



n. 167 FEBBRAIO '23

APPROFONDIMENTI

GAS NATURALE: IL CALO DELLA DOMANDA DÀ RESPIRO AI MERCATI

di Agata Gugliotta e Gian Paolo Repetto - RIE

Introduzione

In un contesto di offerta che permane di forte incertezza a causa del processo accelerato di sostituzione del gas russo e della competizione, ora latente ma a rischio di riaccelerare, tra Europa e Asia per il GNL, l'andamento della domanda risulta un fattore chiave per gli equilibri del mercato gas e delle dinamiche di prezzo. L'articolo esamina i consumi italiani nel corso del 2022 e di questo inizio 2023 nelle loro varie componenti e determinanti, con diversi riferimenti anche alle dinamiche della domanda europea.

Se il sistema gas non è andato in crisi quest'inverno, come peraltro avrebbe potuto accadere, ciò è certo conseguenza di una rapida diversificazione delle importazioni, soprattutto con ricorso al GNL e in secondo luogo con l'aumento (dove è stato possibile) delle importazioni alternative via gasdotto. Ma è avvenuto anche grazie ad una serie di fattori congiunturali: temperature eccezionalmente

miti che hanno determinato uno scarso ricorso agli stoccaggi, riempiti a carissimo prezzo durante l'estate; distruzione della domanda energetica industriale per i costi elevatissimi raggiunti da gas ed elettricità; in ultimo, le misure di riduzione dei consumi emanate dai Paesi UE che richiamiamo di seguito.

Le misure di riduzione dei consumi

Il Regolamento (UE) 2022/1369 del 5 agosto ha avuto come obiettivo l'aumento della sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'UE anche attraverso la riduzione dei consumi gas per il periodo 1° agosto 2022 – 31 marzo 2023. In particolare, gli Stati membri dovevano introdurre misure volontarie di riduzione dei consumi a livello nazionale, che sarebbero diventate obbligatorie con l'eventuale dichiarazione di uno stato di allerta europeo, la c.d. "Allerta UE".

continua a pagina 26

Monitoraggio costante ai mercati

Scarica la GME APP

Available on the
Google Play

Download on the
App Store

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GENNAIO 2023

- Mercato elettrico Italia
pag 2
- Mercato gas Italia
pag 13
- Mercati energetici Europa
pag 18
- Mercati per l'ambiente
pag 22

APPROFONDIMENTI

Gas naturale: il calo della domanda dà respiro ai mercati
di Agata Gugliotta e Gian Paolo Repetto (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel primo mese del nuovo anno il Pun, pari a 174,49 €/MWh, si porta ai minimi da ottobre 2021, così come i prezzi sulle principali borse elettriche europee. La dinamica riflette soprattutto il calo delle quotazioni dei combustibili, in particolare del gas per quel che riguarda il sistema italiano. Il mese si connota, inoltre, per acquisti in stagionale aumento (MGP: 24,3 TWh, liquidità del mercato: 72,4%), ma ai minimi storici per gennaio, livelli elevati di import netto e, rispetto a dicembre, per maggiori volumi rinnovabili. A livello zonale si riduce il differenziale di prezzo tra le zone centro-settentrionali, a 177 €/MWh, e le altre zone, a 163/173 €/MWh. Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra scambi per 2,3 TWh (-1,8% su dicembre), di cui 0,4 GWh nella contrattazione XBID, nella quale si osservano quasi 221 mila abbinamenti. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), in calo

i prezzi di controllo dei prodotti scambiati, con il baseload Febbraio 2022 che chiude a 173,85 €/MWh (-38,1%). Tornano in riduzione mensile le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE). Da segnalare, infine che, in data 11 gennaio 2023, si è svolta la procedura di assegnazione ai clienti finali "prioritari" dell'energia elettrica nella disponibilità del Gse, prodotta da impianti a fonti rinnovabili che beneficiano di tariffe onnicomprensive, ritiro dedicato o scambio sul posto e che non rientrano nel perimetro della norma extra profitti, in attuazione di quanto disposto dal decreto del Ministro della Transizione ecologica n. 341 del 16/09/2022 (c.d. Energy release). In esito a tale procedura l'energia resa disponibile dal Gse per l'assegnazione, pari a 16.024.960 MWh/anno, è stata interamente assegnata a 1.420 clienti finali prioritari al prezzo di allocazione di 210 €/MWh previsto dal suddetto decreto.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Mai così basso dall'autunno 2021, a gennaio il Pun scende a 174,49 €/MWh, in corrispondenza di prezzi del gas al PSV ai minimi dallo stesso periodo (69 €/MWh). Favoriscono la riduzione dei prezzi anche acquisti nazionali ai minimi per gennaio (23,8 TWh), anche per effetto di condizioni climatiche favorevoli, un elevato livello delle importazioni nette (6,4 GWh), in virtù sia di quotazioni sulle limitrofe borse estere

settentrionali più frequentemente inferiori al prezzo del Nord sia di un innalzamento della NTC sulle frontiere francese e svizzera, oltre che una maggiore offerta eolica e solare registrata rispetto a dicembre. Prezzi in riduzione in tutti i gruppi di ore, più intensa nel picco, per un rapporto picco/baseload sceso a 1,13 (Grafico 1 e Tabella 1).

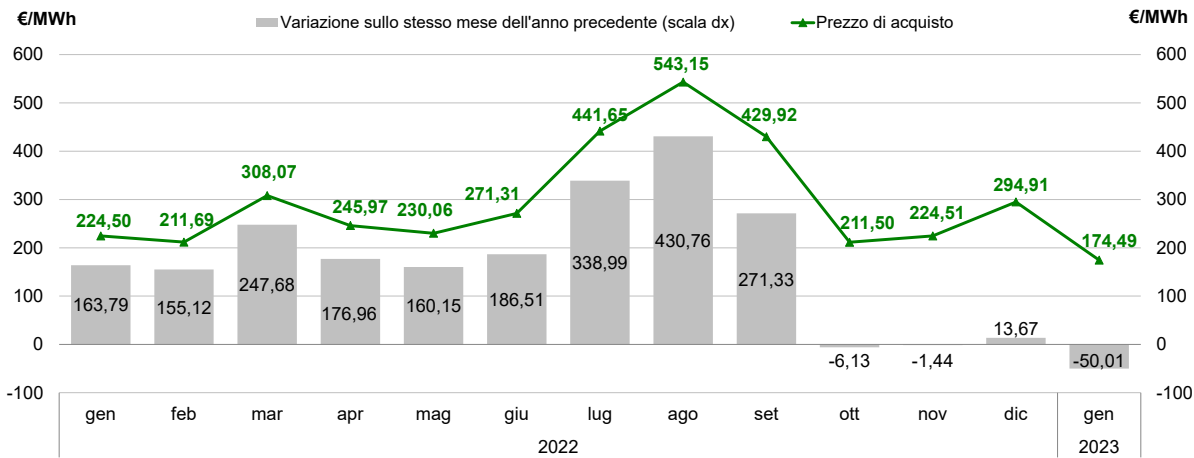
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2023	2022	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2023	2022
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	174,49	224,50	-50,01	-22,3%	23.654	-8,8%	32.691	-4,8%	72,4%	75,5%
<i>Picco</i>	197,07	259,22	-62,15	-24,0%	28.807	-12,0%	40.415	-6,0%	71,3%	76,2%
<i>Fuori picco</i>	162,93	207,97	-45,04	-21,7%	21.014	-7,3%	28.736	-4,8%	73,1%	75,1%
<i>Minimo orario</i>	47,68	67,99			12.914		19.125		64,2%	66,1%
<i>Massimo orario</i>	295,00	392,95			32.724		45.136		80,0%	81,5%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



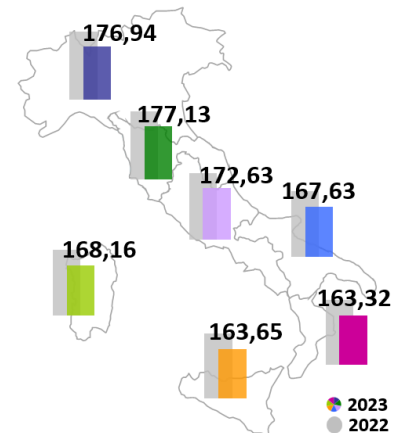
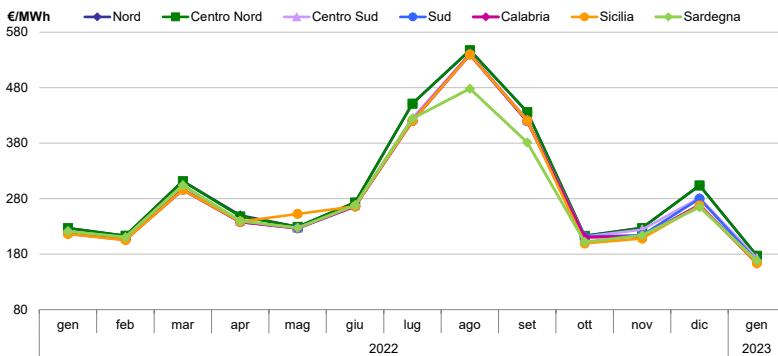
I PREZZI ZONALI

A livello zonale, anche i prezzi di vendita si attestano ovunque ai minimi da ottobre 2021, portandosi a circa 177 €/MWh nelle zone centro-settentrionali e tra 163 €/MWh della Calabria e 173 €/MWh del Centro

Sud nel resto della penisola. In quest'ultima e sulle isole si osservano prezzi minimi fino a 0 €/MWh, in corrispondenza di picchi di ventosità e limitazioni sui transiti interni (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia in stagionale aumento sui mesi precedenti, si attesta a 24,3 TWh, mostrando, su base mensile, un aumento nella sua componente scambiata direttamente sulla borsa del GME

(17,6 TWh) e una riduzione nelle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP (6,7 TWh). In conseguenza di tali movimenti la liquidità del mercato torna a salire al 72,4% (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.598.583	-8,8%	72,4%
Operatori	10.928.406	-24,2%	44,9%
GSE	1.355.297	-7,7%	5,6%
Zone estere	5.313.804	+56,6%	21,8%
Saldo programmi PCE	1.076	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	6.723.854	+7,6%	27,6%
Zone estere	960	-97,0%	0,0%
Zone nazionali	6.723.970	+8,1%	27,6%
Saldo programmi PCE	-1.076		
VOLUMI VENDUTI	24.322.437	-4,8%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.027.044	-7,7%	
OFFERTA TOTALE	41.349.481	-6,0%	

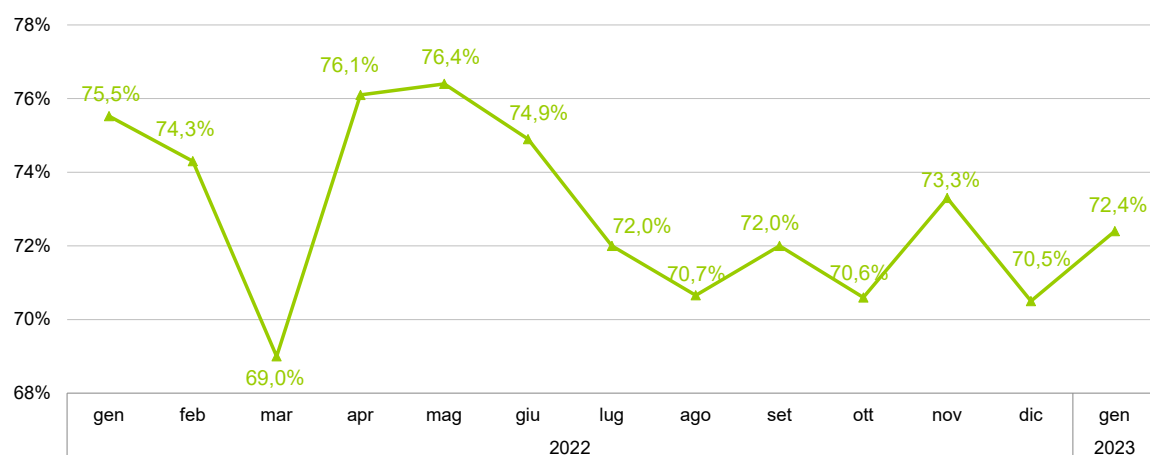
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.598.583	-8,8%	72,4%
Acquirente Unico	2.110.928	-38,2%	8,7%
Altri operatori	13.596.629	+2,7%	55,9%
Pompaggi	16.102	+436,4%	0,1%
Zone estere	535.101	-32,0%	2,2%
Saldo programmi PCE	1.339.824	-27,5%	5,5%
PCE (incluso MTE)	6.723.854	+7,6%	27,6%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	8.063.678	-0,2%	33,2%
Saldo programmi PCE	-1.339.824		
VOLUMI ACQUISTATI	24.322.437	-4,8%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	941.884	+62,9%	
DOMANDA TOTALE	25.264.322	-3,3%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



In un contesto connotato da condizioni climatiche confermatesi ancora particolarmente favorevoli, gli acquisti nazionali si portano a 23,8 TWh, mostrando per il mese di gennaio, soprattutto al Nord, livelli ai minimi storici (meno di 8,5 TWh). In riduzione mensile, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), a 0,5 TWh, in particolare sulla frontiera settentrionale, in corrispondenza di quotazioni estere più frequentemente inferiori ai

riferimenti italiani (Tabella 4). Sul lato dell'offerta, a fronte di volumi presentati, anche nazionali, ai massimi dell'ultimo anno, le vendite nazionali scendono a 19,0 TWh. La dinamica interessa prevalentemente la zona Nord, riflettendo tanto il calo degli acquisti, quanto il forte aumento delle importazioni, ai massimi storici di oltre 5,3 TWh e in crescita soprattutto sulle frontiere svizzera e francese (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	17.153.902	23.056	-17,4%	8.471.758	11.387	-22,9%	13.408.214	18.022	-3,4%
Centro Nord	1.574.769	2.117	-3,7%	1.298.147	1.745	-5,1%	2.064.725	2.775	-4,6%
Centro Sud	5.817.635	7.819	-5,1%	2.557.977	3.438	-8,0%	4.257.404	5.722	-3,9%
Sud	4.855.437	6.526	+3,6%	2.935.243	3.945	-8,3%	1.472.521	1.979	-4,7%
Calabria	2.538.548	3.412	-21,1%	988.128	1.328	-41,5%	475.682	639	-4,4%
Sicilia	2.629.186	3.534	+1,8%	1.512.171	2.032	+37,7%	1.408.184	1.893	-4,5%
Sardegna	1.367.832	1.838	+7,8%	1.244.250	1.672	+26,5%	700.607	942	-5,8%
Totale nazionale	35.937.308	48.303	-10,8%	19.007.675	25.548	-14,0%	23.787.337	31.972	-3,8%
Esteri	5.412.173	7.274	+47,1%	5.314.763	7.143	+55,1%	535.101	719	-33,6%
Sistema Italia	41.349.481	55.577	-6,0%	24.322.437	32.691	-4,8%	24.322.437	32.691	-4,8%

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

LE FONTI

Su base mensile la riduzione delle vendite nazionali interessa esclusivamente gli impianti a ciclo combinato (al Nord, nelle zone centro-meridionali e in Sicilia), rimpiazzati dai maggiori volumi venduti dagli impianti a carbone, al Centro Sud e in Sardegna per il rientro di capacità precedentemente dichiarate indisponibili ai sensi Remit,

dagli altri impianti termici, oltre che dalla crescita dell'eolico del solare. Ancora su bassi livelli le vendite degli impianti idrici. In virtù delle suddette variazioni, si riduce, pertanto, la quota di mercato del gas (46,1%), mentre aumentano quella del carbone (12,4%), degli altri impianti termici (8,8%) e dell'eolico (10,8%) (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	8.602	-24,4%	732	-7,9%	1.970	-14,8%	2.227	-4,5%	954	-42,9%	1.416	+73,0%	1.291	+43,3%	17.193	-14,9%
Gas	7.049	-30,1%	634	-14,0%	737	-46,3%	1.034	-42,2%	911	-40,4%	873	+11,2%	550	+3,3%	11.788	-30,0%
Carbone	632	+61,7%	-	-	937	+37,0%	928	+126,1%	0	-	-	-	667	+116,7%	3.164	+76,5%
Altre	921	+3,0%	98	+71,3%	296	+15,5%	265	+99,8%	44	-69,3%	543	+1529,7%	74	+21,7%	2.241	+42,2%
Fonti rinnovabili	2.762	-16,6%	1.013	-2,9%	1.460	+2,6%	1.718	-12,9%	374	-37,6%	617	-6,2%	381	-9,4%	8.325	-11,7%
Idraulica	1.646	-23,2%	216	-1,6%	689	+9,9%	358	-5,6%	71	-	106	-29,5%	56	-49,9%	3.142	-17,7%
Geotermica	-	-	618	-4,1%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	618	-4,1%
Eolica	30	+44,5%	37	+32,9%	563	+0,5%	1.175	-14,2%	259	-28,5%	436	+0,2%	264	+9,0%	2.763	-8,4%
Solare e altre	1.087	-5,4%	142	-6,3%	208	-11,7%	185	-17,3%	43	-8,4%	75	+3,8%	61	-8,6%	1.802	-7,4%
Pompaggio	22	-74,5%	-	-	8	+208,4%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	30	-66,7%
Totale	11.387	-22,9%	1.745	-5,1%	3.438	-8,0%	3.945	-8,3%	1.328	-41,5%	2.032	+37,7%	1.672	+26,5%	25.548	-14,0%

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

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

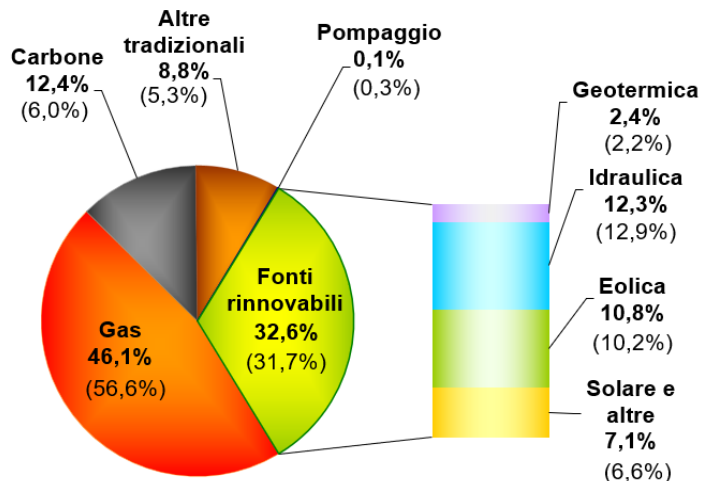
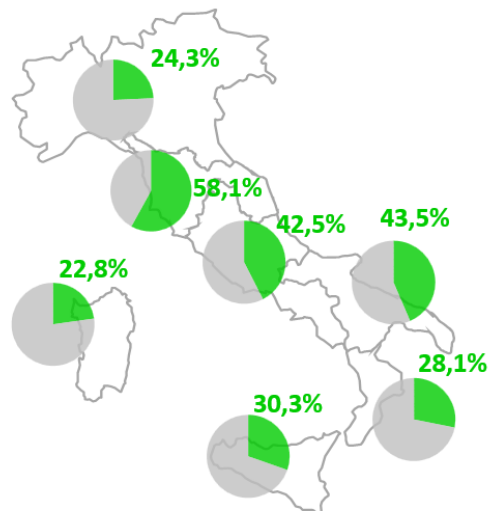


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto dell'Italia si attesta a 4,9 TWh, massimo da dicembre 2015 e su uno dei livelli più elevati di sempre (+2,2 TWh su dicembre). La crescita si concentra sulla frontiera settentrionale, e in particolare su quelle svizzera e francese, in virtù di quotazioni estere che tornano più frequentemente inferiori a quelle del Nord (entrambe in oltre il 70% delle ore, rispettivamente +19 p.p. e +31 p.p.,

con conseguente riduzione dei flussi in export e crescita di quelli in import), oltre che di un innalzamento della NTC. Sulle altre frontiere in aumento anche l'import netto dal Montenegro, mentre si osserva una riduzione dei flussi dalla Grecia, che registra prezzi superiori o uguali a quelli del Sud in circa il 90% delle ore (+20 p.p.) (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*	1.981.549 (971.762)	96,0% (78,9%)	3,6% (18,0%)	0,4% (3,1%)	57,8% (31,6%)	1,1% (6,2%)	3.295 (2.784)	1.998.517 (1.072.031)	1.998.517 (1.038.551)	1.212 (1.120)	16.968 (100.269)	16.968 (100.269)
Italia - Svizzera	2.218.938 (1.238.096)	100,0% (94,9%)	- (5,1%)	- (-)	- (-)	- (-)	4.068 (3.980)	2.309.545 (1.486.812)	n/a n/a	3.596 (2.633)	90.607 (248.716)	n/a n/a
Italia - Austria*	166.004 (179.262)	81,3% (87,4%)	13,4% (5,6%)	5,3% (7,0%)	73,7% (83,9%)	11,6% (5,4%)	310 (291)	178.511 (183.869)	178.511 (183.869)	121 (122)	12.507 (4.607)	12.507 (4.607)
Italia - Slovenia*	270.476 (321.519)	75,0% (88,0%)	18,8% (7,7%)	6,2% (4,3%)	57,8% (51,7%)	9,1% (2,2%)	683 (634)	337.064 (342.760)	337.064 (342.760)	669 (670)	66.588 (21.241)	66.588 (21.241)
Italia - Montenegro	411.193 (162.617)	99,2% (74,5%)	0,8% (25,5%)	- (-)	43,3% (10,6%)	- (0,7%)	602 (627)	421.842 (264.958)	n/a n/a	626 (660)	10.649 (102.340)	n/a n/a
Italia - Grecia	-145.896 (-117.111)	30,0% (32,8%)	69,0% (67,2%)	1,0% (-)	- (-)	- (-)	520 (525)	69.285 (75.607)	69.285 (75.607)	520 (525)	215.180 (192.717)	215.180 (192.717)
Italia - Malta	-32.481 (-63.859)	- (-)	66,5% (96,5%)	33,5% (3,5%)	- (-)	0,3% (-)	225 (225)	0 (-)	n/a n/a	225 (225)	32.481 (63.859)	n/a n/a
TOTALE**	4.869.784 (2.692.286)							5.314.764 (3.426.036)	2.583.377 (1.640.786)		444.980 (733.750)	311.243 (318.834)

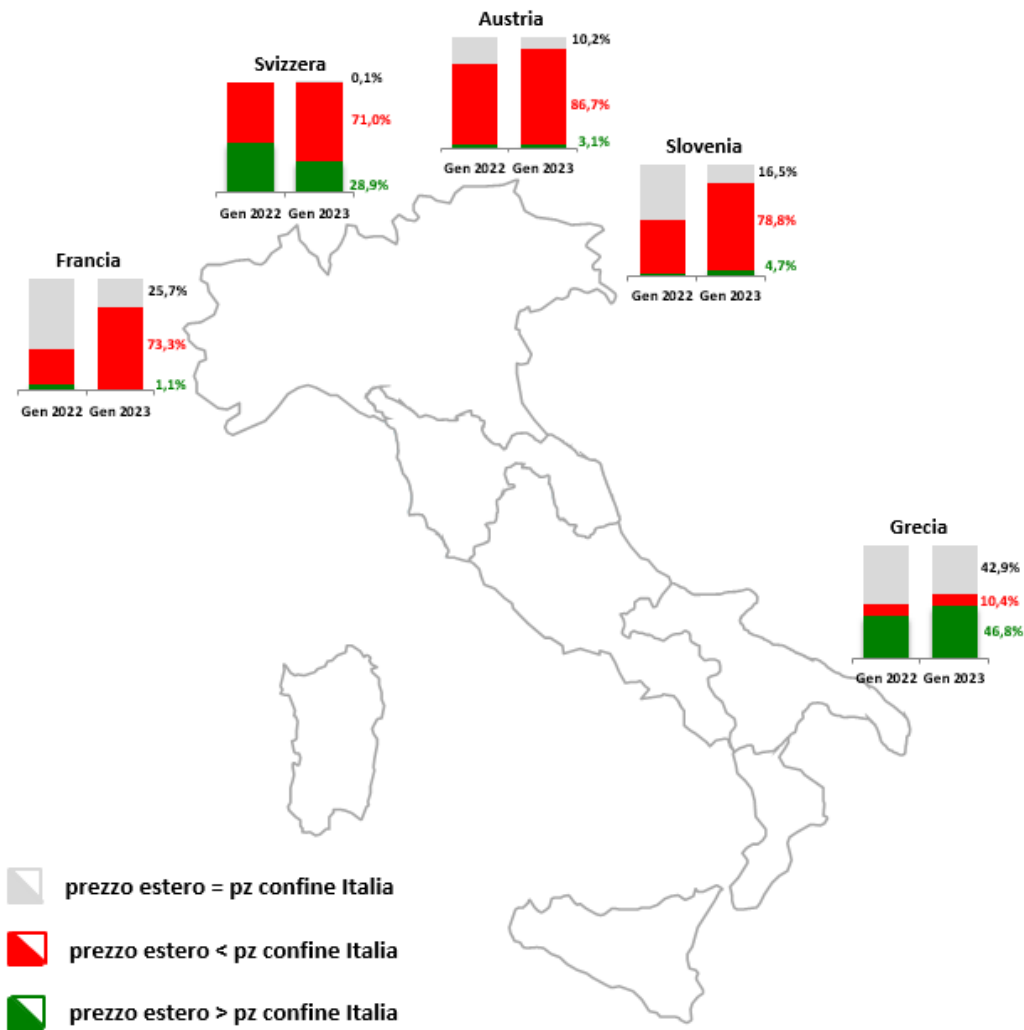
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

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

** al netto dei volumi scambiati con la Corsica

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

Fonte: GME, Refinitiv



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

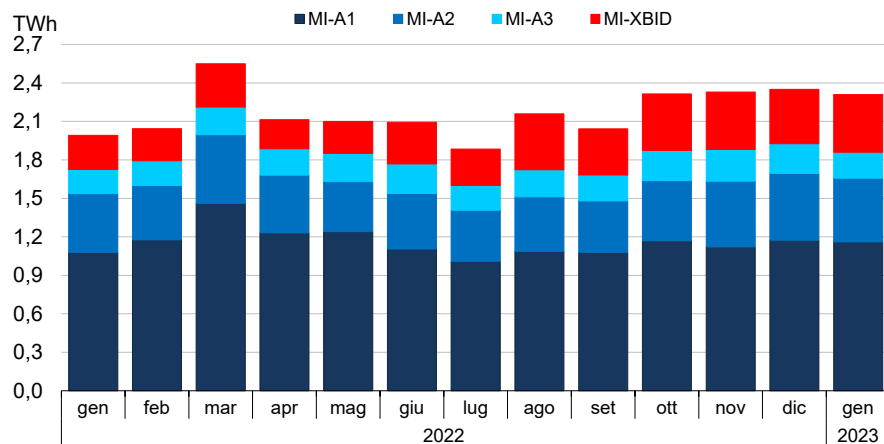
A gennaio i volumi complessivamente scambiati nel MI si attestano a 2,3 TWh (-1,8% su dicembre). La riduzione interessa i mercati in asta, su cui resta concentrata la gran parte degli scambi (1,9 TWh, 1,2 TWh sul MI-A1), mentre si portano ai massimi i volumi su XBID (448,8 GWh, per quasi 221 mila abbinamenti), la cui quota sul totale degli scambi resta al 19%. Oltre il 90% degli scambi XBID risulta ancora realizzato a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3) e oltre due terzi ha avuto una controparte estera, con finalità prevalente in export; si attesta invece al 25% la quota dei volumi scambiati tra zone nazionali e all'8% quella relativa

agli scambi all'interno della medesima zona nazionale. In calo anche sul MI, i prezzi osservati si attestano tra 174 €/MWh di MI2 e 184 €/MWh di MI3, allineati o inferiori ai corrispondenti valori del MGP nei mercati in asta e leggermente superiori su XBID (+1,2%). Il ranking dei prezzi zionali segue quanto osservato sul MGP, con quotazioni generalmente più elevate nelle centro-settentrionali (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 9). Si segnalano, su XBID, abbinamenti a prezzi negativi nelle zone meridionali e soprattutto sulle isole, in particolare in Sardegna, dove si raggiungono minimi a -160 €/MWh.

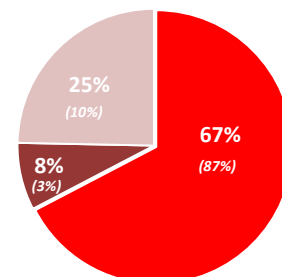
In tutti i grafici e in tutte le tabelle relative al Mercato infragiornaliero, la voce "Altri MI" si riferisce all'assetto del mercato infragiornaliero precedente al 22 settembre 2021.

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		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	566.255	7,8%	142.771	7,0%	60.747	6,4%	769.773	7,5%	90.495	55,9%	860.268	11,2%
Centro Nord	77.242	-5,9%	32.794	58,9%	14.235	44,7%	124.270	10,4%	23.252	48,9%	147.522	15,1%
Centro Sud	187.708	57,7%	79.957	44,8%	34.752	85,2%	302.417	56,7%	61.263	313,8%	363.680	75,0%
Sud	136.625	3,8%	92.093	3,3%	41.217	-11,8%	269.935	0,9%	62.086	33,4%	332.021	5,7%
Calabria	26.060	-22,2%	14.121	-4,8%	5.954	-23,6%	46.135	-17,8%	7.182	-9,9%	53.318	-16,8%
Sicilia	82.845	-13,4%	37.823	-0,1%	15.703	-9,5%	136.371	-9,6%	18.804	226,6%	155.175	-0,9%
Sardegna	17.117	-26,9%	24.596	136,5%	9.057	46,0%	50.770	26,8%	9.207	53,9%	59.977	30,3%
Estero	65.943	-0,5%	73.374	-24,9%	21.018	-16,4%	160.334	-15,3%	176.549	58,5%	336.883	12,1%
Totale	1.159.796	7,7%	497.527	8,3%	202.683	7,3%	1.860.006	7,8%	448.837	68,7%	2.308.843	15,9%

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA				Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID		Totale	
	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %	MWh	var %
Nord	565.467	-5,4%	146.439	-14,8%	62.186	5,3%	774.092	-6,6%	114.376	133,6%	888.467	1,3%
Centro Nord	86.153	77,0%	17.277	45,3%	9.432	76,6%	112.863	71,3%	24.499	189,5%	137.362	84,7%
Centro Sud	183.277	47,2%	78.363	38,7%	35.278	46,8%	296.918	44,8%	53.267	204,5%	350.185	57,4%
Sud	109.250	-31,9%	91.407	-7,3%	33.617	-20,2%	234.274	-22,2%	62.983	78,6%	297.257	-11,7%
Calabria	55.597	58,6%	23.310	-2,1%	10.290	17,8%	89.197	31,9%	10.317	111,0%	99.513	37,3%
Sicilia	88.366	53,0%	26.743	-21,8%	15.458	-13,8%	130.567	18,8%	16.846	140,7%	147.413	26,1%
Sardegna	21.078	69,3%	25.538	158,4%	5.761	-19,0%	52.378	77,9%	9.666	96,3%	62.043	80,5%
Estero	50.608	24,5%	88.450	68,6%	30.660	24,5%	169.718	44,2%	156.884	12,8%	326.602	27,2%
Totale	1.159.796	7,7%	497.528	8,3%	202.683	7,3%	1.860.006	7,8%	448.837	68,7%	2.308.843	15,9%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

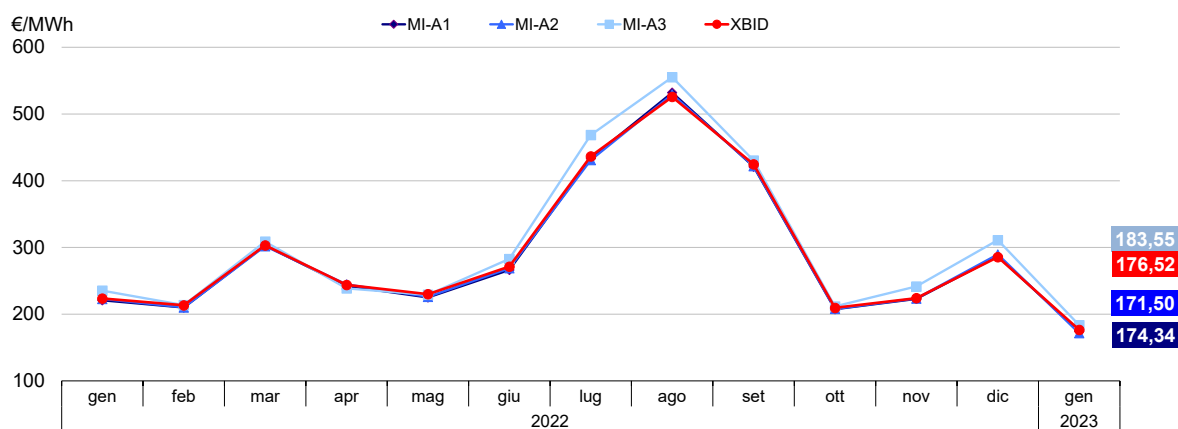


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero							
	MGP (1-24 h) €/MWh	MGP (13-24 h) €/MWh	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA	
			MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		X-BID (1-24 h)	
			€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	176,94	186,07	177,43 (+0,3%)	-20,9%	176,71 (-0,1%)	-22,0%	187,68 (+0,9%)	-21,4%	181,28 (+2,5%)	-19,1%
Centro Nord	177,13	186,58	177,79 (+0,4%)	-20,7%	176,94 (-0,1%)	-21,9%	192,13 (+3,0%)	-19,6%	185,00 (+4,4%)	-18,9%
Centro Sud	172,63	184,89	173,77 (+0,7%)	-20,5%	172,05 (-0,3%)	-22,5%	183,63 (-0,7%)	-21,6%	176,85 (+2,4%)	-19,9%
Sud	167,63	179,50	168,72 (+0,6%)	-22,3%	166,34 (-0,8%)	-24,2%	179,50 (-0,0%)	-22,6%	172,24 (+2,7%)	-21,6%
Calabria	163,32	174,43	164,58 (+0,8%)	-23,5%	162,33 (-0,6%)	-25,1%	174,18 (-0,1%)	-24,5%	166,69 (+2,1%)	-23,8%
Sicilia	163,65	175,09	164,83 (+0,7%)	-23,6%	162,49 (-0,7%)	-24,7%	173,60 (-0,8%)	-24,7%	167,28 (+2,2%)	-23,9%
Sardegna	168,16	181,32	169,81 (+1,0%)	-22,3%	169,92 (+1,1%)	-23,5%	189,86 (+4,7%)	-18,9%	174,36 (+3,7%)	-21,7%

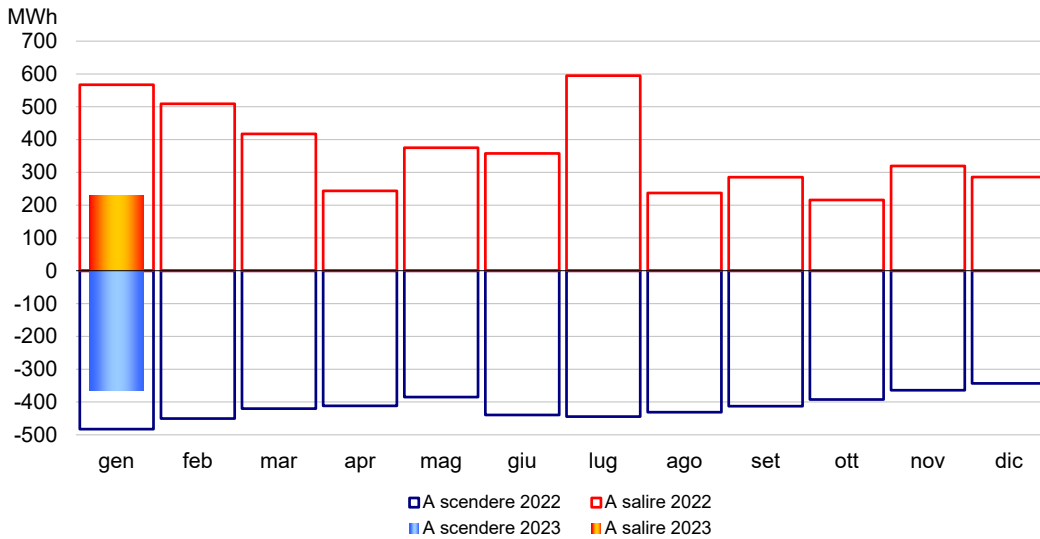
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Anche nel nuovo anno i volumi del mercato MSD ex-ante si mantengono sui livelli particolarmente bassi degli ultimi mesi del 2022, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire a 0,2 TWh e le sue vendite a 0,3 TWh (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

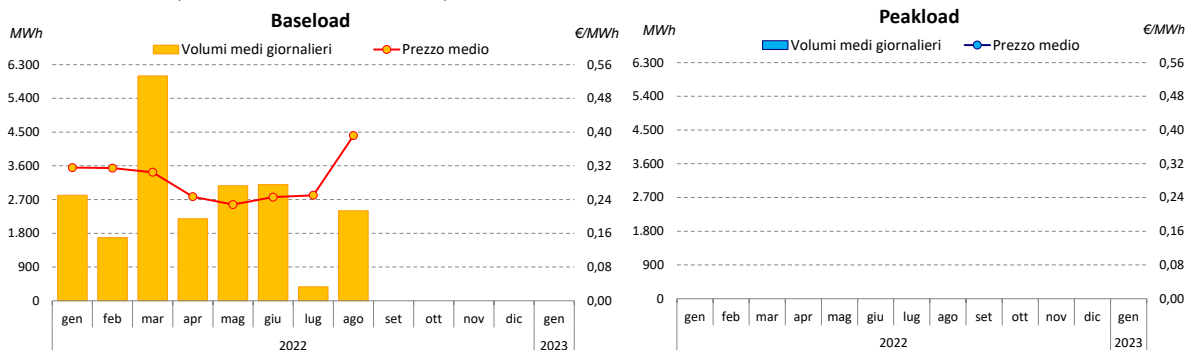
A gennaio non si sono registrati scambi sul MPEG (Figura 2).

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	-	0/29	-	-	-	-	-
	(31)	15/31	(0,32)	(0,25)	(0,35)	(42.240)	(2.816)
Peakload	-	0/21	-	-	-	-	-
	(-)	0/21	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Totale	-					-	
	(31)					(42.240)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE sono stati registrati 10 abbinamenti per 28 MW, pari a 27,0 GWh di cui 2,2 GWh relativi a contrattazioni bilaterali registrate a fini di clearing. Gli scambi hanno interessato il profilo baseload dei prodotti Febbraio 2023, Marzo 2023 e II Trimestre 2023, con prezzi di controllo in riduzione rispetto a dicembre 2022. In particolare il

prodotto Febbraio 2022 chiude il periodo di contrattazione a un prezzo di 173,85 €/MWh sul baseload e di 190,34 €/MWh sul peakload e una posizione aperta complessiva di 12,1 GWh. La posizione aperta complessiva a fine mese sale a 22,0 GWh (era 4,2 GWh a fine dicembre 2022) (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a gennaio

Fonte: GME

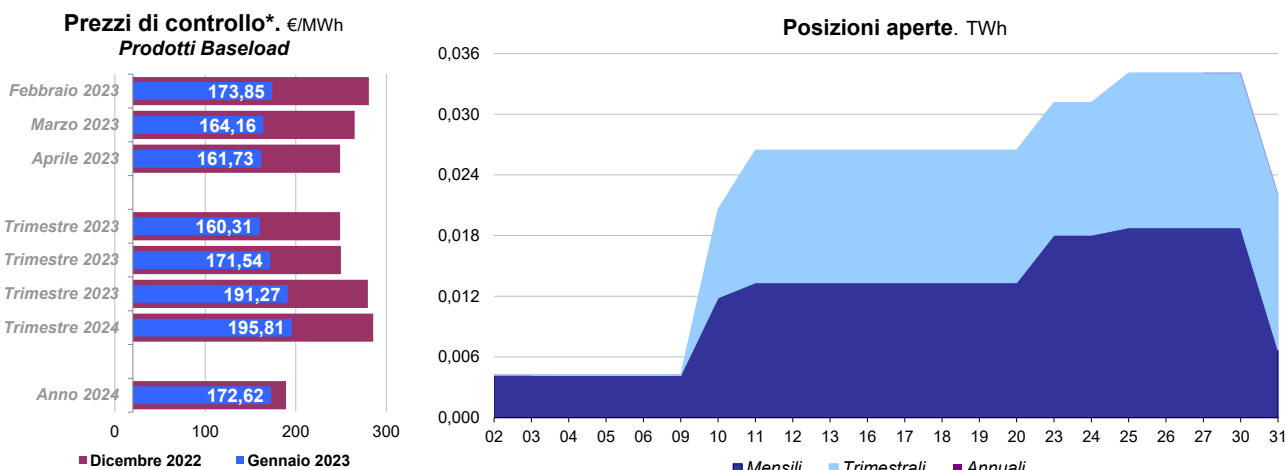
	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Febbraio 2023	173,85	-38,1%	2	14	-	14	600,0%	18	12.096
Marzo 2023	164,16	-38,1%	3	6	1	7	-	9	6.687
Aprile 2023	161,73	-35,0%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2023	159,61	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	160,31	-35,6%	3	6	1	7	-	7	15.288
III Trimestre 2023	171,54	-31,4%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2023	191,27	-31,6%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2024	195,81	-31,4%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	172,62	-8,8%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			8	26	2	28			21.975

	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 2023	190,34	-37,4%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2023	176,93	-37,4%	-	-	-	-	-	-	-
Aprile 2023	168,67	-34,3%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2023	170,46	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	172,65	-34,8%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	188,68	-30,6%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2023	231,29	-29,8%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2024	218,32	-28,8%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	190,57	-8,5%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			-
TOTALE			8	26	2	28			21.975

* 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 si attestano a 19,8 TWh, mentre la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE risulta pari a 12,1 TWh (Tabella 11). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni

registrate e posizione netta, si attesta a 1,63 (Grafico 10). Quanto ai programmi registrati, ammontano a 6,7 TWh nei conti in immissione e a 8,1 TWh in quelli in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 5,4 TWh e 4,0 TWh.

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

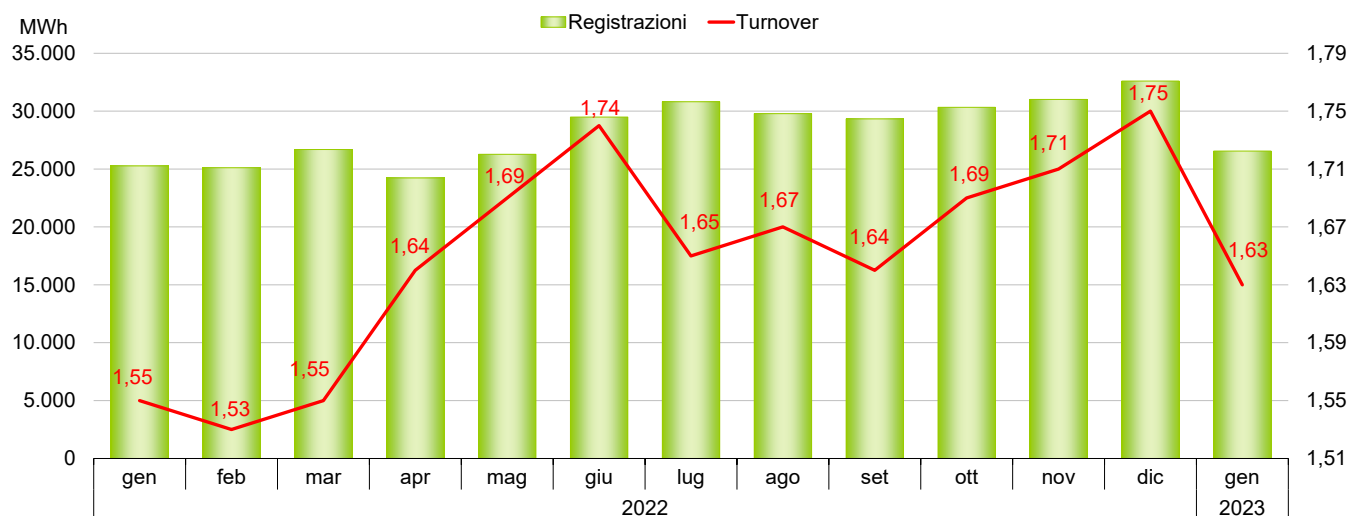
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura					
				Immissione		Prelievo		
				MWh	Variazione	MWh	Variazione	
Baseload	1.972.908	- 62,5%	10,0%	Richiesti	7.810.980	-1,0%	8.064.606	-1,5%
Off Peak	0	-	-	Rifiutati	1.086.050	-33,6%	928	-98,9%
Peak	1.056	- 99,4%	0,0%	Registrati	6.724.930	+7,6%	8.063.678	-0,4%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	1.973.964	- 65,3%	10,0%	Sbilanciamenti a programma	5.375.862	-9,1%	4.037.114	-0,7%
Totale Non standard	17.784.482	+35,7%	90,0%	Saldo programmi	1.076	100%	1.339.824	-27,5%
PCE bilaterali	19.758.446	+5,1%	100,0%					
MTE	2.976	+300,0%	0,0%					
MPEG	-	-	-					
TOTALE PCE	19.761.422	+4,9%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	12.100.792	- 0,5%						

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

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

Fonte: GME



PROCEDURA DI ASSEGNAZIONE ENERGY RELEASE

In data 11 gennaio 2023 il Gme, in attuazione di quanto disposto dal decreto del Ministro della Transizione ecologica n. 341 del 16.09.2022, ha comunicato gli esiti della procedura per l'assegnazione ai clienti finali 'prioritari' (industriali, interrompibili pmu ed utenti delle isole Sardegna e Sicilia) dell'energia elettrica nella disponibilità del Gse, prodotta da impianti a fonti

rinnovabili che beneficiano di tariffe onnicomprensive, Ritiro dedicato o Scambio sul posto e che non rientrano nel perimetro della norma extra profitti. L'energia resa disponibile dal Gse per l'assegnazione, pari a 16.024.960 MWh/anno, è stata interamente assegnata a 1.420 clienti finali prioritari al prezzo di allocazione di 210 €/MWh previsto dal suddetto decreto.

Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A gennaio i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 7.584 milioni di mc (80,2 TWh), in corrispondenza di importazioni tramite gasdotto e GNL complessivamente pari a 5.283 milioni di mc (55,9 TWh), di cui il 60% concentrato nei punti di Mazara, Passo Gries e Melendugno (32,9 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, si rilevano erogazioni pari al 27% del totale immesso in rete (21,6 TWh) e iniezioni per 0,03 TWh. La produzione nazionale si porta a 258 milioni di mc

(2,7 TWh). Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME, i volumi negoziati si attestano a 19,3 TWh, valore rappresentativo di una quota pari al 24,1% del totale dei consumi. Gli scambi risultano ancora concentrati nei mercati day-ahead (77%), in particolare a negoziazione continua (9,4 TWh e nuovo massimo storico). Per quanto riguarda i prezzi, scendono le quotazioni su tutti i mercati, in linea con le dinamiche osservate sui principali hub europei (PSV: 69 €/MWh; TTF: 63 €/MWh).

IL CONTESTO

A gennaio i consumi di gas naturale in Italia si portano a 7.584 milioni di mc (80,2 TWh), di cui 953 milioni di mc (10,1 TWh) relativi al settore industriale e 4.536 milioni di mc (48,0 TWh) a quello civile, ambedue in crescita sul mese precedente. Si attesta a 1.796 milioni di mc (19,0 TWh) la domanda del comparto termoelettrico, in calo rispetto a dicembre in corrispondenza di un incremento delle importazioni di energia elettrica e maggiore disponibilità di offerta rinnovabile. In calo, infine, le esportazioni e gli altri consumi, a 300 milioni di mc (3,2 TWh).

Sul lato delle importazioni (5.283 milioni di mc, 55,9 TWh), i volumi di gas in ingresso tramite gasdotto ammontano a 4.059 milioni di mc (42,9 TWh), di questi circa il 33% proveniente dall'Algeria, mentre quelli tramite GNL risultano

pari a 1.224 milioni di mc (12,9 TWh). Rispetto a dicembre la modulazione dei flussi di import per singoli punti di entrata mostra una crescita più consistente a Tarvisio (7,8 TWh, 14% del totale) e Passo Gries (10,2 TWh, con una quota al 18%) e più contenuta a Melendugno (8,4 TWh, 15%). In calo i flussi a Mazara (14,3 TWh) e Gela (2,2 TWh), mentre tra i terminali di rigassificazione in evidenza la riduzione dell'import a Cavarzere (6,8 TWh), che spinge la quota complessiva al 23% del totale approvvigionato.

A gennaio continuano le erogazioni dai siti di stoccaggio (21,6 TWh), ma si registrano anche iniezioni (0,03 TWh concentrate in un solo giorno), con la giacenza complessiva di gas naturale nell'ultimo giorno del mese che ammontava a 8.283 milioni di mc (87,6 TWh).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.283	55,9	-15,9%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.354	14,3	-29,4%
Tarvisio	735	7,8	-54,3%
Passo Gries	963	10,2	+15,5%
Gela	212	2,2	-6,2%
Gorizia	-	-	-100,0%
Melendugno	795	8,4	+9,6%
Panigaglia (GNL)	259	2,7	+492,8%
Cavarzere (GNL)	640	6,8	+5,0%
Livorno (GNL)	324	3,4	+6,3%
Produzione Nazionale	258	2,7	-1,4%
Erogazioni da stoccaggi	2.046	21,6	-36,1%
TOTALE IMMESSO	7.587	80,2	-22,1%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>	<i>7.285</i>	<i>77,0</i>	<i>-23,0%</i>
Industriale	953	10,1	-16,9%
Termoelettrico	1.796	19,0	-31,9%
Reti di distribuzione	4.536	48,0	-20,1%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>300</i>	<i>3,2</i>	<i>+6,0%</i>
TOTALE CONSUMATO	7.584	80,2	-22,1%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>3</i>	<i>0,0</i>	<i>-</i>
TOTALE PRELEVATO	7.587	80,2	-22,1%

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

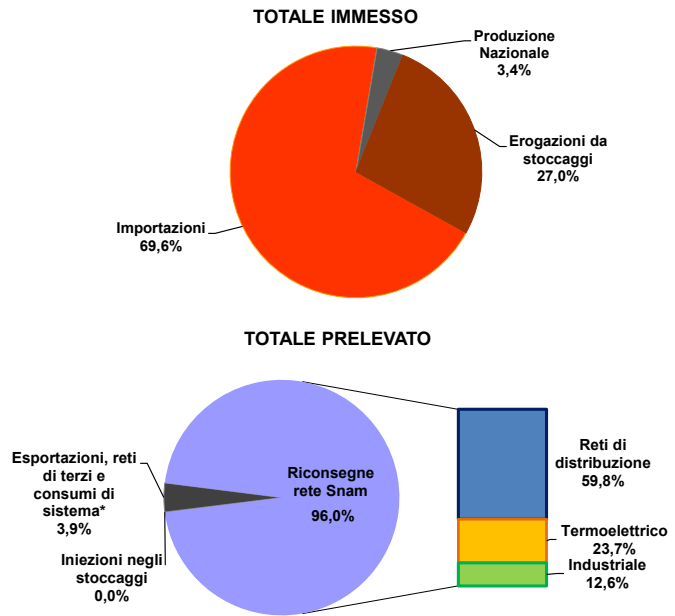
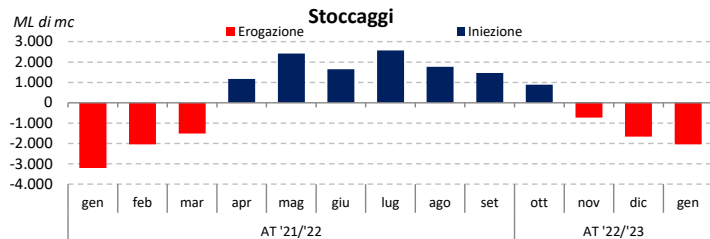
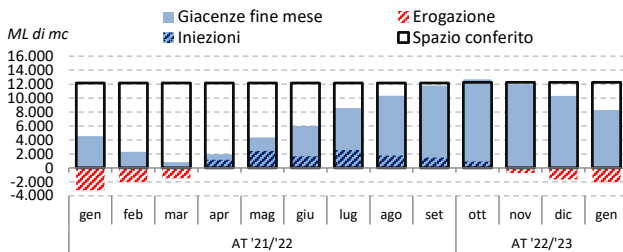


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/01/2023)	8.283	87,6	+81,9%
Erogazione (flusso out)	2.046	21,6	-36,1%
Iniezione (flusso in)	3	,0	-
Flusso netto	2.043	21,6	-36,2%
Spazio conferito su base annuale	12.272	129,8	+0,8%
Giacenza/Spazio conferito	67,5%		+30,1 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, le quotazioni sui principali hub europei tornano, dopo due rialzi consecutivi, in flessione sul mese precedente, attestandosi ai minimi da ottobre 2021, a 68,6 €/MWh al PSV e a 63,3 €/MWh al TTF. Entrambe le quotazioni presentano un andamento altalenante, ma con una tendenza ribassista nell'arco del mese, confermata dal fatto che i prezzi toccano i loro livelli minimi a metà

e alla fine del mese in analisi. Inoltre, rispetto al periodo precedente, a partire dalla prima settimana del mese si osserva anche un più elevato e stabile scollamento tra i due riferimenti: il differenziale mensile tra il prezzo italiano e quello olandese si porta, infatti, a 5,4 €/MWh (era 3,1 €/MWh il mese precedente), oscillando su valori giornalieri compresi tra +2,6 €/MWh e +7,7 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 19,3 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 24% (in lieve aumento rispetto al mese precedente). Rispetto a dicembre si consolida il trend rialzista degli scambi sull'orizzonte day-ahead sia a negoziazione continua (9,4 TWh, +16,7% e nuovo massimo storico), il cui peso nel mercato a pronti risulta pari al 49%, che nel comparto AGS in asta (5,4 TWh, +52,4%), pari al 28% dei volumi totali del MP-GAS. Relativamente a quest'ultimo segmento, 2,5 TWh sono relativi ad acquisti di Snam, in corrispondenza della suddetta riattivazione del servizio di riempimento di ultima istanza degli stoccaggi. Con un avviso, infatti, Snam ha comunicato che per il suddetto scopo a partire dal 30 dicembre 2022 "e fino a nuova comunicazione", il Tso darà corso all'acquisto "fino a un quantitativo giornaliero di 500.000 MWh" nell'ambito del comparto per l'approvvigionamento gas di sistema (AGS) del mercato a pronti (AGS MI + AGS MGP) organizzato dal Gme.

Sull'orizzonte intraday gli scambi scendono, invece, a 4,1 TWh (-26%), effettuati esclusivamente sul mercato a negoziazione continua, il cui peso sul mercato a pronti si porta al 21%. Su tale comparto risultano, in controtendenza rispetto ai mesi precedenti, minori movimentazioni del

Responsabile del Bilanciamento (1,1 TWh, -54,6%), a fronte di un più moderato calo degli scambi tra operatori diversi dal RdB (3,0 TWh, -4,4%). Nessuno scambio, invece, nel comparto AGS.

Le quantità scambiate sul MGS si attestano a 0,4 TWh, in flessione rispetto al mese precedente, con movimentazioni effettuate da Snam, sia lato acquisto che vendita e con finalità di bilanciamento, pari a 0,22 TWh e contrattazioni tra operatori terzi pari a 0,17 TWh.

Le quotazioni registrate sui mercati a pronti risultano ovunque in ribasso rispetto a dicembre e in linea con gli andamenti dei prezzi sui principali hub europei su livelli compresi tra 67,64 €/MWh di MGP-Gas a negoziazione continua e 65,52 €/MWh di MGS che riduce, rispetto ai mesi precedenti, il differenziale con i mercati title.

Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a gennaio non sono stati registrati scambi, nulla anche la posizione aperta.

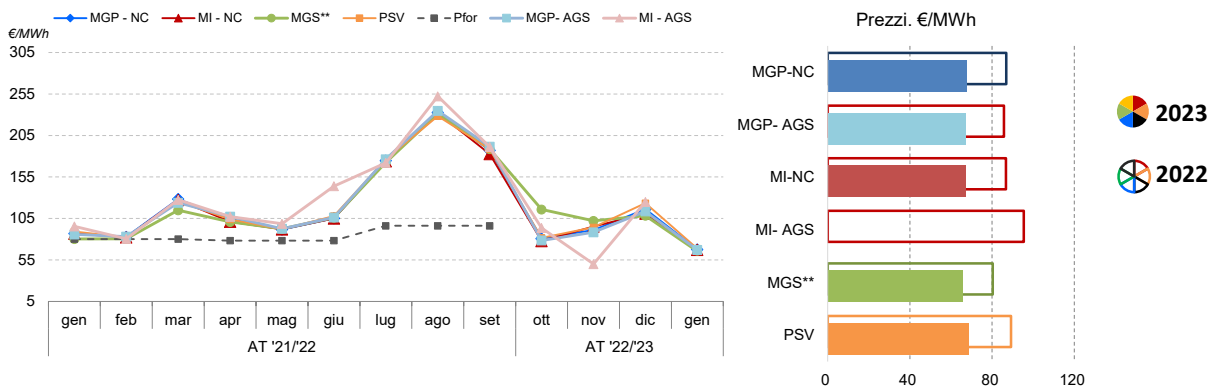
Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a gennaio sono stati scambiati 364,1 GWh, riferiti al periodo di consegna Marzo 2023, ad un prezzo medio di 61,27 €/MWh, anch'esso in ribasso rispetto alle sessioni dei mesi precedenti.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

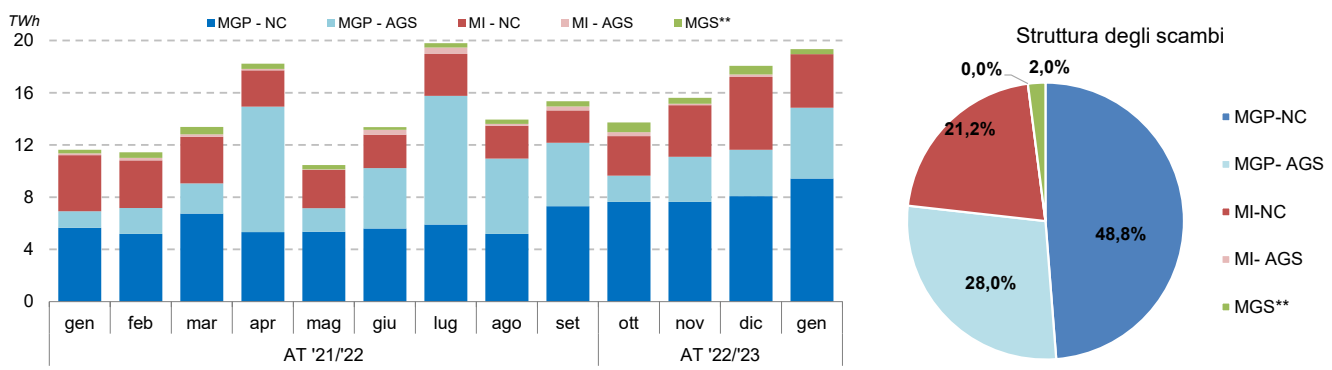
Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh		
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var	
MP-GAS							
<i>MGP</i>							
Negoziazione continua	67,64	(86,91)	-22,2%	46,00	150,00	9.433.464	(5.660.088) +66,7%
Comparto AGS	67,12	(85,76)	-21,7%	58,20	78,00	5.419.632	(1.263.000) +329,1%
<i>MI</i>							
Negoziazione continua	67,15	(86,71)	-22,5%	54,00	80,95	4.100.568	(4.300.800) -4,7%
Comparto AGS	-	(95,43)	-100,0%	-	-	-	(136.872) -100,0%
<i>MGS**</i>							
Stogit	65,52	(80,28)	-18,4%	56,11	77,92	392.639	(278.463) +41,0%
Edison	-	(-)	-	-	-	-	(-) (-)
MPL	-	(-)	-	-	-	-	(-) (-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO GAS ITALIA



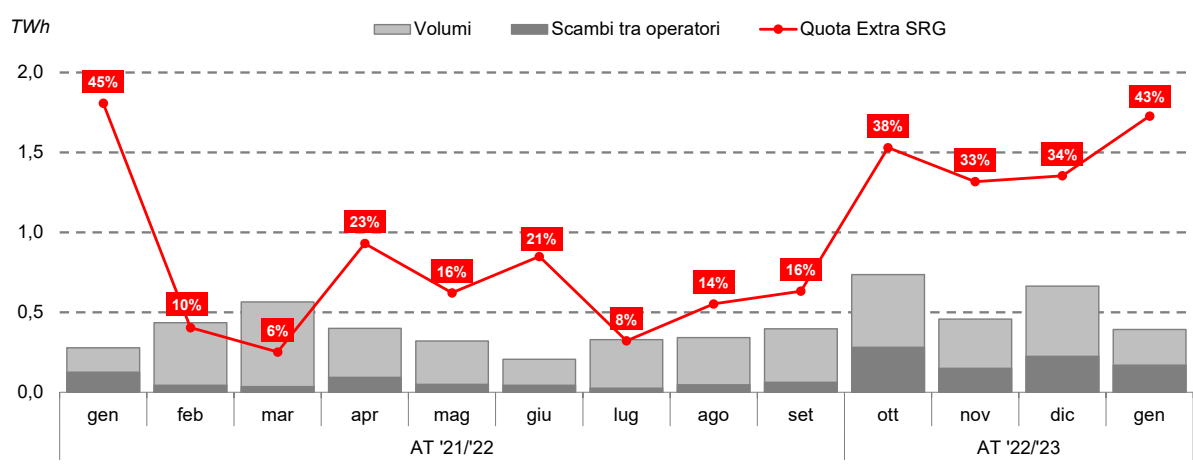
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit 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	392.639	(278.463)	392.639	(278.463)	-	(-)	-	(-)
SRG	91.865	(142.168)	131.187	(10.453)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	91.865	(142.168)	131.187	(10.453)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	300.774	(136.295)	261.452	(268.010)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



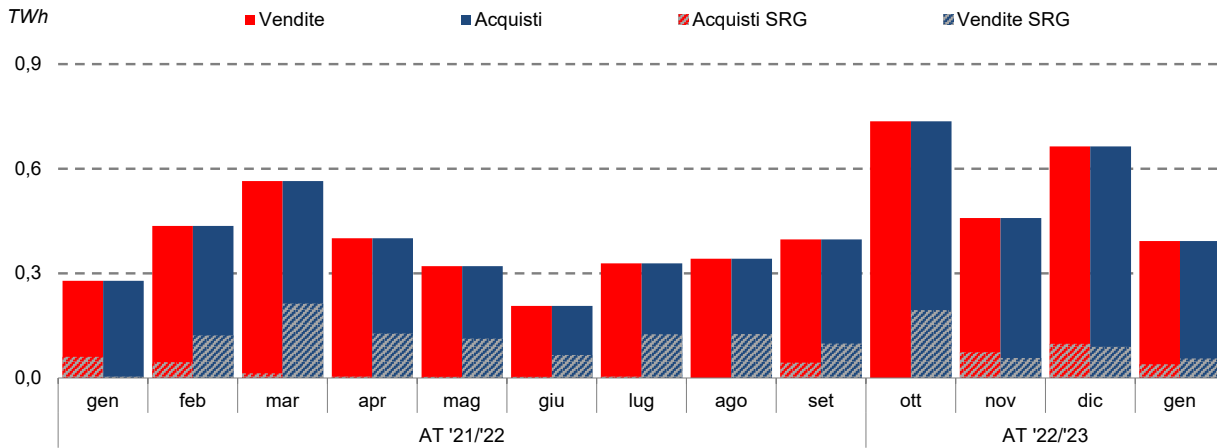


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo €/MWh	Prezzo massimo €/MWh	Prezzo di controllo* €/MWh	Negoziazioni N.	Volumi MWh	Registrazioni N.	Volumi MWh	Volumi MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2023-01	-	-	72,24	-12,7%	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2023-02	-	-	65,78	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-02	-	-	67,15	-19,1%	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-03	-	-	56,01	-34,4%	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-04	-	-	59,70	-34,3%	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-05	-	-	57,43	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-02	-	-	57,58	-34,9%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-03	-	-	60,32	-35,4%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-04	-	-	66,29	-28,3%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-01	-	-	67,19	-23,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2023/2024	-	-	66,40	-27,9%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2023	-	-	57,47	-34,2%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2024	-	-	61,83	-21,0%	-	-	-	-	-	-	-
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

■ A gennaio si confermano a ridosso dei livelli più bassi da inizio 2022 le quotazioni di greggio e combustibili, mentre scendono ai minimi da ottobre 2021 i principali riferimenti europei del gas e dell'elettricità.

A gennaio, pur in lieve rialzo mensile, si confermano sui livelli più bassi dal primo trimestre 2022 le quotazioni del Brent (84,22 \$/bbl, +1% su dicembre), dell'olio combustibile (547,67 \$/MT, +9%) e del gasolio (911,94 \$/MT, +4%). Ai minimi dallo stesso periodo anche il prezzo del carbone, che torna in riduzione mensile (179,86 \$/MT, -22%). Aspettative ribassiste si rilevano anche sui mercati futures che quotano per il prossimo trimestre greggio, derivati e carbone su livelli

sostanzialmente allineati o inferiori agli attuali spot. Al terzo rialzo consecutivo il tasso di cambio euro/dollaro (1,08 €/€, +2%), la cui dinamica congiunturale agisce in maniera differente sulle variazioni delle commodities nella loro conversione in euro, invertendo, da un lato, la variazione mensile del Brent, e favorendo, dall'altro, un'attenuazione della crescita osservata su gasolio e olio combustibile e una modesta intensificazione della riduzione del carbone.

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

Fonte: Refinitiv

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/BBL	84,22	1%	-3%				83,97	3%	84,06	3%		
Olio Combustibile	USD/MT	547,67	9%	-9%	438,75	436,68	3%	440,34	4%	441,74	4%	441,95	
Gasolio	USD/MT	911,94	4%	25%	921,00	918,49	5%	897,01	4%	865,06	4%		
Carbone	USD/MT	179,86	-22%	19%	202,44	179,86	-28%	171,95	-30%	171,30		188,00	

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	78,19	-1%	1%			-	77,63	-	77,56	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	508,18	7%	-5%		404,40	-	407,06	-	407,58	-	402,23	-
Gasolio	EUR/MT	846,39	2%	31%		850,13	-	828,76	-	797,74	-		-
Carbone	EUR/MT	167,15	-24%	25%		166,35	-	158,75	-	157,85	-	170,89	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,08	2%	-5%	1,07	1,08	-	1,08	-	1,08	-	1,10	-

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

Fonte: Refinitiv

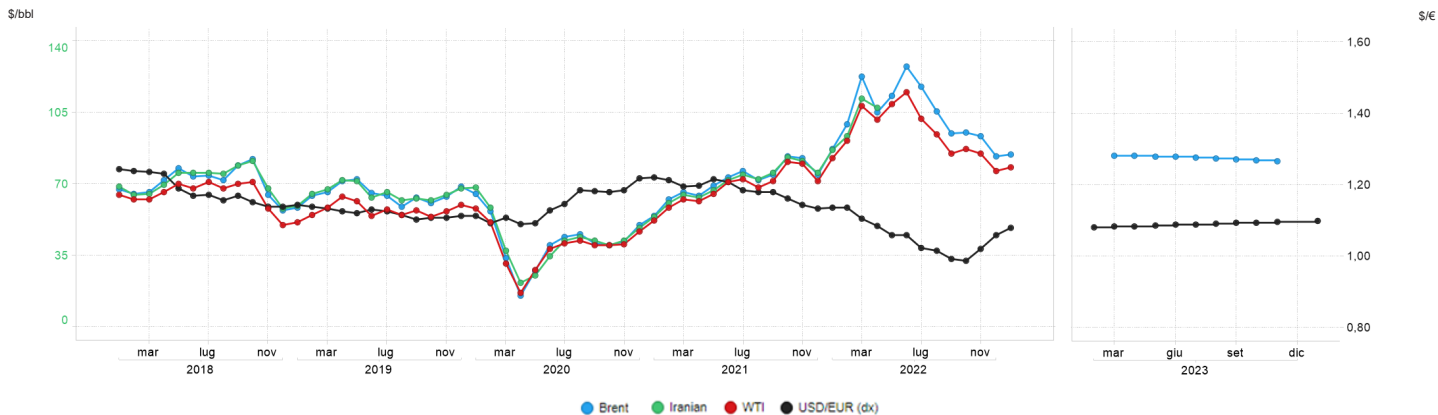


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

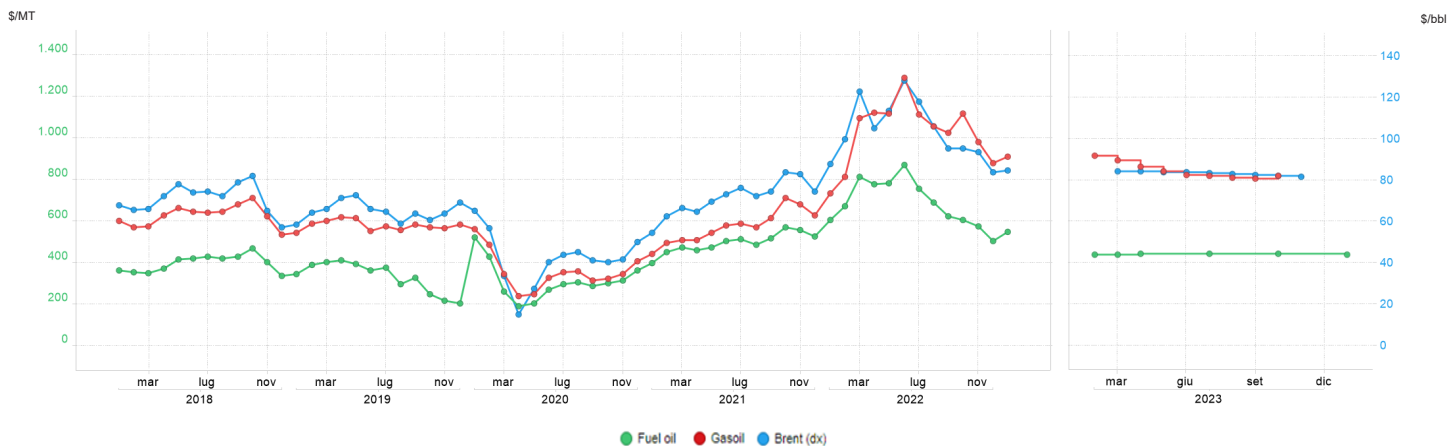
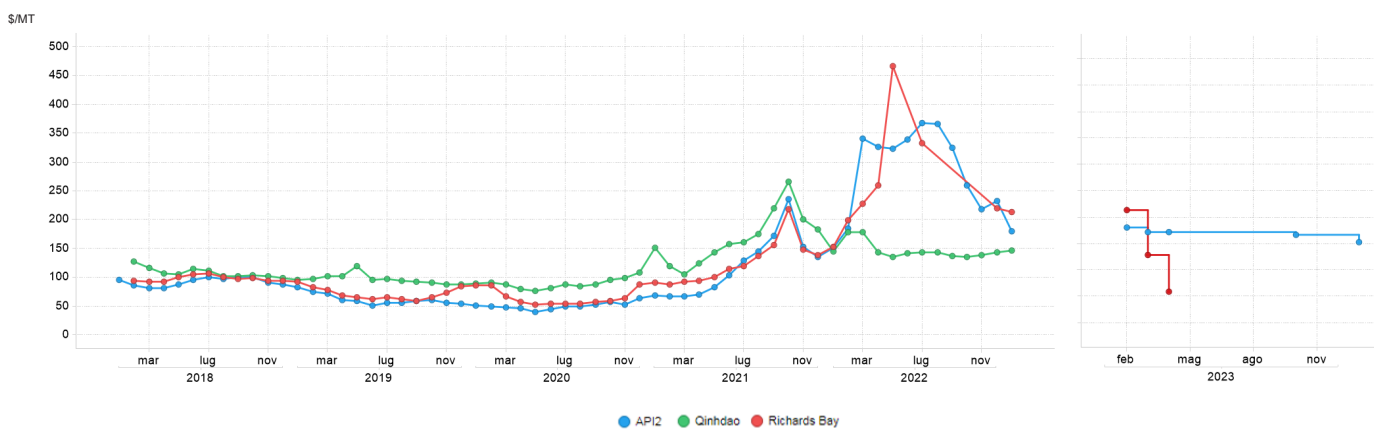


Grafico 3: Carbone*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



*A partire dal 1 aprile 2022 la quotazione del carbone presente in tabella e rappresentata nel grafico si riferisce al prodotto M-1.

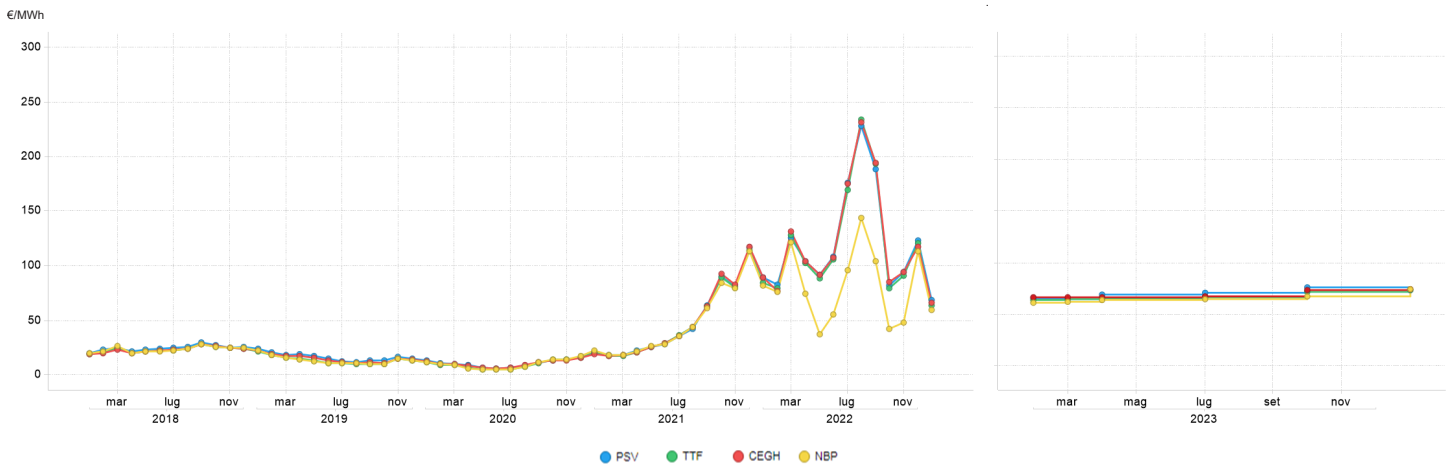
Il nuovo anno si apre con una decisa flessione dei prezzi sui principali hub europei, che si portano ai minimi da ottobre 2021, attestandosi sui 69 €/MWh al PSV italiano e sui 63 €/MWh al TTF olandese. Torna ad aprirsi lo spread tra le due quotazioni, salendo ai massimi da agosto (5,35 €/MWh,

+2,23 €/MWh) e risultando positivo praticamente in tutto il mese. Analoghe dinamiche ribassiste anche sui mercati futures, che stimano quotazioni non distanti dagli attuali livelli spot anche per i prossimi mesi e uno spread atteso PSV-TTF sempre positivo, ma in calo.

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

Fonte: Refinitiv

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
PSV	IT	68,62	-44%	-23%	81,00	65,63	-43%	64,91	-43%	68,79	-47%	76,00	
TTF	NL	63,27	-47%	-25%	83,50	63,44	-45%	64,52	-45%	65,26	-45%	70,40	
CEGH	AT	66,36	-43%	-25%	81,73	66,07	-43%	66,29	-43%	66,54	-42%	69,69	
NBP	UK	59,82	-47%	-27%	74,79	61,33	-47%	61,81	-46%	63,97	-78%		



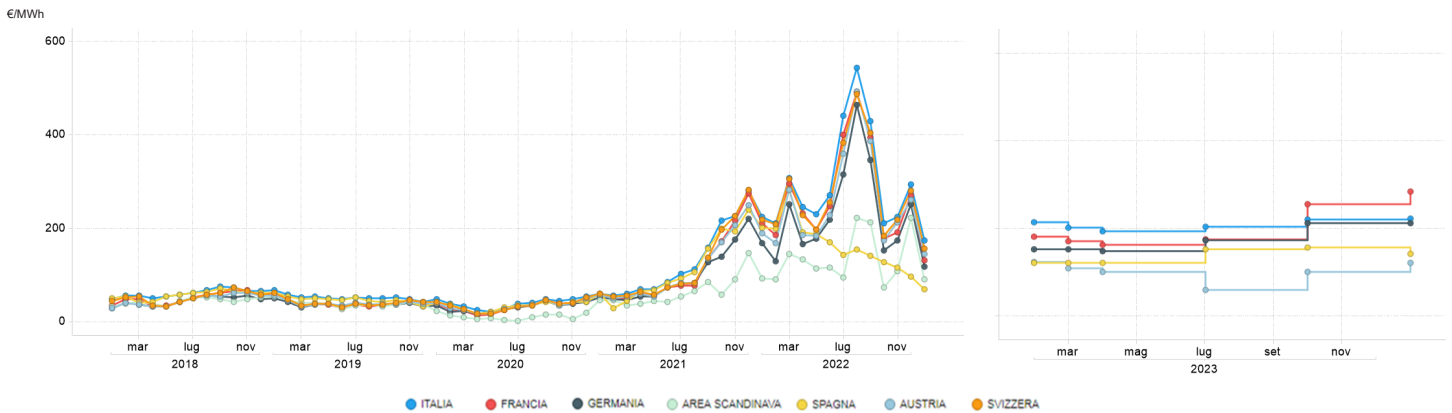
Al pari del gas, anche i prezzi sulle principali borse elettriche europee toccano i minimi dall'autunno 2021. Il Pun italiano scende a 174,49 €/MWh, mentre sulle altre borse dell'Europa centro-settentrionale i prezzi si attestano tra 117,83 €/MWh della Germania e 157,26 €/MWh della Svizzera. Resta più bassa la quotazione spagnola (69,55

€/MWh), per effetto del meccanismo di cap imposto al prezzo offerto dalle unità di produzione a gas, e ancora inferiore anche a quella dell'Area Scandinava (91,24 €/MWh). Anche i mercati futures rivedono al ribasso le quotazioni per i prossimi mesi, attestatesi mediamente in corso di mese su livelli ovunque superiori agli attuali spot.

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	174,49	-41%	-22%	282,40	213,66	-35%	201,51	-34%	194,25	-22%	164,29	30%
FRANCIA	132,10	-51%	-38%	270,89	181,93	-61%	170,44	-47%	163,65	-21%	199,19	
GERMANIA	117,83	-53%	-30%	251,62	152,26	-52%	152,61	-47%	149,14	-22%	181,50	
AREA SCANDINAVA	91,24	-59%	-2%	166,00	124,74	-52%	108,56	-52%	101,90	-53%	73,35	
SPAGNA	69,55	-28%	-66%	134,00	120,74	-25%	122,34	-27%	121,68	-27%	122,27	
AUSTRIA	144,56	-45%	-24%									
SVIZZERA	157,26	-44%	-28%									



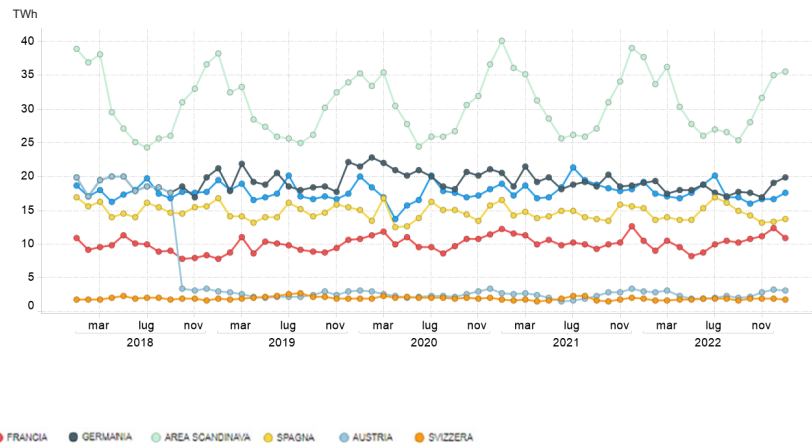
Relativamente ai volumi scambiati sui principali mercati elettrici a pronti, si rileva una generale crescita mensile per l'Area scandinava (35,6 TWh, +1%), la Germania (20,0

TWh, +4%), l'Italia (17,6 TWh, +6%) e la Spagna (13,7 TWh, +3%), mentre si riducono gli scambi in Francia (10,9 TWh, -13%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,6	6%	-9%
FRANCIA	10,9	-13%	4%
GERMANIA	20,0	4%	5%
AREA SCANDINAVA	35,6	1%	-6%
SPAGNA	13,7	3%	-10%
AUSTRIA	3,2	-5%	3%
SVIZZERA	1,9	-3%	-6%



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

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

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

Mercati ambientali

A cura del GME

■ A gennaio le contrattazioni dei titoli di efficienza energetica risultano in aumento sia sul mercato organizzato (MTEE) che sulla piattaforma bilaterale (rispettivamente, +43,9% e +15,6%). Diverse, invece, le dinamiche di prezzo, in lieve aumento sul MTEE (254,98 €/tep, +0,9%), ma in calo sulla PBTEE (-16,3%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO)

il prezzo medio si porta a 7,78 €/MWh (+17,6%), in corrispondenza di maggiori scambi (+118%). In aumento anche le registrazioni bilaterali (+135%), con il prezzo in calo a 1,21 €/MWh (-28%). Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 1,4 TWh, ad un prezzo medio di 7,94 €/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 (PBTEE)

Il prezzo medio registrato sul MTEE a gennaio si attesta a 254,98 €/tep, in lieve crescita rispetto al mese precedente (+0,9%), ma su livelli sostanzialmente in linea con quelli registrati nel corso dell'ultimo anno. Sulla piattaforma bilaterale, invece, la quotazione media complessiva scende a 191,71 €/tep (-16,3%), portando lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 63 €/tep. Tale differenziale scende, tuttavia, a 18 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari all'81% (-11 p.p. su dicembre). In riduzione al 72% (-3 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli

minimo e massimo di mercato (242,50-257,50 €/tep). I titoli negoziati sul MTEE si attestano a 140,2 mila tep (+43,9% su dicembre), con la liquidità del mercato al 76% (+4 p.p. rispetto al mese precedente), a fronte di una meno intensa crescita delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 43,8 mila tep (+15,6%). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine gennaio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 68.780.045 tep, in aumento di 63.882 tep rispetto a fine gennaio. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.015.609 tep, in crescita di 63.702 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	254,98	+0,9%	242,50	257,50	140.224	+43,9%	35,75	+45,2%	150	-97,3%	0,1%	-5,6 p.p.	4	-2
Bilaterali	191,71	-16,3%	0,00	254,50	43.762	+15,6%	8,39	-3,3%						
con prezzo >1	236,84	-4,7%	105,83	254,50	35.424	+1,5%	8,39	-3,3%						
Totale	239,93	-2,5%	0,00	257,50	183.986	+36,0%	44,14	+32,6%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

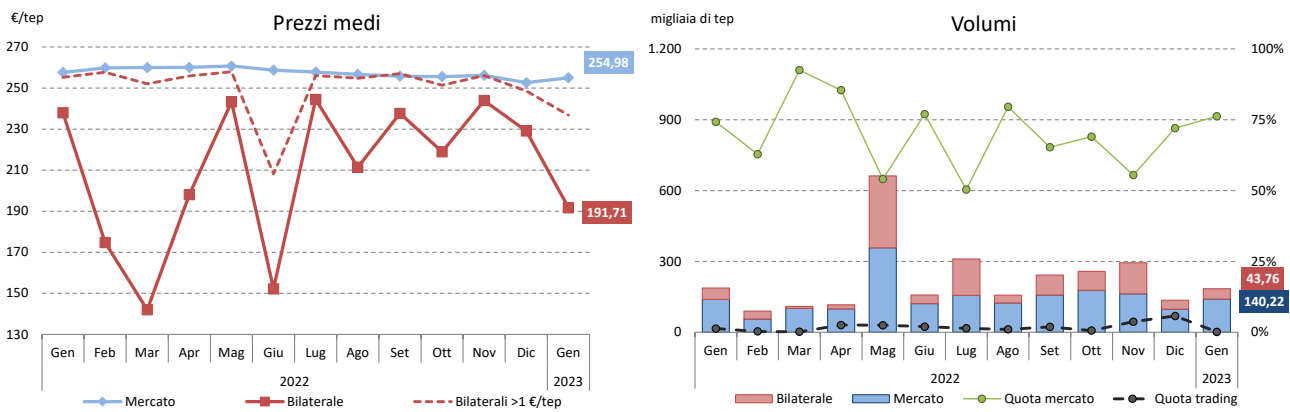


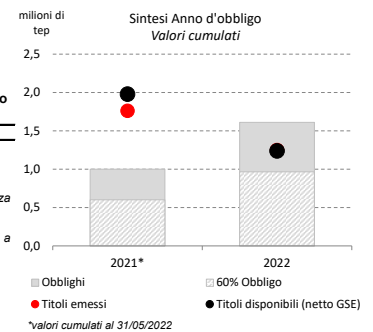
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep	Titoli sul conto GSE** tep
Sessioni N*	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	€/tep						
30	256,12	1.137.786	597.899	255,28	526.523	250,00	3.015.609	68.780.045	1.776.335	

*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/EFR e ss.mm.ii. Il GME non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

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

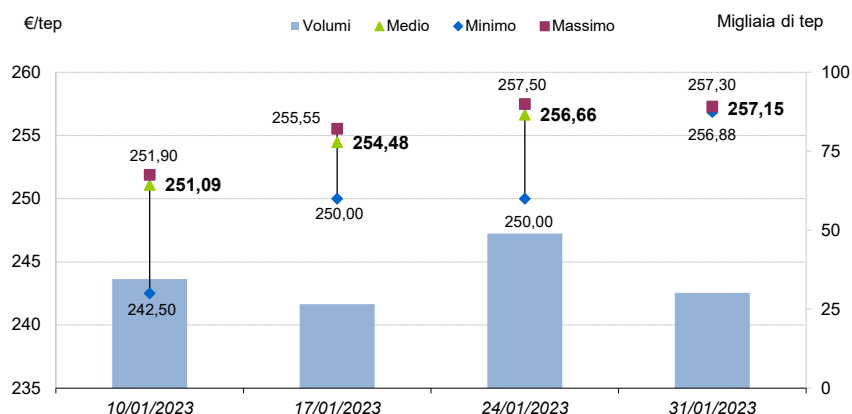


L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie in crescita, da 251,09 €/tep della prima sessione del mese a 257,15 €/tep dell'ultima. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta mediamente pari a 5,72 €/tep, in

linea con quanto rilevato nel mese precedente. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 35,1 mila tep, con un massimo di 48,9 mila tep raggiunto nella sessione del 24 gennaio.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nel mese di gennaio il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, si porta a 7,78 €/MWh (+17,6% su dicembre), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 1,21 €/MWh (-27,8%), con il loro differenziale che si porta a 6,56 €/MWh. Sul MGO, a fronte del calo delle quotazioni sulle tipologie Idroelettrico (7,65 €/MWh), crescono le quotazioni delle categorie Solare (7,73 €/MWh), Altro (7,77 €/MWh) e Eolico (7,95 €/MWh). Variano, invece, tra 0,54 €/MWh della tipologia Geotermoelettrico ed i 3,22 €/MWh della

tipologia Altro i prezzi sulla PBGO. I volumi negoziati sul mercato crescono a quasi 100 mila MWh (+118% rispetto al mese precedente), mentre salgono a circa 11 TWh (+135% su dicembre) quelli registrati sulla piattaforma bilaterale, seguendo la tendenza alla crescita tipicamente osservata all'approssimarsi della scadenza del periodo di contrattazione. Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 1,4 TWh, ad un prezzo medio di 7,94 €/MWh, in aumento rispetto all'asta precedente (+22,7%).

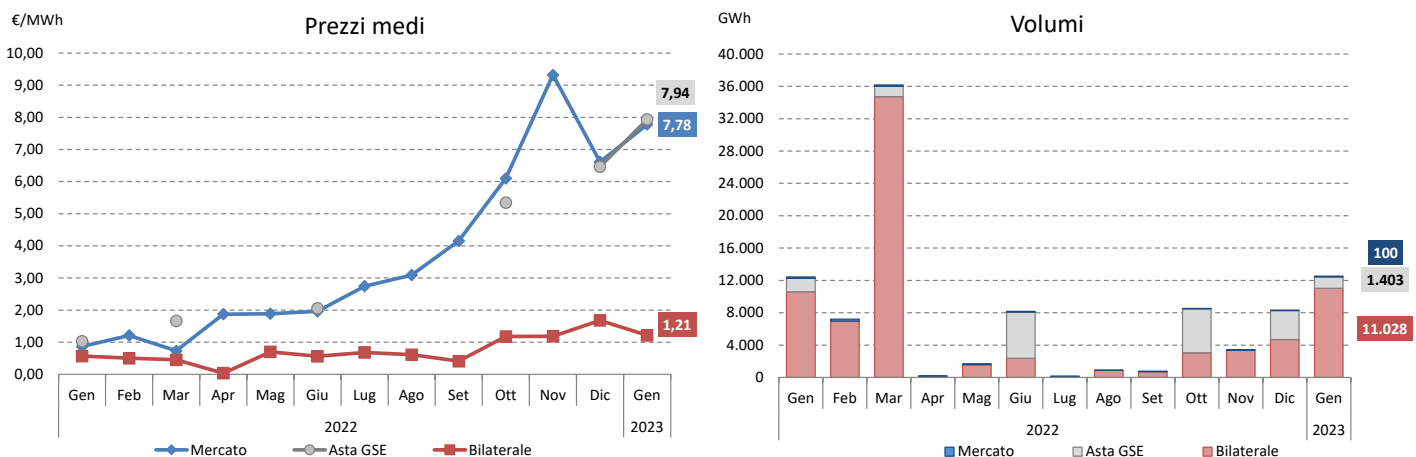
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	7,78	+17,6%	6,95	8,10	99.840	+118,0%	776.434	+156,3%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	1,21	-27,8%	0,00	8,18	11.028.435	+134,8%	13.370.956	+69,5%
	1,25	-27,2%	0,04	8,18	10.683.850	+132,7%	13.370.956	+69,5%
Totale	1,27	-26,4%	0,00	8,18	11.128.275	+134,6%	14.147.390	+72,7%
Asta GSE	7,94	+22,7%	4,26	8,08	1.402.542	-60,8%	11.129.245	-52,0%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

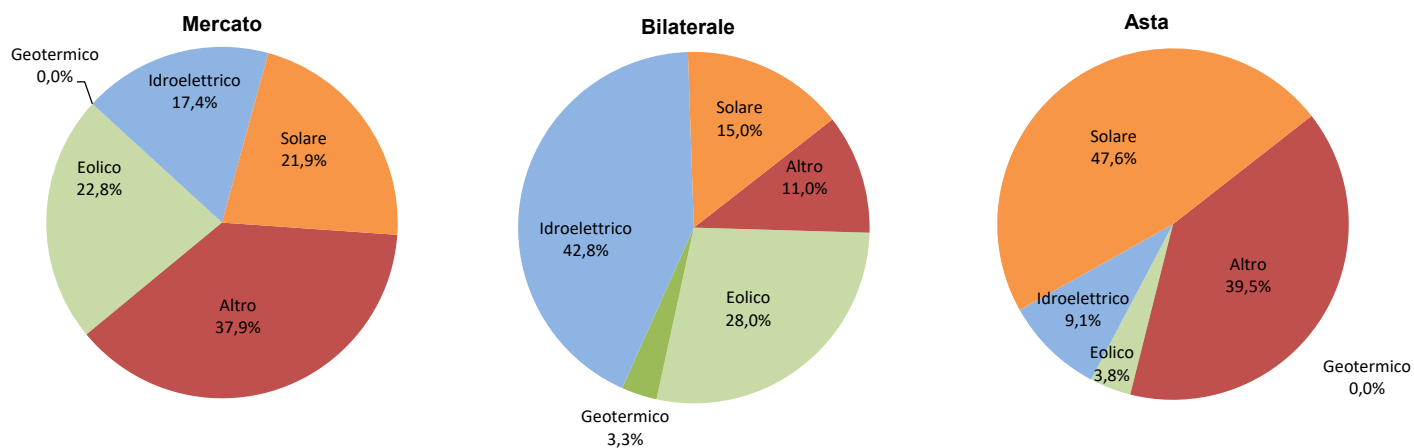


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2022 evidenzia una predominanza della tipologia Altro

sul mercato (38%), della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (43%) e di quelle Solare e Altro in asta (48% e 40%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2022

Fonte: dati GME



GAS NATURALE: IL CALO DELLA DOMANDA DÀ RESPIRO AI MERCATI

di Agata Gugliotta e Gian Paolo Repetto - RIE

(continua dalla prima)

Le misure volontarie sono state mirate a ridurre i consumi nazionali di gas di almeno il 15% rispetto alla media dello stesso periodo di 8 mesi nei cinque anni precedenti. Il Piano di contenimento italiano, in linea con le indicazioni del Regolamento UE, è stato supportato sotto il profilo normativo dal Decreto ministeriale n. 383 del 6 ottobre 2022 e ha previsto le seguenti misure.

Per i consumi di riscaldamento:

- 17 gradi (+/- 2 gradi di tolleranza) per gli edifici adibiti ad attività industriali, artigianali e assimilabili;
- 19 gradi (+/- 2 gradi di tolleranza) per tutti gli altri edifici¹;
- riduzione di 15 giorni del periodo di accensione, posticipando di 8 giorni la data di inizio e anticipando di 7 giorni la data di fine esercizio;
- riduzione di 1 ora della durata giornaliera di accensione.

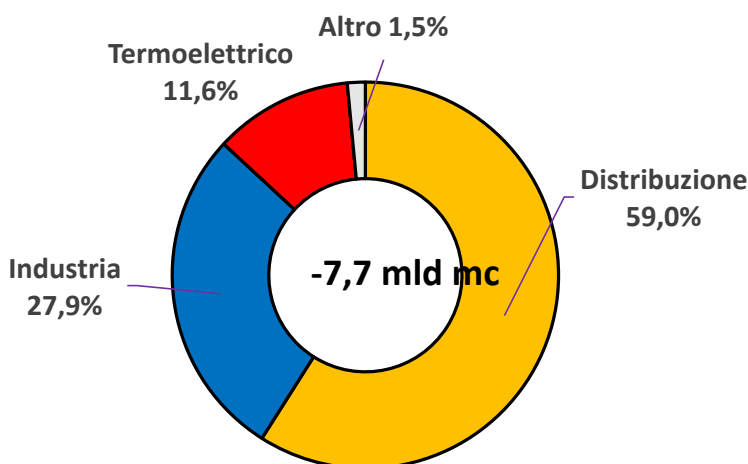
Il complesso di queste misure, secondo il Ministero della Transizione Ecologica, avrebbe comportato una riduzione dei consumi pari a 3,2 mld di mc. Per gli usi termoelettrici la

massimizzazione della produzione di energia da combustibili diversi dal gas avrebbe portato a risparmi per complessivi 2,1 mld mc, di cui 1,8 mld mc utilizzando carbone/olio combustibile e 0,3 mld mc usando bioliquidi. A questi interventi, si aggiungevano misure comportamentali per i cittadini, da promuovere attraverso campagne di sensibilizzazione degli utenti.

La domanda di gas in Italia

Nel 2022, a fronte di una riduzione dei consumi UE rispetto all'anno precedente pari al 13% (-55 mld mc circa), in Italia la diminuzione è stata del 10% corrispondente a 7,7 mld mc in meno. Di questi, il 59% (4,5 mld di mc) è attribuibile ai minori prelievi delle reti di distribuzione urbane legati prevalentemente ai consumi per usi civili, il 27,9% ai minori consumi delle grandi industrie allacciate alla rete di trasporto (2,1 mld mc), l'11,6% alla diminuzione dei consumi termoelettrici (-0,9 mld mc), il restante 1,5% a consumi di sistema e altre voci residuali².

Incidenza delle varie tipologie di prelievo sulla diminuzione dei consumi 2022/2021



Fonte: Elaborazioni Rie su dati Snam Rete Gas

Analizziamo di seguito l'andamento mensile per tipologia di consumo al fine di individuare più puntualmente le cause che hanno determinato le variazioni, ponendo a confronto il 2022 con le medie del quinquennio precedente (escludendo il 2020, anomalo per l'esplosione della pandemia Covid e le conseguenti misure di lockdown).

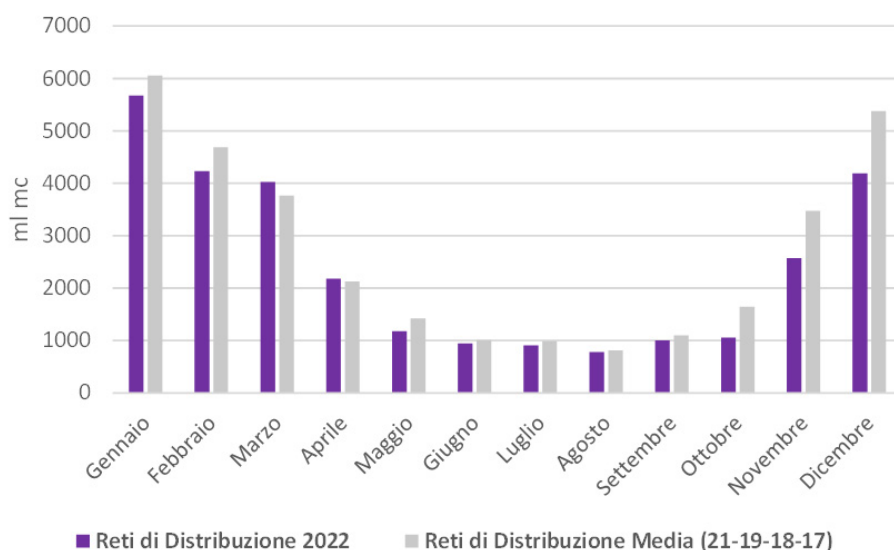
I prelievi delle reti di distribuzione urbana

Nel periodo che va da novembre a marzo, in media i prelievi delle reti di distribuzione sono attribuibili per l'80% circa ai consumi per riscaldamento³, da cui consegue l'importanza delle condizioni meteorologiche sull'andamento della domanda complessiva del periodo. L'autunno 2022 è stato il terzo più caldo mai registrato in Europa (superato solo dal 2020 e dal 2006⁴). In Italia, ottobre è stato il più caldo degli ultimi 60 anni⁵ e a fine dicembre le temperature erano fino

5-6 gradi superiori alla media; complessivamente il 2022 è risultato per l'Italia l'anno più caldo dal 1800, ossia da quando sono cominciate in maniera sistematica le rilevazioni meteo. I prelievi di gas del sistema distributivo nel 2022 sono stati inferiori dell'11,4% (-3,7 mld mc) rispetto alla media del periodo considerato. Nel corso dell'anno la diminuzione, già sensibile nei mesi di gennaio e febbraio (-6,3% e -9,7%), si è accentuata a partire dalla nuova stagione termica, segnando negli ultimi tre mesi del 2022 una riduzione media del 25%, pari a 2,7 mld mc. Per quanto non sia possibile determinare con sufficiente approssimazione la diminuzione dei consumi per riscaldamento imputabili alle sopraindicate misure di contenimento, è possibile desumere dall'andamento meteorologico straordinario che i consumi si siano drasticamente ridotti principalmente per quest'ultima causa.

Andamento dei prelievi delle Reti di Distribuzione

Fonte: Elaborazioni Rie su dati Snam Rete Gas



Nel corso del gennaio 2023, con temperature quasi sempre ben oltre la media, la riduzione percentuale è continuata sulla linea dell'ultimo trimestre 2022: i prelievi delle reti sono stati inferiori del 25%, pari a 1,5 mld mc rispetto ai valori medi.

I consumi dell'industria

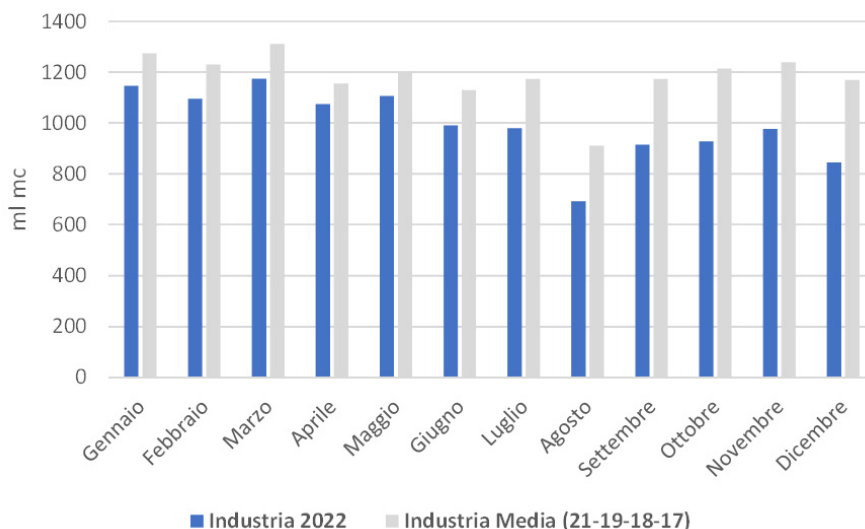
Nel 2022 i consumi delle industrie allacciate alla rete di trasporto sono diminuiti complessivamente del 15,9% (-2,3 mld mc circa) in confronto alla media di riferimento. Già la prima metà dell'anno aveva segnato una contrazione della domanda del 9,7%, ma tutto sommato la produzione

industriale pareva aver retto a fronte di prezzi del gas molto alti. Il calo però si è accentuato da luglio e proseguito nei mesi successivi, in corrispondenza dei picchi dei prezzi raggiunti in agosto e settembre. Circa il 70% della diminuzione annua è attribuibile, infatti, al secondo semestre, con valori di -22,6% in media mensile.

L'aumento del costo del gas ha causato la riduzione delle attività produttive di molte imprese "gasivore" appartenenti, ad esempio, ai settori della vetro/ceramica, della cartaria, della chimica e dell'agroalimentare. Anche gennaio 2023 ha fatto registrare consumi industriali inferiori del 25% rispetto alla media (-320 ml mc).

Andamento dei consumi dell'Industria (rete di trasporto)

Fonte: Elaborazioni Rie su dati Snam Rete Gas



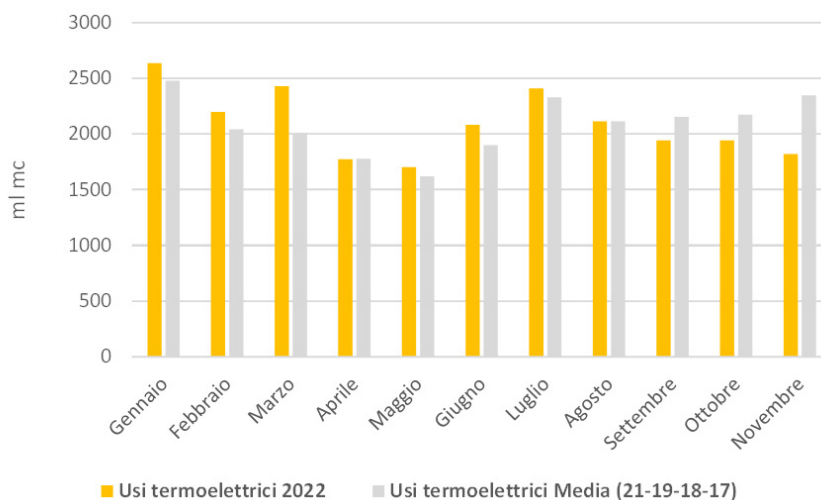
I consumi delle centrali termoelettriche

Dopo una prima metà dell'anno in cui la produzione termoelettrica a gas e i relativi consumi erano aumentati soprattutto per la necessità di far fronte al forte calo della produzione idroelettrica causato dalla prolungata siccità (nel 2022 l'idroelettrico ha segnato complessivamente una riduzione della produzione del 37,7% pari a ben 17 TWh), soprattutto a partire da settembre la richiesta di gas è cominciata a diminuire, con riduzioni mensili rispetto alla media che vanno dal 7% in dicembre al 23% in novembre. Le cause della riduzione, nonostante il persistere della crisi del comparto idroelettrico, vanno ricercate: a) nella contrazione della domanda elettrica dovuta soprattutto alla diminuzione dei consumi delle industrie per l'aumento del costo dell'energia, infatti l'indice IMCEI (Indice Mensile

Consumi Elettrici Industriali) elaborato da Terna, dopo avere sostanzialmente tenuto nella prima fase di aumento dei prezzi, mostra valori sempre molto negativi nella seconda metà dell'anno, con particolare accentuazione nei mesi di luglio e agosto e di nuovo in dicembre; b) nella sostituzione del gas con carbone/olio combustibile come peraltro previsto dal piano nazionale di contenimento dei consumi gas; infatti Terna segnala un aumento della produzione a carbone '22/'21 del 61,4% pari a circa 8 TWh, che corrispondono indicativamente ad un risparmio di consumo di gas di 1,4 mld mc. Complessivamente il 2022 ha chiuso con una diminuzione dei consumi per usi termoelettrici di appena lo 0,2% rispetto alla media, ma del 3,4% in confronto al 2021. Gennaio '23 registra invece un forte calo: -27% rispetto alla media e -32% sullo stesso mese del '22.

Andamento degli usi termoelettrici

Fonte: Elaborazioni Rie su dati Snam Rete Gas



Il periodo novembre '22 – gennaio '23 e la situazione degli stoccaggi

A partire dal 1° novembre '22, giorno di inizio formale dell'erogazione degli stoccaggi, fino a gennaio '23 compreso, sono stati consumati 20,4 mld mc a fronte di una media di 25,8 md (-21%), per un "risparmio" di 5,4 mld mc. I consumi di gennaio '23 hanno addirittura fatto registrare un record negativo, con valori sui minimi degli ultimi 20 anni per lo stesso mese. La distruzione della domanda, avvenuta, come visto, per più cause tra cui emergono le temperature molto miti e i prezzi eccezionalmente elevati, ha permesso un ricorso molto contenuto agli stoccaggi.

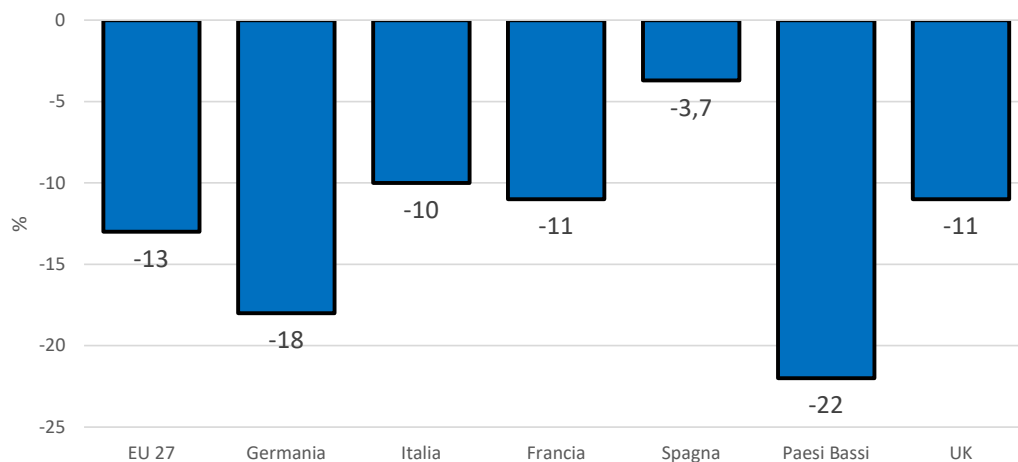
Dopo gli interventi normativi che hanno incaricato a partire da fine giugno SNAM e GSE di procedere ad iniettare gas nei siti, al 1° novembre il livello di riempimento aveva raggiunto il 95%. A inizio febbraio gli stoccaggi nazionali si mantengono ancora pieni al 70% (71 % quelli UE) rispetto al 48% dello scorso anno, circa 3,8 mld mc in più a disposizione.

I consumi in Europa

Nel 2021, nonostante il forte rialzo dei prezzi nella seconda metà dell'anno, la domanda di gas in UE-27 si era mostrata resiliente, chiudendo su base annua a 417 mld mc⁶, valore più alto dal 2010 e con un incremento del +4% sul 2020. Come già accennato, il 2022 ha visto invece i consumi flettersi di circa il 13%, per cause per lo più analoghe a quelle esaminate per l'Italia. Il clima eccezionalmente mite ha eroso la domanda per riscaldamento (-15% rispetto alla media del triennio precedente); i prezzi record hanno determinato per l'industria il maggior calo percentuale di settore (-26%), a cui dovrebbero aver contribuito anche

le misure di contenimento della domanda fissate dalle istituzioni comunitarie e declinate in vario modo dagli Stati Membri. L'unico comparto di utilizzo del gas che a livello complessivo ha rilevato un aumento è quello degli usi termoelettrici, registrando un incremento del 3% (UE 27+UK) rispetto alla media 2019-2021. Alcuni fattori di segno diverso hanno concorso a questo risultato: la domanda elettrica che almeno fino ad agosto si è mantenuta particolarmente elevata per poi contrarsi solo nel quarto trimestre (quasi -8%⁷) a causa del rialzo dei prezzi; le misure di risparmio dei consumi e il clima mite⁸; il minore apporto di altre fonti, quali idroelettrico e nucleare. Relativamente all'idroelettrico, un'estate calda e siccitosa soprattutto nel Sud dell'Europa, ha ridotto del 15% l'apporto di questa fonte portandola ai livelli più bassi dal 2000. Mentre l'indisponibilità di numerosi reattori ha contribuito a ridurre la produzione nucleare del 16%, con gran parte della riduzione concentrata tra maggio e novembre. Circa il 69% di questa diminuzione (80 TWh) è imputabile alla chiusura in Francia di 32 reattori su 56 per manutenzioni straordinarie, fatto che ha ridotto l'output elettrico d'oltralpe del 23% e conseguentemente anche l'export verso i Paesi vicini. Anche la Germania ha fatto i conti con la riduzione della propria produzione nucleare: -32 TWh a causa della chiusura a fine 2021 di tre reattori, come previsto dalla programmata politica di phase out. L'ammancio di idro e nucleare è stato in parte compensato dall'aumento della produzione rinnovabile che, grazie anche alla nuova capacità installata, ha registrato +39 TWh per eolico e +32 TWh per solare, nonché da un maggiore utilizzo di carbone (+23 TWh). Tuttavia si è reso necessario accrescere anche il ricorso al gas naturale (+14 TWh).

Riduzione % dei consumi gas nei principali paesi europei



Fonte: Elaborazione RIE su dati Platts (per UK, Francia), Enagas (Spagna), Bundesnetzagentur (Germania), Eurostat (Paesi Bassi), Snam (Italia), Bruegel (UE)

Benché il trend di decrescita dei consumi complessivi sia riscontrabile in quasi tutti gli Stati, le dimensioni della riduzione variano da paese a paese. Le differenze muovono principalmente dalle specificità di ogni mercato nazionale, dal ruolo che il gas riveste nei rispettivi energy mix, dall'accesso a fonti alternative e dalle misure che i governi hanno messo in campo per proteggere i consumatori dai rialzi record dei prezzi energetici. Considerando i primi sei principali mercati per dimensione, Germania, UK, Italia, Francia, Olanda e Spagna, che rappresentano circa il 70% della domanda europea, si osserva come la riduzione dei consumi si muova in un range che va da un minimo del -3,7% della Spagna al -18% della Germania fino al -22% dei Paesi Bassi.

Il fattore che accomuna tutti i Paesi considerati è il calo della domanda per riscaldamento e quello dell'industria, comparto morso più di tutti dal caro energia e che presenta cali percentuali mai inferiori al 12% (Francia) con punte fino al -30% (UK). L'industria ha fatto ricorso, dove possibile, ad altre fonti come carbone e olio combustibile, migliorando l'efficienza energetica e in alcuni casi riducendo o riallocando la produzione all'estero. La diminuzione assume ancora più rilevanza se riferita alla Germania, dove l'industria pesa per il 20% del PIL tedesco e assorbe il 58,6% del totale della domanda gas (quota più alta fra tutti i Paesi europei), che ha ridotto i consumi del 15%; a partire da maggio, l'utilizzo di gas si è attestato sempre sui valori più bassi della media, segnando in alcuni mesi anche -30%⁹. Meno omogenea, invece, la variazione del consumo di gas nella generazione elettrica: a Paesi che hanno segnato una contrazione a doppia cifra come Olanda e Germania (-14%), si contrappongono l'Italia dove il calo è stato minimo e altri in cui l'utilizzo del gas è aumentato. Gli incrementi maggiori si registrano in Spagna (+52,6%) e in Francia (+54%)¹⁰, sistemi che nel corso dell'anno sono stati

caratterizzati da alcuni eventi specifici che hanno indotto un maggior consumo di metano. In Spagna nel 2022 il consumo per la generazione elettrica è stato di circa 13 mld di mc, valore più alto degli ultimi 10 anni: a spiegare il risultato è il ridotto apporto dell'idroelettrico e l'introduzione nel maggio 2022 del cap ai prezzi del gas per la generazione elettrica, che se da un lato ha contribuito ad abbassare i prezzi dell'elettricità, dall'altro ne ha contestualmente aumentato l'utilizzo, anche per rispondere al crescente fabbisogno elettrico dei paesi limitrofi (Portogallo, dove l'idro è crollato del 45%; Francia a seguito del deficit del nucleare). In Francia il crollo record della generazione nucleare, ai minimi dal 2001, ha costretto il sistema elettrico nazionale a diventare - per la prima volta dal 2001 - importatore netto e a ricorrere a fonti alternative come il gas, da cui deriva l'incremento percentuale sopra indicato e pari ad un maggior consumo di 1,9 md mc¹¹.

Considerazioni conclusive

L'Europa sta reggendo piuttosto bene al primo inverno senza, o quasi, gas russo. Tuttavia se ciò sta avvenendo, oltre alla rapidità con cui l'UE si è mossa dopo alcune settimane di smarrimento nella ricerca di soluzioni alternative e di rimedi temporanei o strutturali, è anche grazie ad una serie di circostanze fortunate, quali, come più volte osservato, il clima straordinariamente mite e la debole concorrenza asiatica sul GNL. Tuttavia, in un contesto di ristrettezza dell'offerta che sembra destinato a permanere nel medio termine, nel 2023 l'andamento della domanda, sia europea che asiatica, sarà uno dei fattori determinati nell'equilibrio dei mercati. Riguardo l'Europa, le maggiori incertezze riguardano l'andamento metereologico nel corso dell'anno e una possibile (e augurabile) ripresa dei consumi industriali, dopo il forte ridimensionamento dei prezzi avvenuto a partire da metà di dicembre rispetto ai livelli record della seconda metà del 2022.

¹ Ad esclusione degli ospedali e nelle case di ricovero, ovvero le c.d. "utenze sensibili";

² Elaborazioni Rie su dati SNAM;

³ Stime Rie;

⁴ Global Climate Highlights 2022 di Copernicus;

⁵ Fonte: Icona Meteo;

⁶ Fonte: Database Eurostat

⁷ Fonte Ember, Report, European Electricity Review 2023, gennaio 2023;

⁸ Ottobre, novembre e dicembre sono stati più caldi del 2021 rispettivamente di 1,9, 0,8 e 0,9 gradi;

⁹ OIES, Winter is coming: Can the German industry overcome the looming gas scarcity?, dicembre 2022;

¹⁰ Fonte: S&P Platts;

¹¹ I consumi per la generazione elettrica hanno comunque inciso solo per il 14% dei consumi complessivi di gas francesi.

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Comunicato del GME | “Energy Release: esiti della procedura di assegnazione del 9-10 gennaio 2023” | pubblicato in data 11 gennaio 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME), ha reso noti gli esiti della procedura per l'assegnazione ai clienti finali prioritari dell'energia elettrica nella disponibilità del Gestore dei Servizi Energetici¹ (nel seguito: GSE), che si è svolta - in attuazione di quanto disposto dal Decreto del Ministro della transizione ecologica n. 341 del 16 settembre 2022 - sul comparto Energy Release della Bachecca PPA nelle date del 9 e 10 gennaio u.u.ss..

Nello specifico, in esito alla suddetta procedura, il quantitativo offerto in cessione dal GSE - pari complessivamente a 16.024.960 MWh/anno - è stato interamente assegnato a 1.420 clienti finali prioritari, i quali, come previsto dall'art. 5 del citato Decreto, procederanno a sottoscrivere con il GSE, entro 30 giorni dalla data di pubblicazione degli esiti, contratti a termine a due vie della durata di 3 anni al prezzo di cessione pari a 210 €/MWh.

Comunicato del GME | “Nuova modalità di predisposizione della documentazione per l'ammissione alla BACHECCA PPA - Comunicazione di prossimo avvio” | pubblicato in data 12 gennaio 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Comunicato del GME | “BACHECCA PPA: Pubblicazione della DTF 01 REV.02 PPA aggiornata” | del 23 gennaio 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Al fine di agevolare gli operatori negli adempimenti funzionali all'ammissione alla Bachecca PPA, con il primo dei comunicati in oggetto, il GME ha reso nota la nuova modalità di predisposizione della documentazione rilevante mediante l'introduzione di un'apposita web-form².

Al riguardo, il GME ha specificato che tale nuova modalità trova applicazione limitatamente ai soggetti richiedenti l'ammissione in qualità di persone giuridiche, mentre, ai soggetti richiedenti l'ammissione in qualità di persone fisiche, continueranno ad applicarsi le medesime modalità precedentemente vigenti.

Con il secondo comunicato in oggetto, il GME ha pubblicato sul proprio sito internet, in data 23 gennaio u.s., la versione aggiornata della Disposizione Tecnica di Funzionamento (DTF) n. 01 PPA, adeguata per rendere operativa la suddetta nuova modalità di predisposizione della documentazione ai fini dell'ammissione alla Bachecca.

Consultazione NEMO Committee | “Public consultation pursuant to Art. 12 of Commission Regulation (EU)

1222/2015 on products that can be taken into account in the SDAC” | pubblicata in data 4 gennaio 2022 | Download <https://www.nemo-committee.eu>

Con riferimento al coupling unico europeo del giorno prima, il NEMO Committee - organo di coordinamento dei Nominated Electricity Market Operator europei - ha sottoposto a consultazione, in attuazione di quanto disposto dall'art. 40.3 del Regolamento (UE) 2015/1222 (nel seguito: Regolamento CACM), l'elenco dei prodotti negoziabili da considerare ai fini del funzionamento del Single Day-Ahead Coupling (SDAC).

Nello specifico, tale consultazione, conclusasi in data 4 febbraio u.s., conformemente agli obiettivi del Regolamento CACM, è stata effettuata con lo scopo di raccogliere le osservazioni: i) dei Transmission System Operators (TSO), al fine di accertare che tali prodotti rispondano pienamente ai criteri di sicurezza operativi; ii) degli operatori di mercato, per accertare che i suddetti prodotti soddisfino le loro esigenze; iii) delle autorità di regolazione nazionali, al fine di accertare che i medesimi prodotti siano conformi al Regolamento CACM.

A tal riguardo, si segnala che gli esiti della consultazione verranno resi noti sul sito del NEMO Committee nella data del 31 marzo p.v.

Decisioni ACER | “Decisions No 01/2023 and No 02/2023 on the Nominated Electricity Market Operators proposal for the harmonised maximum and minimum clearing price methodology for SDAC and SIDC” | del 10 gennaio 2023 | Download <https://www.acer.europa.eu> e <https://www.acer.europa.eu>

Comunicato del GME | “Aggiornamento della Disposizione Tecnica di Funzionamento n. 20 MPE” | pubblicato in data 12 gennaio 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con le Decisioni 01/2023 e 02/2023, l'Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori Nazionali dell'Energia (nel seguito: ACER), a seguito del processo consultivo svolto nel mese di settembre 2022, ha approvato gli emendamenti alla metodologia HMMCP³, recante la definizione e le modalità di adeguamento dei limiti di prezzo sia con riferimento al coupling unico del giorno prima che al coupling infragiornaliero europeo.

In sintesi, le modifiche approvate da ACER consentono di ridurre il numero di possibili casi per cui risulta necessario procedere con un adeguamento automatico del maximum clearing price in tutte le zone di mercato europee.

A completamento, si segnala che il GME, in data 12

gennaio u.s., ha conseguentemente aggiornato la DTF n.20 MPE - disciplinante i limiti tecnici di offerta sul MGP, MI e MSD - al fine di inserire i nuovi riferimenti normativi alle soprarichiamate decisioni ACER.

ENERGETICO

Consultazione della Commissione Europea | “Electricity market – reform of the EU’s electricity market design” | pubblicata il 23 gennaio 2023 | Download <https://ec.europa.eu>

Nell’ambito delle riforme europee volte a supportare i processi di transizione energetica, nonché la riduzione dell’impatto dei prezzi sui clienti finali, la Commissione Europea, in data 23 gennaio u.s., ha avviato una consultazione pubblica per raccogliere le osservazioni degli stakeholders in merito alle linee programmatiche da adottare nel percorso di riforma del mercato dell’energia elettrica in UE.

Tra le principali tematiche trattate nel documento di consultazione si segnala:

- le proposte volte a ridurre la dipendenza della bolletta elettrica dalle dinamiche del mercato spot, promuovendo soluzioni contrattuali long-term e supportando, di conseguenza, gli investimenti nelle rinnovabili;
- le alternative al gas quale strumento per il bilanciamento del sistema elettrico, come, ad esempio lo sviluppo degli strumenti di flessibilità o la demand side response;
- il rafforzamento della posizione dei consumatori finali, per il tramite di una maggior protezione e conoscenza del mercato;
- il rafforzamento dei livelli di integrità e trasparenza dei mercati all’ingrosso.

In esito a tale processo di consultazione, l’attuazione della riforma dell’assetto del mercato dell’energia elettrica UE, richiederà l’aggiornamento, inter alia, del Regolamento (UE) 2019/943, della Direttiva (UE) 2019/944, nonché del Regolamento (UE) 1227/2011 (REMIT).

A completamento si rappresenta che è possibile partecipare alla consultazione tramite il questionario disponibile sul sito internet della Commissione Europea, con termine per l’accoglimento dei contributi fissato al 13 febbraio 2023.

GAS

Deliberazione 12 Gennaio 2023 n. 3/2023/R/Gas | “Ulteriori disposizioni in materia di servizio di riempimento dello stoccaggio di ultima istanza di cui al decreto ministeriale n. 253 del 22 giugno 2022” | pubblicata il 12 gennaio 2023 | Download <https://www.arera.it>

Con la Deliberazione 3/2023/R/Gas, l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA), in attuazione del Decreto del Ministro della transizione ecologica n. 253 del 22 giugno 2022, ha introdotto ulteriori misure urgenti con riferimento al servizio di stoccaggio di gas naturale.

In particolare, il citato Decreto ha stabilito specifiche disposizioni in materia di sicurezza del sistema nazionale del gas naturale, attribuendo al Responsabile del Bilanciamento e al GSE il compito di accelerare il riempimento degli stoccaggi nazionali attraverso il c.d. “servizio di riempimento di ultima istanza”.

Con la Deliberazione in oggetto, in linea con le indicazioni del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), l’ARERA ha pertanto definito i criteri funzionali all’attuazione del citato servizio di ultima istanza da parte del Responsabile del Bilanciamento, prevedendo, in particolare, i criteri per determinare il prezzo di offerta dei volumi di gas – presso il comparto AGS del mercato a pronti gestito dal GME – da destinare al medesimo servizio di ultima istanza.

AMBIENTALE

Decreto Direttoriale n. 23 del 13 gennaio 2023 “Approvazione delle Regole Applicative del Decreto Ministeriale n. 340 del 15 settembre 2022 recante disposizioni per l’incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale” pubblicato in data 17 gennaio 2023 Download <https://www.mite.gov.it>

Con il Decreto Direttoriale n. 23 del 13 gennaio 2023, il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha approvato le regole applicative per l’accesso agli incentivi sulla produzione e immissione di biometano nella rete del gas naturale, in attuazione delle disposizioni dettate dal Decreto del Ministro della transizione ecologica n. 340 del 15 settembre 2022.

Dette regole applicative, predisposte con il supporto del GSE, contengono in particolare: i) gli schemi di avviso pubblico per ciascuna delle procedure previste; ii) i modelli per le istanze di partecipazione; iii) la documentazione rilevante da inviare per la verifica del rispetto dei requisiti; nonché, iv) i contratti-tipo da stipulare tra il GSE e i soggetti ammessi ai meccanismi di incentivazione.

Al riguardo, si segnala che la prima procedura competitiva per l’accesso agli incentivi sulla produzione e immissione di biometano è prevista per il primo trimestre del 2023.

REMIT

Comunicato del GME | “Piattaforma Informazioni Privilegiate (PIP) – Aggiornamento del manuale utente” del 23 gennaio 2023 Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso nota la pubblicazione della versione aggiornata del manuale utente della Piattaforma Informazioni Privilegiate (PIP), disciplinante le modalità di accesso e di partecipazione alla

medesima piattaforma. Nel dettaglio, la versione aggiornata ha introdotto, nelle sezioni 3.1 e 7.1, specifiche indicazioni operative a supporto degli operatori in caso di eventuali disservizi temporanei della piattaforma PIP.

¹ Prodotta da impianti a fonti rinnovabili che beneficiano di tariffe onnicomprensive, Ritiro dedicato o Scambio sul posto e che non rientrano nel perimetro della norma extra profitti;

² Si segnala che rimangono invariate sia la tipologia di documentazione da produrre ai fini dell'ammissione, che le modalità di trasmissione della stessa al GME;

³ La metodologia Harmonised Maximum and Minimum Clearing Prices è stata approvata dalla Decisione ACER 04-2017.

Gli appuntamenti

13-15 febbraio

International Downstream Conference & Exhibition

Sakhir, Bahrain

Organizzato da GDA

<https://www.gdaconference.org>

13-16 febbraio

EEMI Bauhaus Week: fiera per banche ed imprese green

Trento, Italia

Organizzato da EEMI, in collaborazione con il Comune di Trento

Trento

<https://energyefficientmortgages.eu/eemi-trento-bauhaus>

15 febbraio

RaStEM: uno strumento di supporto per la progettazione degli interventi di difesa sul suolo

Roma, Italia

Organizzato da ISPRA

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

16-17 febbraio

Conferenza internazionale "Renewable Italy"

Milano, Italia

Organizzato da The Voice of Renewables

<https://voiceofrenewables.com>

17-19 febbraio

International Conference on Power Electronics and Energy Management

Singapore

Organizzato da PEEM

<http://www.peem.net>

20-24 febbraio

Mastering Wind Power

Evento online

Organizzato da Infocus International Group Pte Ltd

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

22 febbraio

Gli incentivi 2023 per gli impianti fotovoltaici

Webinar

Organizzato da Solar Academy di SMA Italia

<https://solaracademy.sma.de>

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>

28 febbraio

Navighiamo in sicurezza. Scopri come tutelare i tuoi dati

Roma, Italia

Organizzato da Facoltà di Economia Università degli Studi Internazionali di Roma - UNINT

<https://www.unint.eu>

3 marzo

Efficienza energetica: nuove policy per uscire dalla crisi con più competitività

Milano, Italia

Organizzato da Centro Studi Efficienza Energetica

<https://agici.it>

6-7 marzo

Global wind turbine operation and maintenance forum

Berlino, Germania

Organizzato da Prima Eventi

<https://berlin-energy-summit.com>

7-8 marzo

Electricity Price Modelling and Forecasting Forum

Evento online e in presenza

Berlino, Germania

Organizzato da Prima Eventi

<https://berlin-energy-summit.com>

8-9 marzo

Biogas Italy 2023

Roma, Italia

Organizzato dal CIB – Consorzio Italiano Biogas

<https://www.biogasitaly.com>

8-9 marzo

SolarPower Summit 2023: Get ready for solar

Brussels, Belgium

Organizzato da Solar Power Europe

<https://www.solarpowereurope.org>

10-12 marzo

World Conference on Climate Change and Global Warming

Evento online e in presenza

Praga, Repubblica Ceca

Organizzato da CccgConf

<https://www.ccgconf.org>

15-16 marzo

Energy From Waste

Londra, Regno Unito

Organizzato da Mark Allen Group

<http://go.evvnt.com/1222000-2?pid=80>

17-19 marzo

International Conference on Bioenergy and Clean Energy

Evento online e in presenza

Singapore

Organizzato da Icbce

<http://www.icbce.org>

22-24 marzo

Key energy

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

<https://www.keyenergy.it/k.ey-2023/about/key-2023>

23 marzo

Digitale e Green Economy riscrivono il futuro dell'industria italiana

Milano, Italia

Organizzato da The Innovation Group

<https://www.theinnovationgroup.it>

23 marzo

Eventi sostenibili: analisi dei Criteri Ambientali Minimi (CAM) e sistemi di certificazione volontaria

Webinar

Organizzato dalla Camera di Commercio di Milano

<http://servizionline.milomb.camcom.it>

24-26 marzo

International Conference on Key Engineering Materials **Evento online e in presenza**

Istanbul, Turchia

Organizzato da Ickem

<http://www.ickem.org>

30 marzo

Fonti Alternative per la Nuova Energia: Rinnovabili, Idrogeno, Nucleare

Milano, Italia

Organizzato da RCS Academy Business

<https://rcsacademy.corriere.it>

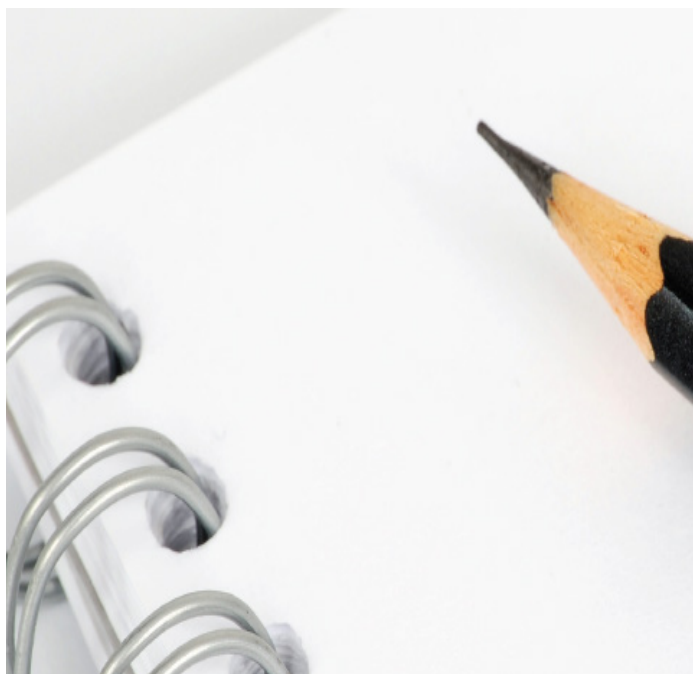
30 marzo- 1 aprile

Energymed: fonti rinnovabili ed efficienza energetica dei paesi del Mediterraneo

Napoli, Italia

Organizzato da ANEA

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



25-27 aprile 2023

WindEurope Annual Event

Copenhagen, Danimarca

Organizzato da WindEurope e Green Power Denmark.

<https://windeurope.org/annual2023/>

16- 18 maggio

Duezerocinquzero

Padova, Italia

Organizzato da Comune di Padova e Associazione Italiana delle Energy Service Company e degli Operatori dell'Efficienza Energetica

<https://www.duezerocinquzero.com/>

17- 19 maggio

Hydrogen Expo 2023

Piacenza, Italia

Organizzato da Mediapoint Exhibitions

<https://www.rinnovabili.it/evento/hydrogen-expo-2023/>

1- 4 giugno

Festival internazionale dell'economia

Torino, Italia

Organizzato da Editori Laterza e Torino Local Committee

<https://www.festivalinternazionaledeleconomia.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.