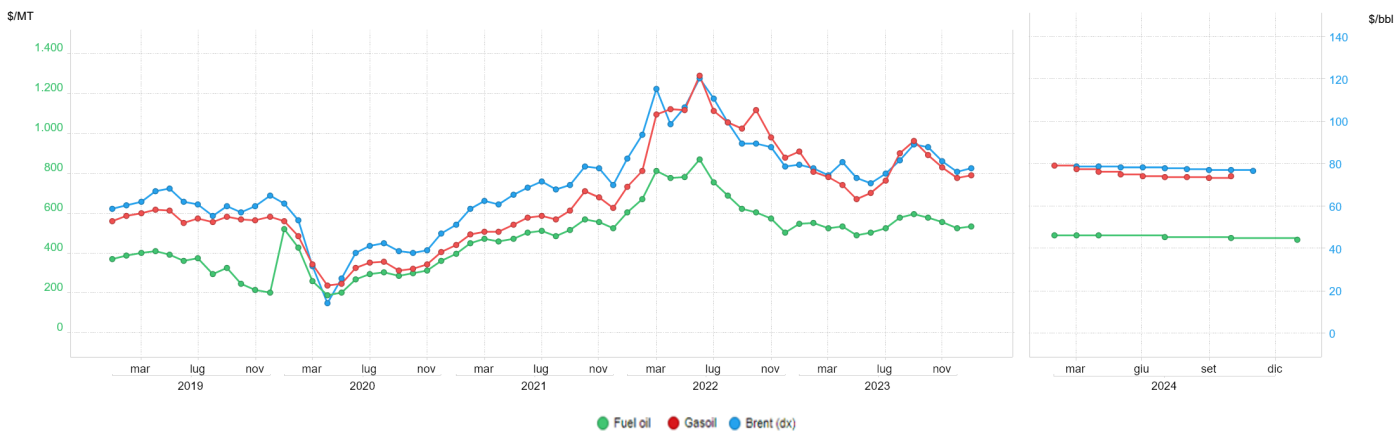
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



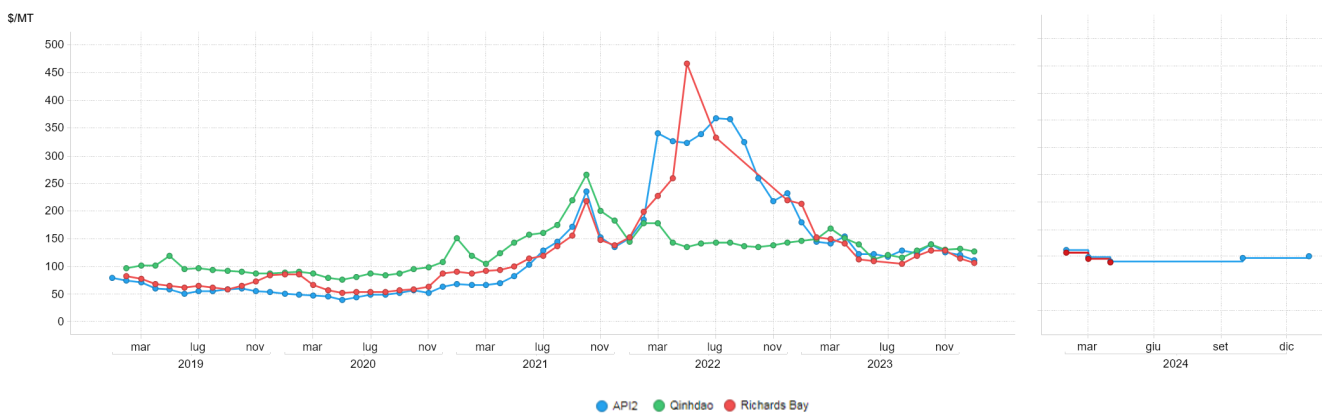
Fonte: LSEG Data & Analytics

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



Fonte: LSEG Data & Analytics

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



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

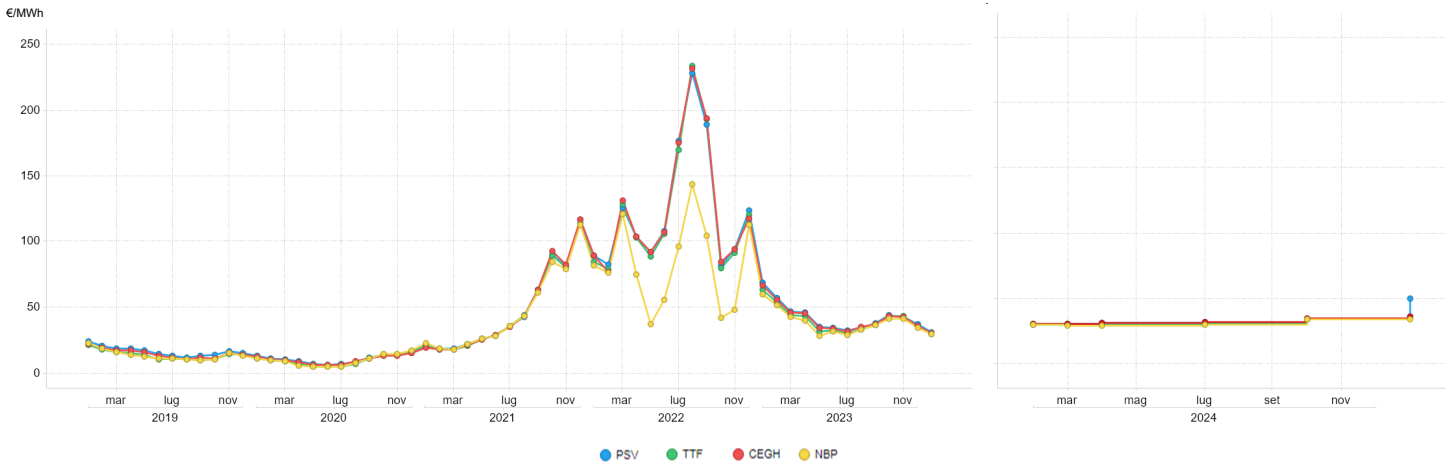
Fonte: LSEG Data & Analytics

Si confermano ancora in calo anche i prezzi del gas sui principali hub europei, tutti ai minimi da luglio 2021, quando per la prima volta avevano superato la soglia dei 30 €/MWh, e attestatisi a 31,13 €/MWh al PSV italiano (-16%) e a 29,84

€/MWh al TTF (-17%), con lo spread tra i due riferimenti invariato poco sopra 1 €/MWh. In ottica prospettiva, i mercati a termine esprimono aspettative di prezzi in calo e tutti ancora attorno ai 30 €/MWh nel prossimo trimestre.

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

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
PSV	IT	31,13	-16%	-55%	32,35	30,48	-17%	30,32	-15%	31,28	-3%	33,86	
TTF	NL	29,84	-17%	-53%	33,15	29,96	-18%	30,04	-18%	30,07	-15%	33,37	
CEGH	AT	30,41	-15%	-54%	35,85	30,39	-17%	30,45	-17%	31,12	-17%	34,75	
NBP	UK	29,56	-13%	-51%	32,76	29,56	-18%	29,30	-24%	29,21	-67%		



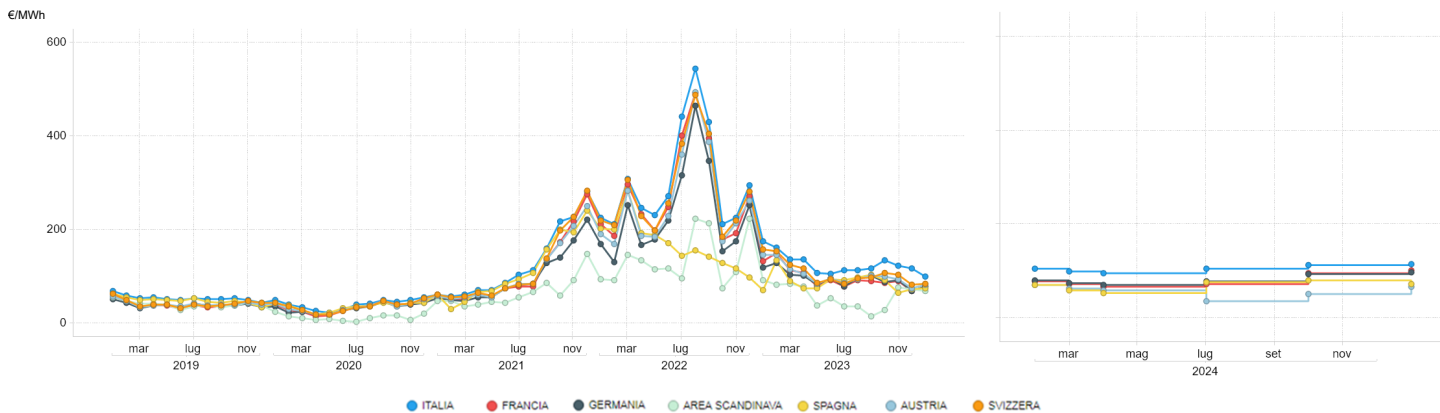
Fonte: LSEG Data & Analytics

Nell'ambito dei mercati elettrici, il Pun italiano, connotato da una flessione in linea con i costi del gas al PSV, si riporta sotto 100 €/MWh per la prima volta da luglio 2021 (99,16 €/MWh, -14% su dicembre) e riduce il suo differenziale dai prezzi registrati nel resto dell'Europa continentale. Questi ultimi risalgono rispetto a dicembre tra 77 €/MWh di Francia e

Germania (+12%) e 84 €/MWh della Svizzera (+4%). Ancora inferiore e in riduzione il prezzo dell'Area scandinava (67 €/MWh, -7%). Ribassiste le aspettative espresse dai mercati a termine, che indicano livelli di prezzo attorno agli attuali spot a febbraio e poi progressivamente in riduzione, in linea con l'andamento stagionale della domanda.

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

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	99,16	-14%	-43%	110,71	103,72	-11%	98,39	-14%	95,17	-7%	93,93	-10%
FRANCIA	76,59	12%	-42%	68,58	77,99	-21%	71,20	-20%	65,59	-21%	81,28	
GERMANIA	76,57	12%	-35%	68,63	79,09	-18%	72,37	-17%	68,71	-18%	85,28	
AREA SCANDINAVA	67,64	-7%	-26%	90,75	70,26	-14%	62,05	-12%	57,35	-9%	42,68	
SPAGNA	74,10	3%	7%	76,00	68,95	-13%	56,99	-15%	52,72	-10%	60,50	
AUSTRIA	81,33	11%	-44%									
SVIZZERA	83,94	4%	-47%									



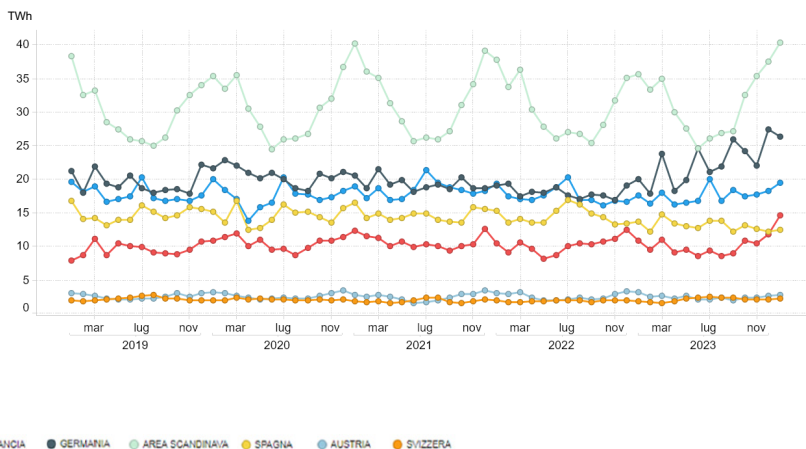
Fonte: LSEG Data & Analytics

Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici a pronti, si osservano livelli molto elevati nell'Area scandinava (40,3 TWh, +8% su dicembre), in Germania, sebbene in calo (26,4 TWh, -4%), e in Francia (14,6 TWh, +24%);

in aumento anche i volumi in Italia (19,4 TWh, +6%) e in Spagna (12,5 TWh, +3%). Da segnalare in questi paesi anche i significativi incrementi registrati rispetto al 2023 (+10/+34%).

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

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	19,4	6%	10%
FRANCIA	14,6	24%	34%
GERMANIA	26,4	-4%	32%
AREA SCANDINAVA	40,3	8%	13%
SPAGNA	12,5	3%	-9%
AUSTRIA	2,7	3%	-14%
SVIZZERA	2,3	8%	22%



* 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.

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

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), a gennaio, il prezzo medio si porta a 248,45 €/tep (+0,9%), a fronte di scambi pressoché stabili. Dinamiche rialziste più intense, invece, sulla piattaforma bilaterale sia in termini di prezzi (+5,5%) che di volumi (+370%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio scende a 2,21 €/MWh (-31%), risultando più basso delle quotazioni bilaterali, in aumento a 3,21 €/

MWh (+40%). In crescita gli scambi sul mercato (+95%) e sulla piattaforma bilaterale (+96%), dove per la prima volta si rileva la contrattazione delle garanzie di origine relative al settore Gas. Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 24 mila MWh, ad un prezzo medio di 1,08 €/MWh. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a gennaio non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a gennaio si attesta a 248,45 €/tep, in crescita dello 0,9% rispetto al mese precedente. Più intensa la dinamica rialzista della quotazione registrata sulla piattaforma bilaterale, a 244,23 €/tep (+5,5%), che restringe lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 4 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce, tuttavia, a circa 1,5 €/tep, considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 99% (+2 p.p. su dicembre). In aumento al 65% (+3 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di

mercato (247,00-250,39 €/tep). Nelle due sessioni di mercato del mese di gennaio, i titoli negoziati sul MTEE risultano sostanzialmente stabili, a 124 mila tep, con la liquidità del mercato al 60% (-28 p.p. rispetto al mese precedente), a fronte anche di un consistente aumento delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 83 mila tep (+370%). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine gennaio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 71.418.822 tep, in aumento di 47.980 tep rispetto a fine dicembre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.328.548 tep, in crescita di 47.959 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	248,45	+0,9%	247,00	250,39	123.662	+0,3%	30,72	+1,2%	175	-98,2%	0,1%	-7,9 p.p.	3	+0
Bilaterali	244,23	+5,5%	0,00	260,00	82.622	+370,4%	20,18	+396,2%						
con prezzo >1	246,94	+3,6%	120,00	260,00	81.715	+379,1%	20,18	+396,2%						
Totale	246,76	+1,0%	0,00	260,00	206.284	+46,5%	50,90	+47,9%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

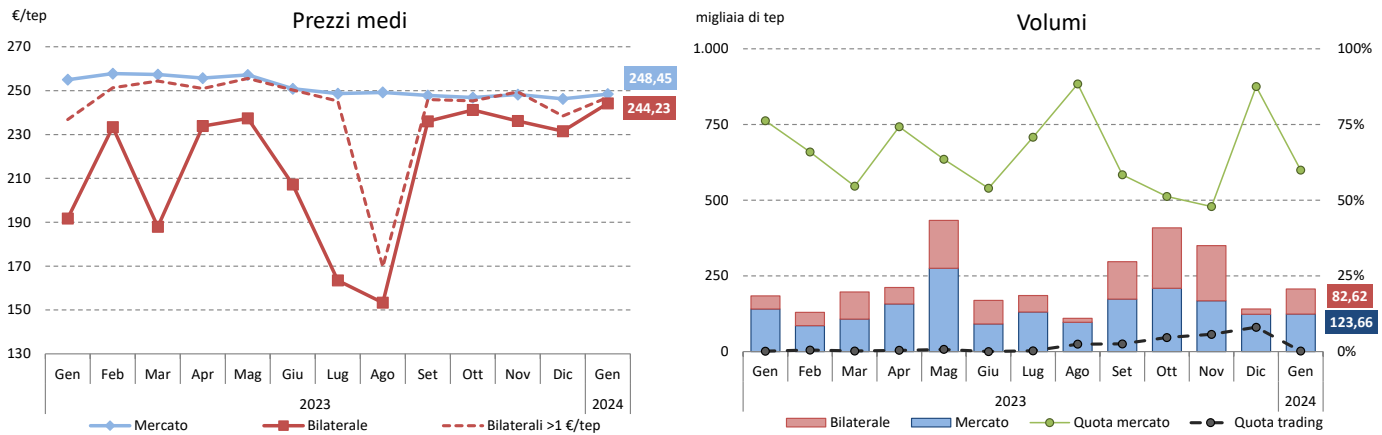


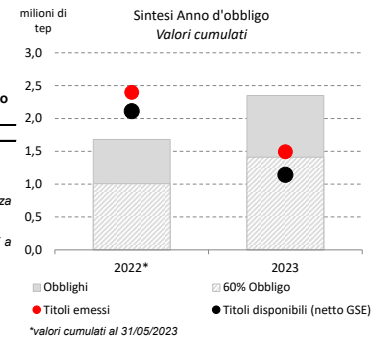
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2023

Fonte: dati GME

Sessioni N°	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep	Titoli sul conto GSE** tep
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	€/tep						
28	248,05	1.115.488	749.926	247,31	688.212	247,98	3.328.548	71.418.822	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.

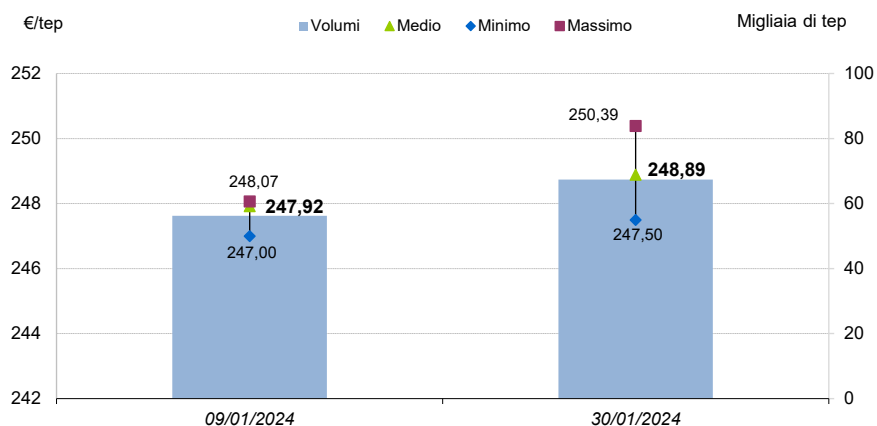


Nel mese di gennaio si sono tenute due sessioni con quotazioni medie stabili intorno ai 248 €/tep. Lo spread medio tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta di circa 2 €/tep, differenziale che sale 2,89 €/

tep nella sessione del 30 gennaio in corrispondenza di un prezzo massimo a 250,39 €/tep. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 61,8 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Sul Mercato delle Garanzie di Origine il prezzo medio, indipendentemente dalla tipologia, scende a 2,21 €/MWh (-31%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale crescono a 3,21 €/MWh (+40%), con il loro differenziale che si inverte e si porta a 1 €/MWh. Sul MGO le quotazioni delle quattro tipologie scambiate si collocano tra 1,91 €/MWh della categoria Solare e 2,56 €/MWh di quella Eolico. Variano, invece, tra 1,84 €/MWh della tipologia Geotermico e 6,08 €/MWh della tipologia Altro i

prezzi sulla PBGO dove per la prima volta si registrano scambi di Garanzie di Origine relative al settore Gas (5.068 MWh) ad un prezzo pari a 0,05 €/MWh. In crescita sui livelli massimi per l'anno di produzione 2023 sia i volumi negoziati sul mercato che sulla PBGO. Gli scambi crescono, pertanto, a 84 mila MWh sul MGO e a 8,8 TWh su PB-GO (rispettivamente +95% e +96%). Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 24 mila MWh, ad un prezzo medio di 1,08 €/MWh.

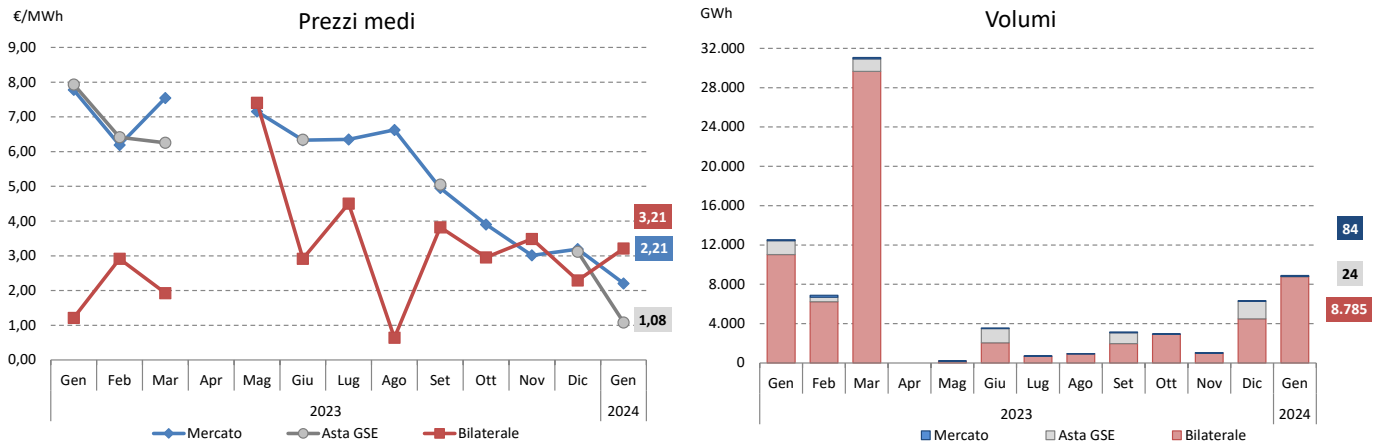
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	2,21	-30,9%	0,80	3,50	83.689	+95,1%	184.534	+34,8%
Settore Elettrico	2,21	-30,9%	0,80	3,50	83.689	+95,1%	184.534	+34,8%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Bilaterali	3,21	+39,9%	0,00	8,75	8.785.224	+95,7%	28.194.412	+173,9%
Settore Elettrico	3,25	+41,6%	0,00	8,75	8.683.866	+93,4%	28.189.344	+173,8%
Settore Gas	0,05	-	0,05	0,05	101.358	-	5.068	-
con prezzo >0	3,47	+37,1%	0,01	8,75	8.116.876	+99,7%	28.194.412	+173,9%
Asta GSE	1,08	-65,3%	0,26	1,55	23.808	-98,7%	25.735	-99,5%
Settore Elettrico	1,08	-65,3%	0,26	1,55	23.808	-98,7%	25.735	-99,5%
Settore Gas	-	-	-	-	-	-	-	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

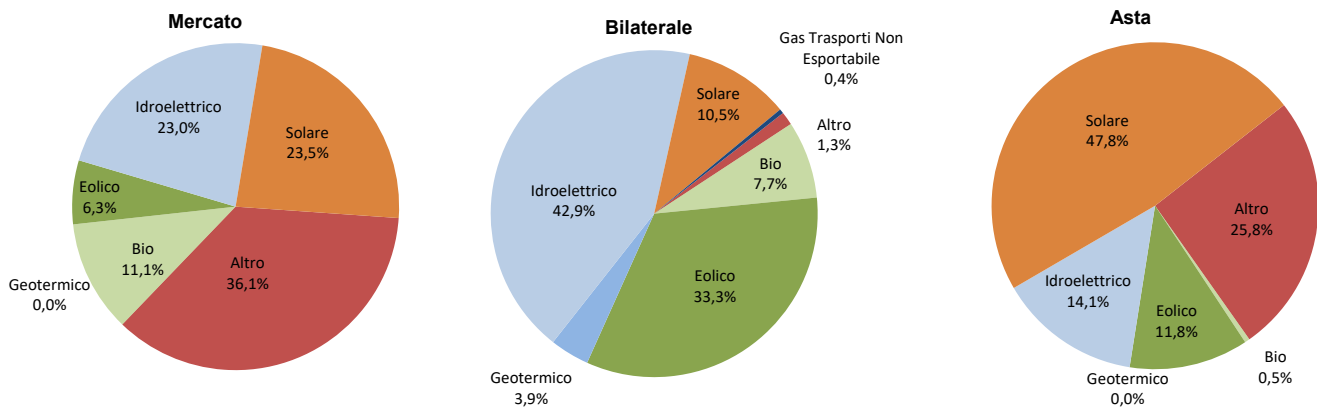


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2023 evidenzia una predominanza della tipologia Altro sul

mercato (36%), Solare nelle aste di assegnazione del GSE (48%) e Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (43%).

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

Fonte: dati GME

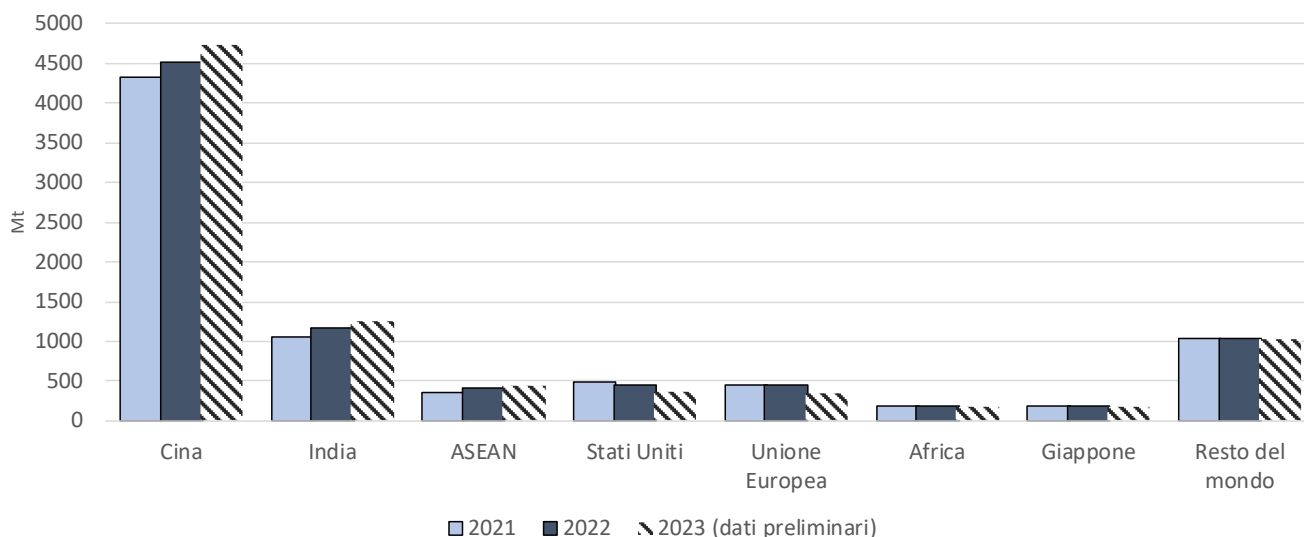


CARBONE: I CONSUMI CORRONO, NONOSTANTE LA FRENATA DEI PAESI SVILUPPATI INCERTO

di Agata Gugliotta - RIE

(continua dalla prima)

Consumi totali di carbone per area



Fonte: Elaborazioni Rie su dati AIE Coal 23 Analysis and forecast to 2026

La Cina, con 4.500 Mt circa, continua a confermarsi di gran lunga il più grande consumatore di carbone al mondo, assorbendo oltre metà della richiesta globale. La domanda di questo fossile è cresciuta su base annua del 4,9%, in ragione di una maggiore richiesta nel settore della generazione elettrica, stimabile in un +7% e di una ripresa del PIL, che secondo le prime stime preliminari è cresciuto del 5,9% rispetto al 2,2% del 2022, che fu caratterizzato da periodiche chiusure forzate delle attività industriali per contenere la diffusione di Covid-19. Inoltre, la maggiore richiesta muove dalle frequenti ondate di calore che si sono abbattute in diverse province del paese (Pechino ha registrato le più alte temperature da sempre) e dal contestuale periodo di siccità che ha compromesso, soprattutto nel primo semestre dell'anno, la produzione idroelettrica.

Anche nei settori diversi da quello termoelettrico, che assorbono circa il 40% degli usi complessivi di questa fonte, si registra una crescita dei consumi, anche se più contenuta rispetto a quella riscontrata per la generazione elettrica, sulla scia di una maggiore produzione delle industrie energivore, come acciaio e cemento, ma anche di altri settori come il tessile, l'agroalimentare, la carta e il residenziale.

Se la Cina è il paese in cui si consuma più carbone, l'India è

quello in cui la domanda cresce di più². Dopo aver segnato un +14% nel 2021 e un +9% nel 2022, l'anno scorso la richiesta di carbone è aumentata di un ulteriore 8,4%, per un volume nell'intorno di 1.260 Mt. Ancora una volta l'incremento maggiore è riscontrabile nella generazione elettrica, +9% sul 2022, che risente positivamente da un lato, della ripresa economica e di maggiori consumi elettrici (+7%), dall'altro, di un maggior output carbonifero nazionale che, soddisfacendo gran parte della domanda, ha ridotto l'esposizione sul mercato internazionale nonché la necessità di ricorrere alle più costose importazioni. Un contesto macroeconomico complessivamente di crescita e una conseguente maggiore produzione industriale ha favorito anche un incremento della richiesta negli usi finali diversi dal termoelettrico, soprattutto per la produzione del cemento e del ferro.

La disamina dei principali paesi consumatori di carbone che vedono aumentare, su base annua, la richiesta di questa fonte si completa con i paesi del blocco ASEAN, che, come area, segna complessivamente un +7,5% in risposta a un maggior fabbisogno elettrico. A rappresentare gran parte dell'aumento è l'Indonesia che chiude il 2023 con +11% e con previsioni di crescita anche per i prossimi due-tre anni, specie per supportare la lavorazione del nickel, minerale della

transizione fortemente richiesto dal mercato internazionale, che, in alcune fasi di processo, utilizza carbone. Paradossi della transizione.

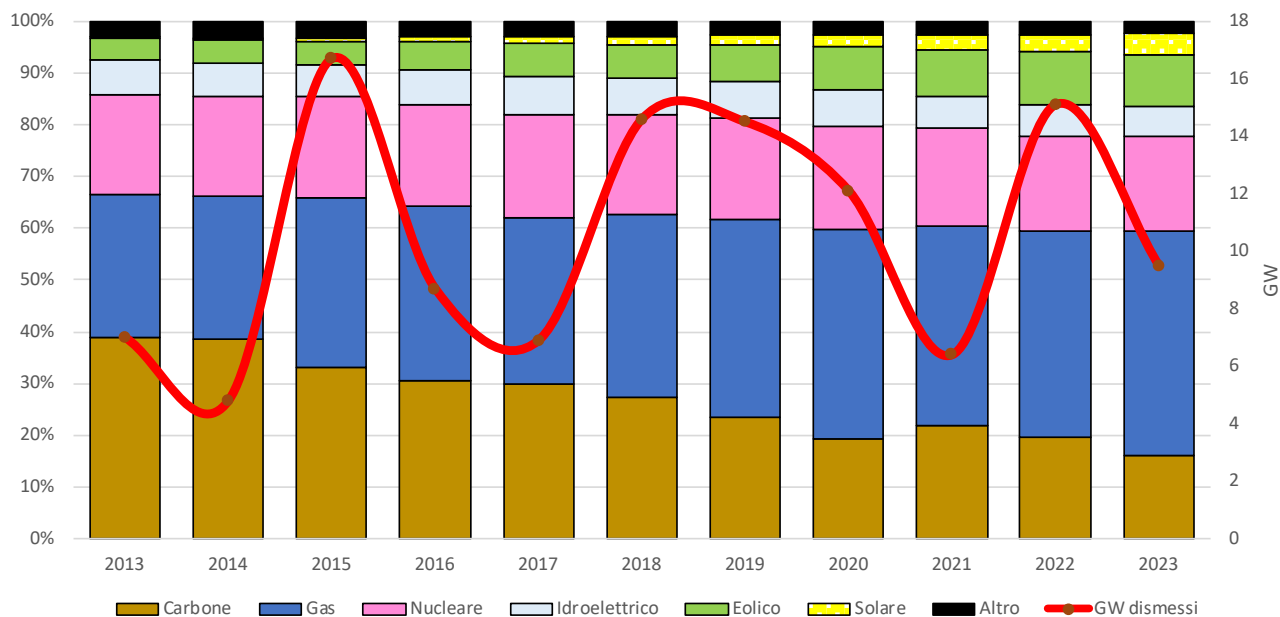
Anche i consumi russi dovrebbero risultare in aumento, ma la poca trasparenza nella trasmissione dei dati rende difficile una quantificazione puntuale.

In maniera speculare, la richiesta di carbone in altri mercati si riduce, anche se diversa è la velocità di decrescita a seconda delle specificità regionali. Se in Africa, i consumi si contraggono appena del 2% a causa delle criticità alle infrastrutture di generazione elettrica del Sud Africa (che da solo assorbe oltre l'80% del consumo di questa fonte dell'intero continente), in Giappone la variazione negativa sale all'8%, in ragione del maggior apporto delle centrali nucleari per cui è stata approvata, tra l'altro, l'estensione dell'operatività oltre i 60 anni. Spostandoci verso Occidente, il tasso di declino si amplia ulteriormente e diventa a due cifre: -21% per gli Stati Uniti e -23% per l'Unione Europea.

Nel paese a stelle a strisce, dove il carbone è ormai utilizzato quasi esclusivamente per generare elettricità (93% della domanda complessiva), il calo del 2023 è in linea con il trend di decrescita che ormai caratterizza questo comparto dal

2014. Infatti, con la sola eccezione del 2021, anno di ripresa post-Covid in cui i consumi hanno conosciuto un rebounding del 15%, il settore ha intrapreso un calo progressivo e strutturale, ascrivibile da un lato, a politiche ambientali più stringenti e vincoli emissivi per le centrali sempre più severi e dall'altro, alla maggiore convenienza a switchare verso fonti alternative, rinnovabili e gas, quest'ultimo meno inquinante e con volumi prodotti internamente via via più elevati e competitivi sotto il profilo dei prezzi. Negli ultimi 10 anni, la quota di carbone nella generazione elettrica si è ridotta drasticamente passando da quasi il 40% del 2013 al 16% ca. nel 2023³, in calo di 4 punti percentuali sull'anno precedente. Un'erosione di quote avvenuta a favore del gas - che nel 2015 ha sottratto al carbone il primato di fonte principale - e delle energie rinnovabili, soprattutto eolico. Contestualmente, il minor uso nel termoelettrico si è tradotto in phase-out di capacità di generazione a carbone che, nel decennio considerato, si è ridotta di quasi 115 GW⁴, il 90% dei quali derivanti da centrali entrate in funzione prima del 1980. Cifra destinata ad ampliarsi entro il 2030, quando, secondo i piani presentati dalle utilities, ulteriori 40 GW dovrebbero essere spenti⁵.

Generazione elettrica per fonte (asse dx) e capacità a carbone ritirata (asse sx) negli Stati Uniti



Fonte: Elaborazioni Rie su dati EIA DOE

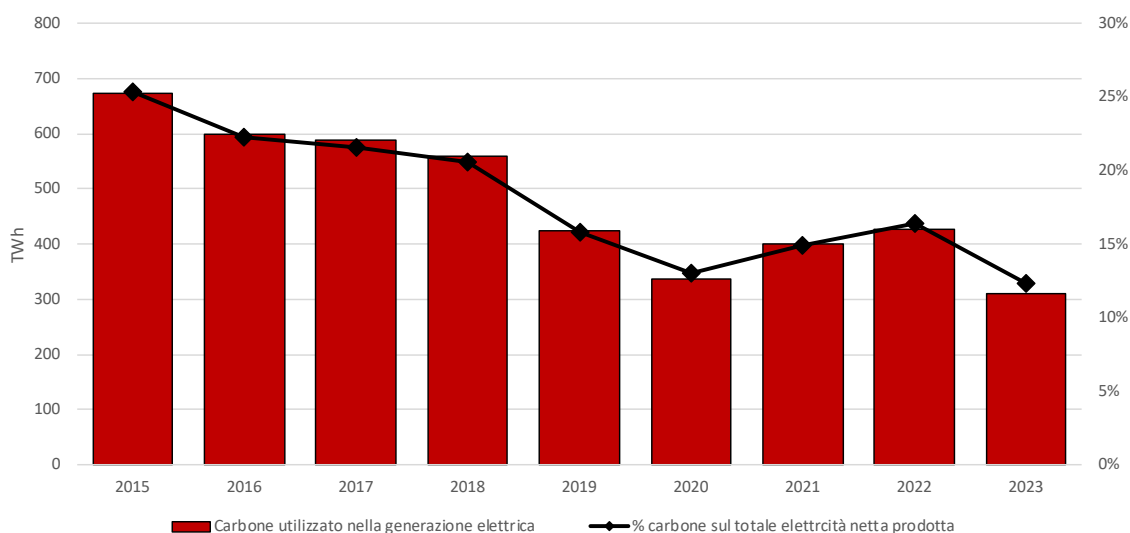
Nell'Unione Europea, venuti meno i fattori che avevano sostenuto la domanda nel 2022 (prezzi record del gas, insufficiente disponibilità di fonti alternative come nucleare e idroelettrico, urgenza di dirottare il gas alla ricostituzione delle scorte), nel 2023 il ricorso al carbone è stato molto più contenuto, soprattutto nel suo principale settore d'impiego, la generazione elettrica, dove è stato consumato circa il 27% in

meno⁶, per un peso complessivo sul mix elettrico sceso dal 16% del 2022 al 12% (quasi la metà di quella del 2015). A spiegare il trend concorrono tre fattori: la significativa riduzione della domanda elettrica (-3,2% sul 2022 e -6,5% sulla media 2017-21⁷) che ha risentito di un clima particolarmente mite, delle misure di risparmio energetico e di prezzi di elettricità e gas rimasti elevati benché sotto i picchi del 2022;

in secondo luogo, prezzi più bassi del gas che hanno reso i suoi costi marginali di generazione molto più competitivi, rendendolo preferibile al più inquinante carbone; infine, l'aumentata l'incidenza delle fonti rinnovabili, con l'idroelettrico tornato a crescere (+15%) dopo il siccitoso 2022, l'eolico che segna un +13% e il solare +18%, per una quota complessiva sul mix elettrico delle tre fonti che guadagna quasi 4 punti percentuali sull'anno prima, attestandosi su valori prossimi

al 35%. Merita, però rilevare, come la buona performance delle rinnovabili (+130 TWh prodotti) non sarebbe stata sufficiente a compensare, in assenza di un calo dei consumi, il rallentamento delle fossili (-198 TWh), a riprova della necessità di accelerare nello sviluppo di capacità da fonti rinnovabili per traguardare gli ambiziosi obiettivi fissati dalle istituzioni comunitarie.

Produzione netta di elettricità a carbone in UE 27 2015-2023 (asse destra) e quota del carbone sul mix elettrico (asse di sinistra)



Fonte: Elaborazioni Rie su dati Ember

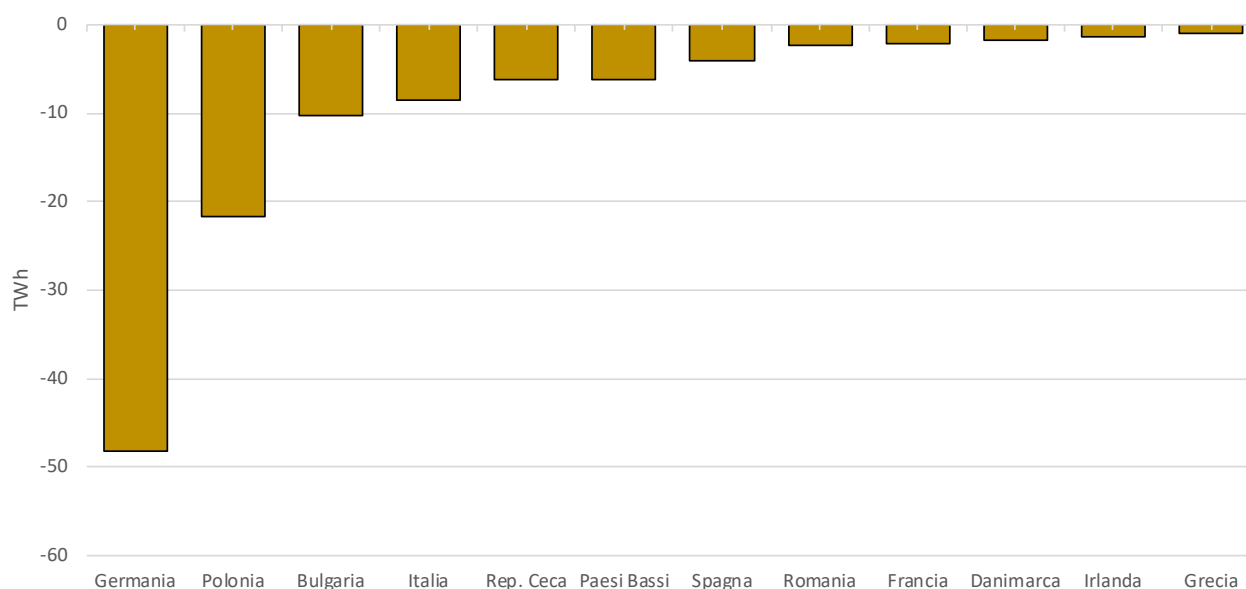
Dinamiche nei principali consumatori europei

Se spostiamo l'attenzione sui singoli Stati Membri, pur all'interno di peculiarità regionali, quel che emerge è un calo generalizzato dei consumi di carbone che ha interessato indistintamente ogni paese e l'azzareamento, o quasi, in altri, che nel 2022, vi avevano ricorso come misura di emergenza per fronteggiare la crisi gas. In Germania, per esempio, dove nel 2022 la forte dipendenza dal gas russo aveva imposto la necessità di bruciare più carbone (+10% vs 2021), nel 2023 la domanda si è contratta in maniera decisa, con il solo settore della generazione che ha consumato quasi il 30% in meno. Minori consumi di elettricità per via di un clima mite e di una frenata della locomotiva economica, costi più bassi del gas e la disponibilità di fonti alternative giustificano tale andamento. Un contesto di rallentamento che insieme al venir meno dell'urgenza che ha caratterizzato i primi mesi dopo lo scoppio del conflitto russo-ucraino ha indotto il governo a non estendere oltre il 31 marzo 2024 le disposizioni legislative che imponevano il ritorno sul mercato di 7 GW di unità di riserva di centrali a carbone, fissando invece la fine del 2024 quale data ultima per la chiusura di 10 GW di impianti,

prevalentemente hard coal⁸, così come previsto dalla politica di phase out messa a punto negli anni precedenti. Una contrazione nei consumi di carbone (-18%) è riscontrabile anche nella "dark" Polonia, dove tradizionalmente questo fossile è la prima fonte del mix elettrico con una share nell'intorno del 70%. A pesare è stato il calo della domanda elettrica (-6%) e il maggior peso delle fonti rinnovabili, soprattutto dall'eolico onshore⁹. Vincoli comunitari sempre più stringenti e obiettivi sfidanti di decarbonizzazione hanno spinto, infatti, verso l'installazione di nuova capacità rinnovabile, mentre una maggiore sensibilità verso i temi ambientali del nuovo governo, insediatosi a ottobre 2023, ha aperto alla possibilità di fissare, per la prima volta, un piano di phase-out dal carbone.

La Francia, che nel 2022, risentendo dell'indisponibilità di parte del suo parco centrali nucleari (circa 25 dei 56 reattori fermi per diverse problematiche), aveva dovuto ricorrere al carbone per produrre circa 3 TWh di elettricità, nell'anno appena concluso, ne ha ridotto il consumo a poco meno di 1 TWh, sulla scia del maggior apporto di altre fonti, in primis dell'atomo (+15%)¹⁰.

Variazione assoluta 2023 vs 2022 domanda di carbone nel settore termoelettrico nei principali paesi consumatori in UE-27



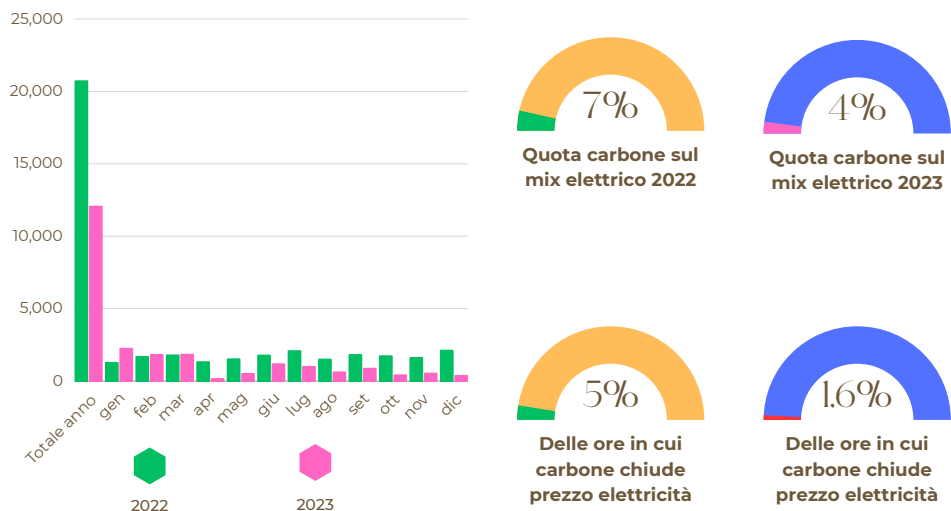
Fonte: Elaborazioni Rie su dati Ember e Terna

La situazione dell'Italia

In Italia, dopo la netta riduzione del biennio 2019-20 (in media oltre il 20%, in accelerazione rispetto al -10% m.a. del triennio precedente), tanto nel 2021 quanto nel 2022, il consumo totale di combustibili solidi (prevalentemente carbone) ha registrato segno positivo, rispettivamente +10 e +25%, riportandosi oltre i livelli pre Covid. Nel 2022, in particolare, la variazione positiva è risultata più marcata per il maggior ricorso negli usi termoelettrici (+60% secondo i dati Terna)¹¹, come conseguenza dell'urgenza di sopperire all'ammanco del gas proveniente da Mosca. Nel 2023 un nuovo calo, al momento ancora non quantificato puntualmente, ha interessato la domanda primaria di combustibili solidi e soprattutto di carbone. Dai dati Terna è già possibile fotografare la richiesta di questa fonte primaria nella termoelettrica: -42% su base annua (12,1 GWh vs i quasi 20,8) e una quota sul mix elettrico passata dal 7% al 4%. Un altro dato dà contezza del forte calo che ha caratterizzato questo fossile nel nostro paese: l'anno scorso, relativamente alle ore per le quali

risulta possibile identificare esattamente la tecnologia marginale che fissa il prezzo elettrico (l'80% ca. di quelle complessive), il carbone ha "chiuso" il prezzo per l'1,6% delle ore in confronto al 5% circa dell'anno prima. Il calo è la risultante da un lato, dell'interruzione nel corso del 2023¹², delle iniziative di massimizzazione dell'utilizzo delle centrali a carbone messe in atto durante il periodo più critico della crisi gas, dall'altro di una minore domanda di elettricità (-2,8% sul 2022 e -4,3% sul 2021) ai minimi dal 2001 (ad eccezione dell'eccezionale 2020) contestuale a una maggiore incidenza sul mix delle fonti rinnovabili, che hanno soddisfatto il 36,8% della richiesta elettrica, guadagnando quasi 6 punti percentuali sul 2022 e 1,5 circa sul 2021. Tra le FER, l'idro rinnovabile ha superato i 38 TWh, lontano dai quasi 45 del 2021, ma in crescita del 36% ca. sul 2022, trainato da precipitazioni più abbondanti. Da segnalare anche la crescita di produzione da eolico e da solare, quasi +15% e +11% ca. in ragione anche di un deciso incremento delle installazioni¹³.

Andamento consumi carbone (GWh) per la generazione elettrica (grafico sinistra), quota carbone nel mix e ore in cui chiude il prezzo (grafici destra)



Fonte: Elaborazioni Rie su dati Terna e GME

La produzione sta al passo con la domanda

I consumi di carbone sostenuti dai colossi asiatici sono stati soddisfatti da un'offerta in crescita presso i principali paesi produttori. A partire da ottobre 2021, l'esigenza di far fronte a quotazioni del gas in continuo aumento, nonché un contesto di prezzi bullish di cui hanno risentito tutte le altre commodities energetiche carbone compreso, ha spinto i governi e le compagnie incentivate dai più elevati profitti, a sfruttare in maniera più decisa le risorse carbonifere nazionali. Il che ha consentito di raggiungere numeri da record. A livello globale, nel 2023 sono state prodotte oltre 8.700 Mt di carbone, +1,8% sul 2022 che aveva a sua volta registrato un tasso di crescita di quasi l'8%. Così come per la domanda, l'incremento produttivo di alcuni paesi, in primis Cina, India e Indonesia, ha più che compensato il decremento di altri.

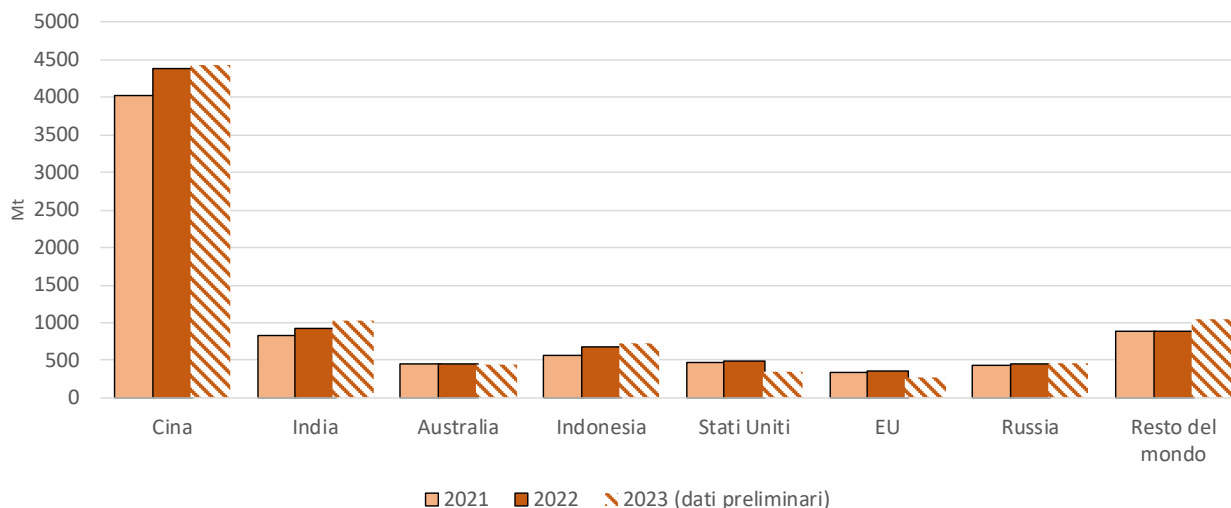
La Cina anche nel 2023 si conferma come il primo produttore mondiale, rappresentando una quota di mercato del 50%. Tuttavia, l'output dell'anno scorso cresce a una velocità dell'1,3% lontano dal +9% del 2022, risentendo di difficoltà logistiche legate all'estrazione, di una qualità del prodotto via via più scadente e del progressivo irrigidimento delle regole in materia di sicurezza e rilascio di nuove autorizzazioni. A non subire invece, alcun rallentamento produttivo, sembra essere stata l'India che dopo il +12% del 2022, nel 2023 segna un ulteriore +11% per un volume prodotto che supera, per la prima volta, i 1.000 Mt. Un'esposizione maggiore, rispetto ad altri paesi, al mercato spot del gas naturale, e quindi ai suoi prezzi elevati, nonché la necessità di far fronte a una fame crescente di energia, ha accelerato negli ultimi anni, le politiche di sfruttamento delle risorse interne di carbone,

supportate, tra l'altro, da un'ingente iniezione di capitali per efficientare la catena dell'estrazione e quella della logistica e del trasporto.

In Indonesia, la maggiore richiesta di carbone per le esportazioni ha sostenuto un incremento produttivo intorno al 6% per volumi, che in valore assoluto, toccano nel 2023 il massimo di 725 Mt, ben oltre il target nazionale precedentemente fissato in 695 Mt. Infine, un miglioramento delle condizioni meteorologiche e la fine delle proteste presso la principale area metanifera del paese, El Cerrejón, ha ridato fiato alla produzione di carbone in Colombia, che chiude il 2023 con un +18%.

A questi numeri di crescita, fanno da contraltare i decrementi produttivi che hanno interessato i paesi del Bacino Atlantico, quale conseguenza del pattern di decrescita dei consumi che sta interessando quest'area. Negli USA, nel 2023, il calo della produzione è stimato fra -2% (Fonte EIA DOE¹⁴) e -10% (AIE), anche se più basso rispetto alla riduzione della domanda (-21%) in ragione del ruolo di importante esportatore che il paese riveste sul mercato internazionale. In tandem, invece, con la domanda debole, è la produzione nell'Unione Europea che si flette di un 21%, interessando soprattutto la più inquinante lignite. Chiudiamo, infine, evidenziando il calo produttivo (-1%) di un altro importante producer, l'Australia, dove nonostante la fine del divieto di importare carbone australiano imposto dal governo cinese, le vendite verso questo paese non sono decollate come previsto, pesando su un settore che da anni è alle prese con condizioni meteorologiche sempre più avverse e con l'opposizione montante del mondo ambientalista.

Produzione di carbone per area



Fonte: Elaborazioni Rie su dati AIE Coal 2023

Quali prospettive per il futuro?

Il dolceamaro con cui si conclude il 2023, con una domanda che corre ancora troppo velocemente in una parte del mondo e frena ancora non in maniera sufficiente nell'altra, pone interrogativi sul futuro di una fonte che da anni viene data per spacciata, salvo poi procastirne nel tempo il picco di domanda. Gli scenari la vorrebbero in rallentamento – l'AIE stima un calo nel 2024 e il raggiungimento di un plateau al 2026 - ma le notizie relative a nuovi investimenti per espandere la flotta di centrali a carbone (Cina e India), alle difficoltà ad investire

nelle rinnovabili (India¹⁵) e alle opposizioni di intere regioni allo smantellamento di questo comparto (Germania e Polonia) mettono in dubbio l'attendibilità di tali previsioni. Anche in paesi come Italia, dove il ruolo del carbone è marginale nel mix energetico, ragioni di sicurezza energetica e difficoltà a completare il processo di dismissione delle centrali, soprattutto in realtà come la Sardegna, hanno imposto una riformulazione della politica di phase out, spostando dal 2025 al 2028 il termine ultimo per la fine dell'utilizzo di questa fonte nella generazione elettrica.

¹ AIE, Coal 23 Analysis and forecast to 2026, dicembre 2023;
² Considerando i consumatori più grandi in termini di volumi richiesti;
³ EIA DOE, Electricity Net Generation: total all sector;
⁴ EIA DOE, Preliminary Monthly Electric Generator Inventory (based on Form EIA-860M as a supplement to Form EIA-860), gennaio 2024;
⁵ EIA DOE, Electric Power Monthly, gennaio 2024;
⁶ Fonte : Ember, Electricity Data Explorer;
⁷ ICIS Analytics, Understanding European power demand, Part I: What happened in 2023?, gennaio 2024;
⁸ Solo 2,5 GW di centrali a lignite verranno chiusi entro il 2024, il resto entro il 2030. La scelta muove anche dalla forte opposizione dei land orientali, dove questo comparto riveste un ruolo importante;
⁹ NFP, Poland produced record 26% of electricity from renewables in 2023, 3 gennaio 2024;
¹⁰ Il nucleare in Francia cresce di un 15% sui 12 mesi precedenti, pur rimanendo ancora al di sotto della media 2017-2021, consentendo così al paese di tornare ad essere un tradizionale esportatore di elettricità ai paesi limitrofi. Status consentito anche da una crescita del 16% della generazione a rinnovabile, sia idroelettrico in ripresa rispetto al difficile 2022, ma anche di eolico e solare, il cui output è aumentato per migliori condizioni metereologiche e crescenti installazioni di nuovi impianti;
¹¹ ENEA, Analisi Trimestrale del Sistema Energetico Italiano anno 2022, 7 aprile 2023;
¹² Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica con un atto di indirizzo ha esteso solo fino al 30 settembre 2023 il programma di massimizzazione della produzione delle centrali elettriche alimentate da fonti diverse dal gas naturale, al fine di ridurre i consumi di metano. La massimizzazione era stata decretata nell'estate del 2022;
¹³ Nel 2023, la capacità FER in esercizio è aumentata di 5,8 GW, un incremento dell'87% rispetto al 2022 (2,6 GW di installato);
¹⁴ EIA DOE, Short-Term Energy Outlook Data Browser;
¹⁵ Bloomberg, India's plans to double coal production ignore climate threat, 9 gennaio 2024;
¹⁶ Nuova versione PNIEC, 2023.

Novità normative di settore

a cura del GME

GAS

Comunicato del GME | “Modifica urgente alla Disciplina MGAS: eliminazione della previsione delle offerte senza limite di prezzo” | pubblicato in data 25 gennaio 2024 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) ha reso noto agli operatori di aver apportato una modifica urgente alla Disciplina del mercato del gas naturale (Disciplina MGAS), ai sensi dell’articolo 3, comma 3.6 della medesima Disciplina, al fine di eliminare la possibilità di presentare offerte senza limite di prezzo nell’ambito dei mercati del gas a negoziazione continua.

Suddetta modifica – introdotta allo scopo di salvaguardare il corretto funzionamento del mercato – è entrata in vigore in data 30 gennaio u.s. con la pubblicazione sul sito internet del GME della versione aggiornata della Disciplina MGAS.

AMBIENTALI

Comunicato del GME | “Modifiche alle Regole MCIC e

alle DTF nn. 3 e 5: introduzione ulteriori tipologie di CIC” | pubblicato in data 1 febbraio 2024 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, in data 1 febbraio u.s., con la pubblicazione sul proprio sito internet, sono entrate in vigore le modifiche urgenti alle “Regole di funzionamento del mercato dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti” (Regole MCIC), introdotte ai sensi dell’articolo 3, comma 3.6, delle medesime Regole. In particolare, dette modifiche sono state apportate al fine di consentire, nell’ambito del MCIC, le attività di negoziazione delle ulteriori tipologie di Certificati di Immissione in Consumo (CIC), in attuazione delle disposizioni di cui al Decreto del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica n.107 del 16 marzo 2023¹.

Ai fini della gestione operativa delle suddette ulteriori tipologie di CIC, con il medesimo comunicato il GME ha altresì pubblicato le versioni aggiornate delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) MCIC nn. 03 e 05, contenenti le norme attuative e procedurali delle Regole MCIC.

¹cfr. Newsletter n.170 di maggio 2023.

Gli appuntamenti

15 febbraio

Welfare & HR Summit

Evento online

Organizzato da Il Sole 24 Ore

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

20 febbraio

Cer e impact investing

Webinar

Organizzato da Social Impact Agenda per l'Italia

<https://www.socialimpactagenda.it>

21 febbraio

Comunità energetiche rinnovabili: innovazione per la transizione energetica

San Donato Milanese, Italia

Organizzato da C.E.I.

<https://myeventi.ceinorme.it>

21-23 febbraio

International Conference on Waste Recycling and Management

Evento online e in presenza

Tokyo, Giappone

Organizzato da ICWRM

<http://icwrm.org>

21-23 febbraio

International Conference on Informatics, Environment, Energy and Applications

Evento online e in presenza

Tokyo, Giappone

Organizzato da National University of Ireland Galway

<http://ieea.org>

22-24 febbraio

International Conference on Mechatronics and Electrical Engineering

Evento online e in presenza

Atene, Grecia

Organizzato da MEEE

<http://www.meee.org>

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 Automation Engineering and Intelligent Control

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da AEIC

<http://www.aeic.net>

27-29 febbraio

International Conference on Mechatronics and Robotics Engineering

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da IEEE

<http://icmre.org>

28 febbraio – 2 marzo

Progetto Fuoco

Verona, Italia

Organizzato da Assocosma, Anfus, Bioenergy Europe,

Confagricoltura, AICG

<https://www.progettofuoco.com>

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/>

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.org>

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 marzo

European Pellet Conference

Wels, Austria

Organizzato da OÖ Energiesparverband

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

6 marzo

Progetto Interreg Centra Europe NiCE

Organizzato da Enea

Košice, Slovacchia

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

6-7 marzo

Energy From Waste

Londra, Regno Unito

Organizzato da Mark Allen Group

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

7-8 marzo

European Energy Efficiency Conference

Evento in presenza

Wels, Austria

Organizzato da OÖ Energiesparverband

<https://www.wsed.at>

8-10 marzo

Circonomnìa 2024

Fano, Italia

Organizzato da Comune di Fano, Università degli Studi di

Urbino, Università Politecnica delle Marche, Regione Marche

<https://www.kyotoclub.org>

12-15 marzo

International Battery Seminar

Evento in presenza

Orlando, FL., Usa

<https://cii.dryfta.com/eid/263/pid/47>

14-16 marzo

International Conference on Green Energy and Applications

Evento online e in presenza

Singapore

Organizzato da IEEE

<http://www.icgea.org>

20-21 marzo

Energy Transition Summit

Evento in presenza

Halfweg, Olanda

Organizzato da Future Of Utilities

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

20-22 marzo

WindEurope Annual Event

Bilbao, Spagna

Organizzato da WindEurope

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

5-7 aprile

International Conference on Clean Energy and Electrical Systems

Evento online e in presenza

Kyoto, Giappone

Organizzato da CEES

<http://www.cees.net>

9-10 aprile

Hydrogen 2024

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Reuters Events

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

10 aprile

Urban Mobility Conference

Milano, Italia

Organizzato da Soiel

<https://www.soiel.it>

17 aprile

Green & Hydrogen Forum

Evento online

Organizzato da Sole24Ore

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

24-26 aprile

International Conference on Environmental Engineering and Applications

Evento online e in presenza

Madrid, Spagna

Organizzato da ICEEA

<http://www.iceea.org>

24-26 aprile

The Global Electricity Price Forecasting and Modelling Forum

Evento in presenza

Berlino, Germania

Organizzato da Primo Eventi

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

25-26 aprile

International Conference on Climate Change: Impacts and Responses

Evento online e in presenza

Pau, Francia

Organizzato da École Supérieure de Commerce de Pau

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

26-28 aprile

World Conference on Climate Change and Global Warming

Evento online e in presenza

Madrid, Spagna

Organizzato da CCGCONF

<https://www.ccgconf.org>

27-29 aprile

International Conference on Energy Economics and Energy Policy

Evento online e in presenza

Lille, Francia

Organizzato da ICEEEP

<http://www.iceeep.com/>



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.