



n. 171 GIUGNO '23

APPROFONDIMENTI

IL PROTEZIONISMO VERDE DELLE GRANDI POTENZE: L'IMPATTO GLOBALE DELLA PRODUZIONE DI MATERIE PRIME CRITICHE SUL SETTORE FOTOVOLTAICO

di Francesco Sassi - RIE

Materie prime critiche: un tema al centro dell'agenda globale

Il nesso tra sicurezza e transizione energetica, crisi climatica e tensioni geopolitiche non cessa di rimanere centrale nell'agenda internazionale. A circa 18 mesi dall'inizio dell'invasione russa dell'Ucraina, al dramma bellico si affiancano i ripetuti segnali dei cambiamenti climatici in corso. Dopo un mite inverno, il secondo più caldo della storia in Europa, la tragica alluvione che ha colpito l'Emilia-Romagna ha riscaldato ulteriormente il dibattito sull'ardua necessità di coniugare risposte concrete, sia di breve che di lungo termine,

al binomio sicurezza-transizione energetica¹. Soltanto in un secolo, le economie avanzate sono passate dall'essere dipendenti da una decina di metalli a circa due terzi di quelli inclusi nella tavola di Medvedev. Il ruolo insostituibile che le materie prime critiche (MPC) giocheranno per la risoluzione del trilemma energia-clima-geopolitica è stato recentemente confermato anche dal G7 di Hiroshima. Sicurezza, resilienza, convenienza e sostenibilità di queste catene di valore sono i punti cardine attraverso i quali le nostre società ed economie si aspettano di trainare l'intero processo di transizione energetica verso gli obiettivi di neutralità carbonica al 2050².

continua a pagina 25

Monitoraggio costante ai mercati

Scarica
la GME APP



IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/ Maggio 2023

Mercato elettrico Italia
pag 2

Mercato gas Italia
pag 13

Mercati energetici Europa
pag 18

Mercati per l'ambiente
pag 22

■ APPROFONDIMENTI

Il protezionismo verde delle grandi potenze: l'impatto globale della produzione di materie prime critiche sul settore fotovoltaico
di Di Francesco Sassi (RIE)

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 34

■ APPUNTAMENTI

pagina 36

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel mese di maggio, il Pun, pari a 105,73 €/MWh, scende ai minimi da agosto 2021 al pari delle quotazioni osservate sulle principali borse europee. La flessione del Pun è trainata dal calo progressivo del prezzo del gas al PSV e risulta favorita anche da un incremento dell'offerta idroelettrica e a carbone, registrato a fronte di acquisti in crescita mensile (MGP: 21,8 TWh, con la liquidità del mercato al 75,5%), import netto e volumi eolici in riduzione. A livello zonale i prezzi di vendita convergono poco sotto i 106 €/MWh da Nord a Sud, risultando

poco più elevati in Sicilia (109 €/MWh) e leggermente inferiori in Calabria e Sardegna (102/104 €/MWh).

Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra scambi per 2,4 TWh (+14,7% su aprile), di cui oltre 0,5 TWh nella contrattazione XBID, per oltre 297 mila abbinamenti (massimo storico).

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), il baseload Giugno 2023 chiude il mese a un prezzo di 93,79 €/MWh. In debole aumento mensile le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Nel mese di maggio il Pun scende a 105,73 €/MWh, portandosi ai minimi dall'estate 2021 così come le quotazioni registrate sulle principali borse europee. La nuova decisa flessione mensile del Pun è guidata da costi del gas al PSV in progressiva riduzione nel corso del mese (35 €/MWh, minimo da luglio 2021) e crescente aumento dell'offerta idroelettrica e termoelettrica da impianti alimentati da combustibili diversi dal gas naturale, quest'ultima concentrata nella seconda

parte del mese (in particolare a carbone in concomitanza con i comunicati di Terna del **10 maggio**, **21 maggio** e **23 maggio**). La dinamica dei prezzi si realizza in un contesto connotato, inoltre, da acquisti che tornano in crescita, sebbene ancora molto esigui per il mese, e importazioni nette e volumi eolici in calo. La riduzione del Pun è diffusa in tutti i gruppi di ore, per un rapporto picco/baseload che sale a 1,07 (Grafico 1 e Tabella 1).

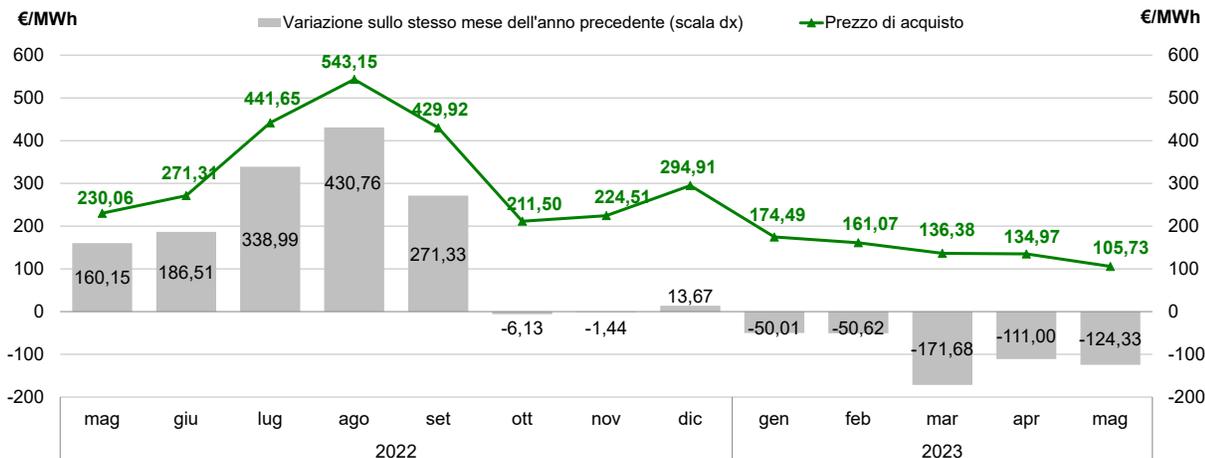
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	105,73	230,06	-124,33	-54,0%	22.116	-6,7%	29.304	-5,6%	75,5%	76,4%
Picco	112,60	241,82	-129,22	-53,4%	26.480	-6,8%	34.973	-5,5%	75,7%	76,8%
Fuori picco	101,95	223,59	-121,64	-54,4%	19.716	-6,7%	26.185	-5,7%	75,3%	76,1%
Minimo orario	9,10	119,43			14.198		19.316		66,6%	64,0%
Massimo orario	197,19	400,00			29.705		38.028		85,1%	87,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



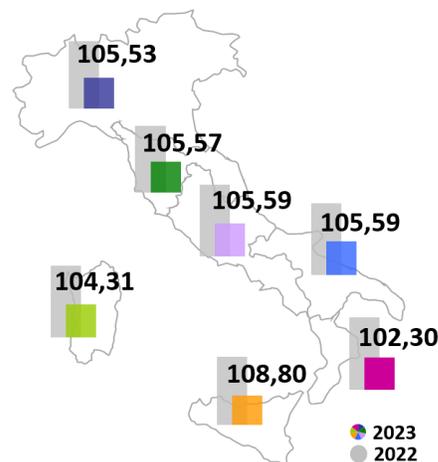
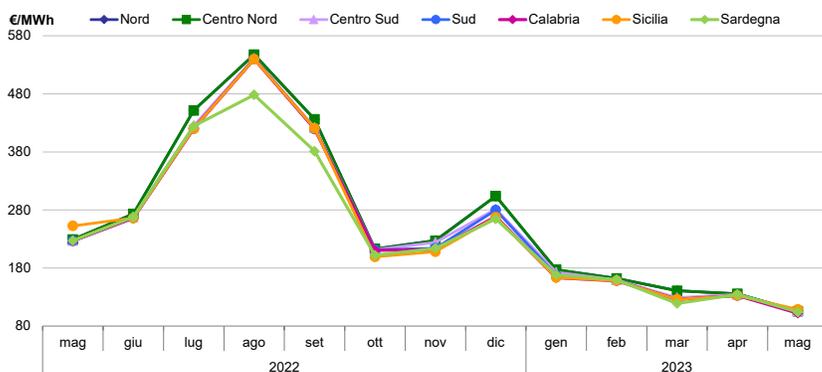
I PREZZI ZONALI

Nel suddetto contesto si portano ai minimi dall'estate 2021 anche tutti i prezzi di vendita e si annulla il differenziale Nord-Sud, con entrambi i riferimenti sotto i 106 €/MWh. In presenza di limitazioni sul transito CALA-SUD e sulle interconnessioni con le isole, i prezzi risultano invece poco più bassi in

Calabria (102,30 €/MWh) e in Sardegna (104,31 €/MWh) e leggermente più elevati in Sicilia (108,80 €/MWh), dove risultano caratterizzati da un'elevata volatilità, con minimi orari fino a 0 €/MWh e un massimo prossimo a 263 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Si conferma ancora esigua per il mese di maggio l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 21,8 TWh. In virtù di volumi scambiati nella borsa elettrica del GME in modesto calo mensile (16,5 TWh) e decisa crescita,

rispetto al minimo di aprile, delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP (5,3 TWh), la liquidità del mercato scende al 75,5% (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.454.502	-6,7%	75,5%
Operatori	9.329.355	-10,7%	42,8%
GSE	2.501.024	+0,8%	11,5%
Zone estere	4.624.122	-1,7%	21,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.347.369	-2,0%	24,5%
Zone estere	10.514	-79,9%	0,0%
Zone nazionali	5.336.855	-1,3%	24,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	21.801.871	-5,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.515.185	+16,3%	
OFFERTA TOTALE	39.317.056	+3,0%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

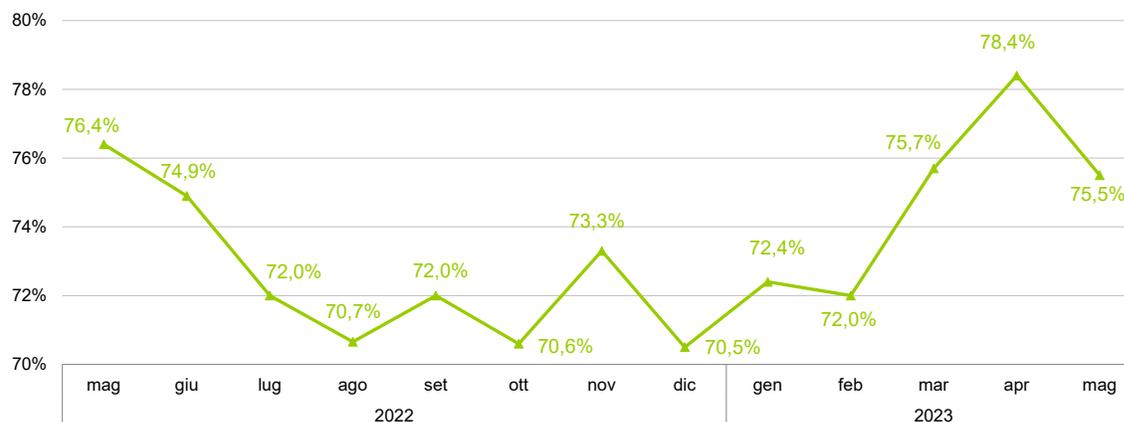
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.454.502	-6,7%	75,5%
Acquirente Unico	1.269.373	-33,9%	5,8%
Altri operatori	11.699.842	-7,6%	53,7%
Pompaggi	25.586	+295,8%	0,1%
Zone estere	247.457	+53,9%	1,1%
Saldo programmi PCE	3.212.244	+11,0%	14,7%
PCE (incluso MTE)	5.347.369	-2,0%	24,5%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	8.559.613	+2,5%	39,3%
Saldo programmi PCE	-3.212.244	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	21.801.871	-5,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	911.010	+74,9%	
DOMANDA TOTALE	22.712.882	-3,8%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali salgono a 21,6 TWh (+1,5% su base mensile), trainati dalle zone centro-settentrionali. Aumentano anche gli acquisti esteri (esportazioni), pari a circa 0,2 TWh (+26,7%), soprattutto sulla

frontiera greca. Lato offerta, si osserva un incremento delle vendite nazionali, a 17,2 TWh (+6,1%), concentrato al Nord, e un calo delle importazioni, a 4,6 TWh (-11,7%), diffuso su tutte le frontiere (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	18.171.682	24.424	+13,3%	9.175.822	12.333	-0,0%	12.413.418	16.685	-6,2%
Centro Nord	1.679.379	2.257	+17,4%	1.369.859	1.841	+12,5%	1.867.271	2.510	-6,0%
Centro Sud	4.540.695	6.103	-20,0%	1.744.797	2.345	-14,2%	3.703.346	4.978	-5,6%
Sud	4.766.657	6.407	+3,6%	2.132.859	2.867	-18,9%	1.358.271	1.826	-5,1%
Calabria	2.008.178	2.699	-5,8%	907.904	1.220	-21,6%	395.731	532	-3,9%
Sicilia	2.256.882	3.033	+7,3%	1.051.132	1.413	-1,3%	1.235.791	1.661	-3,7%
Sardegna	1.214.424	1.632	-14,3%	784.862	1.055	-25,6%	580.586	780	-12,6%
Totale nazionale	34.637.898	46.556	+3,7%	17.167.236	23.074	-6,4%	21.554.414	28.971	-6,0%
Estero	4.679.158	6.289	-1,9%	4.634.635	6.229	-2,6%	247.457	333	+53,9%
Sistema Italia	39.317.056	52.846	+3,0%	21.801.871	29.304	-5,6%	21.801.871	29.304	-5,6%

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

LE FONTI

L'incremento mensile delle vendite nazionali interessa le fonti rinnovabili, ai massimi da settembre 2021, per effetto di un forte incremento concentrato sull'idrico al Nord (+2,6 GWh medi su aprile) che compensa il deciso calo dell'eolico al centro-meridione (minimo dallo scorso novembre) e la flessione del solare. Per quanto riguarda le fonti tradizionali, si riducono le vendite a gas, soprattutto al Nord, mentre crescono quelle

del carbone, in particolare al centro-meridione nella seconda parte del mese, nel contesto regolatorio sottostante ai suddetti comunicati di Terna. L'idroelettrico torna pertanto a coprire quasi un quarto delle vendite complessive di energia e cresce anche la quota di mercato del carbone (3,1%), mentre risultano in decisa riduzione quella del gas (38,3%) e dell'eolico (8,4%) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	6.108	-11,4%	681	+23,5%	809	-43,5%	1.302	-38,0%	793	-31,3%	797	-9,6%	683	-37,4%	11.173	-20,8%
Gas	5.112	-12,1%	627	+21,5%	338	-51,6%	1.036	-25,0%	708	-30,8%	766	-0,2%	261	-53,4%	8.849	-17,8%
Carbone	71	-80,4%	-	-	258	-51,5%	38	-93,5%	0	-	-	-	344	-27,6%	710	-63,7%
Altre	926	+29,0%	55	+52,4%	213	+4,7%	228	+75,0%	84	-35,2%	31	-72,9%	77	+41,4%	1.614	+16,4%
Fonti rinnovabili	6.005	+13,7%	1.160	+6,9%	1.512	+16,4%	1.564	+9,0%	428	+6,3%	611	+11,7%	367	+11,7%	11.647	+12,2%
Idraulica	3.930	+21,1%	256	+45,1%	738	+42,8%	466	-0,8%	144	-	145	-4,0%	66	-7,3%	5.746	+20,6%
Geotermica	-	-	620	-0,2%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	620	-0,2%
Eolica	25	+27,0%	22	+29,8%	365	+21,4%	806	+30,1%	210	+11,7%	332	+27,9%	180	+61,7%	1.941	+28,0%
Solare e altre	2.051	+1,5%	261	-3,0%	409	-15,2%	292	-15,7%	74	-6,9%	133	-1,8%	121	-17,2%	3.340	-4,0%
Pompaggio	219	+37,5%	-	-	25	+14624,8%	-	-	-	-	4,96	+65,6%	5	-	254	+56,2%
Totale	12.333	-0,0%	1.841	+12,5%	2.345	-14,2%	2.867	-18,9%	1.220	-21,6%	1.413	-1,3%	1.055	-25,6%	23.074	-6,4%

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

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

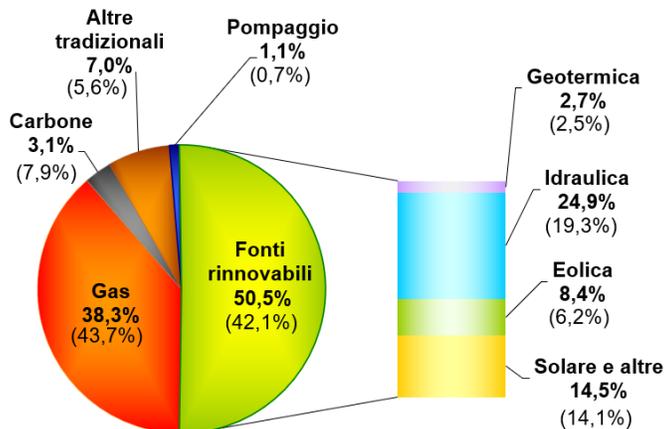
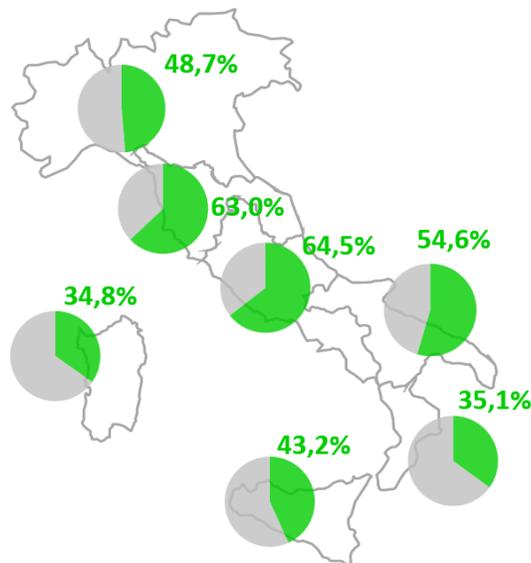


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

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 4,4 TWh (-13,3% rispetto al massimo storico di aprile). La riduzione dei flussi in entrata riflette sulla frontiera settentrionale il restringimento della NTC, mentre su quella greca è riconducibile alla loro complessiva inversione nella prima parte del mese, in corrispondenza di prezzi esteri più frequentemente superiori a quelli del Sud, e in seguito

all'inibizione del transito SUD-GREC (Tabella 6 e Figura 1). Si segnala che le limitazioni all'import indotte sulle frontiere settentrionali in coupling dall'applicazione del vincolo generalizzato generano in alcune ore dell'ultimo fine settimana del mese flussi verso la Francia o la Slovenia e l'Austria anche in presenza di quotazioni estere inferiori al riferimento del Nord.

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*	1.737.161 (2.104.559)	98,5% (99,7%)	1,1% (0,1%)	0,4% (0,2%)	87,0% (84,5%)	- (-)	2.434 (2.912)	1.739.578 (2.104.934)	1.738.378 (2.072.534)	953 (997)	2.417 (374)	2.417 (374)
Italia - Svizzera	1.881.090 (1.559.283)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	2.918 (2.437)	1.904.071 (1.561.081)	n/a n/a	2.408 (2.209)	22.981 (1.799)	n/a n/a
Italia - Austria*	140.033 (210.157)	91,9% (96,2%)	7,0% (0,1%)	1,1% (3,7%)	89,9% (93,8%)	5,8% (0,1%)	213 (297)	143.999 (210.257)	143.999 (210.257)	79 (88)	3.966 (100)	3.966 (100)
Italia - Slovenia*	300.840 (351.484)	87,8% (92,9%)	11,0% (0,5%)	1,2% (6,6%)	74,7% (66,8%)	4,8% (0,1%)	552 (580)	335.378 (352.708)	335.378 (352.708)	631 (631)	34.538 (1.223)	34.538 (1.223)
Italia - Montenegro	416.766 (393.224)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	36,3% (41,1%)	- (-)	600 (593)	429.976 (401.188)	n/a n/a	585 (653)	13.210 (7.964)	n/a n/a
Italia - Grecia	-26.769 (59.469)	29,3% (46,8%)	39,5% (31,7%)	31,2% (21,5%)	- (-)	- (-)	369 (417)	75.728 (127.050)	75.728 (127.050)	369 (417)	102.497 (67.581)	102.497 (67.581)
Italia - Malta	-14.905 (-32.304)	19,5% (7,3%)	39,7% (76,9%)	40,9% (15,8%)	- (-)	- (-)	225 (225)	5.907 (1.188)	n/a n/a	225 (225)	20.812 (33.492)	n/a n/a
TOTALE**	4.434.216 (4.645.872)							4.634.636 (4.758.405)	2.293.483 (2.762.548)		200.420 (112.533)	143.418 (69.279)

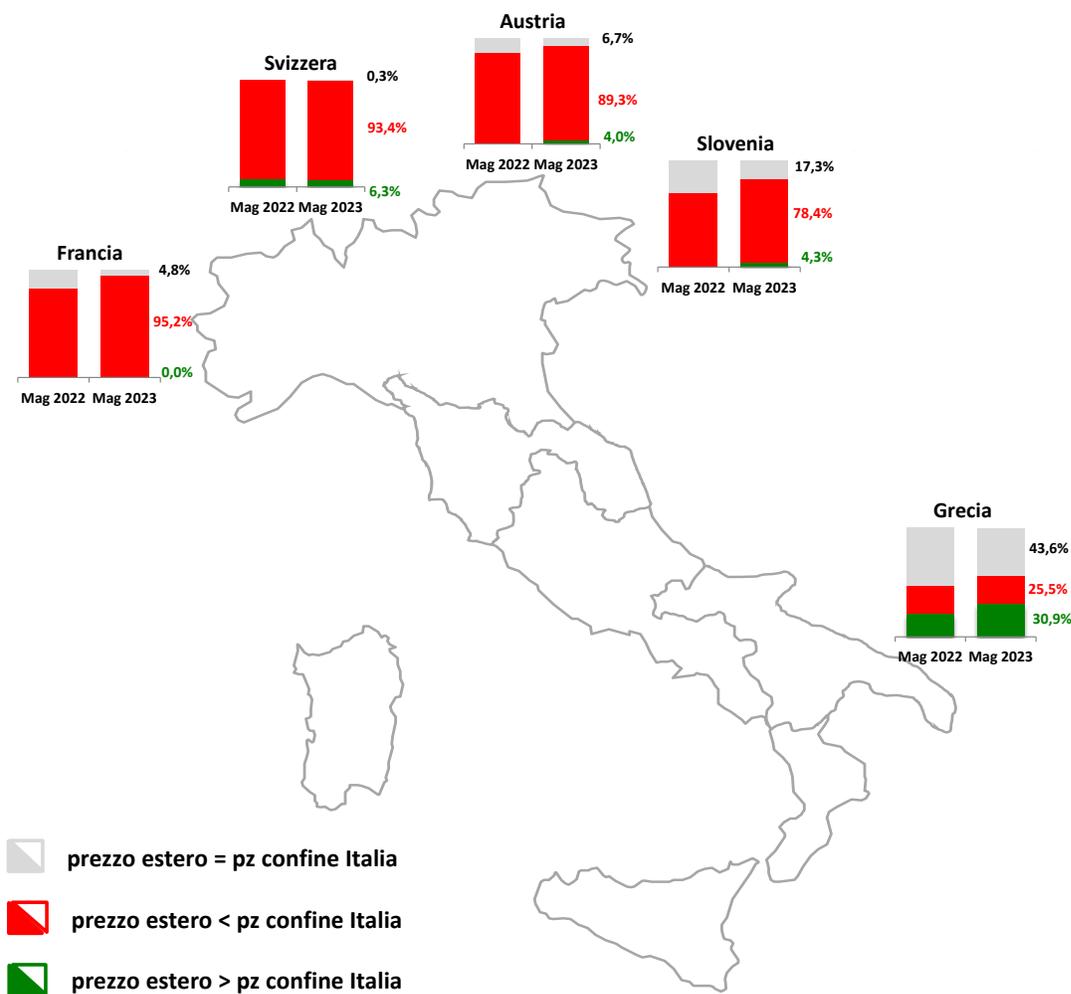
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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



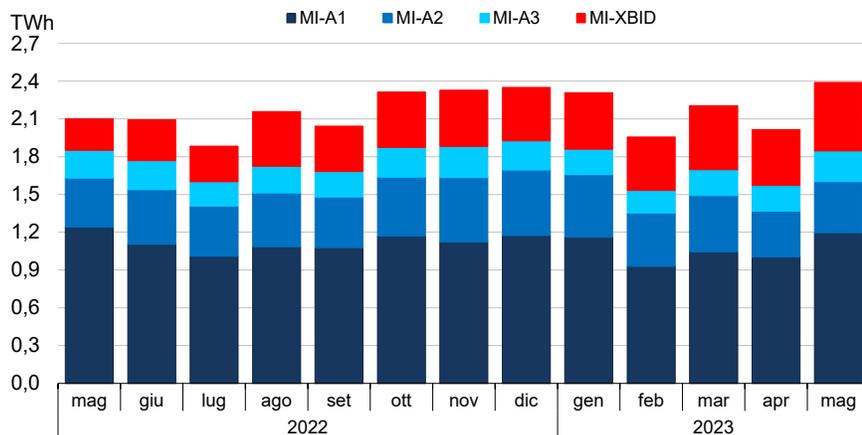
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A maggio i volumi complessivamente scambiati nel MI si portano su uno dei livelli più elevati degli ultimi anni, a 2,4 TWh (+14,7% su aprile). L'incremento interessa sia i mercati in asta, su cui rimane concentrata la gran parte degli scambi (1,8 TWh, di cui 1,2 TWh sul MI-A1), che XBID, che raggiunge il massimo storico sia in termini di volumi (543,2 GWh) che di abbinamenti (oltre 297 mila). Circa il 90% degli scambi XBID risulta ancora realizzato a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3), con la quota degli scambi tra zone nazionali che resta elevata al 36%, mentre si attestano rispettivamente al 10% e al 54% le porzioni di scambi all'interno della

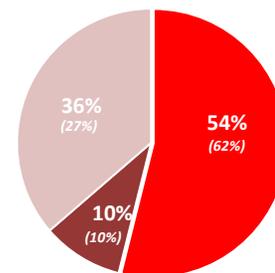
medesima zona nazionale e aventi una controparte estera. Decisa anche la riduzione mensile dei prezzi sul MI (-21%/-22%), allineati a 104/105 €/MWh nei mercati in asta e su XBID e tutti leggermente inferiori ai corrispondenti valori del MGP. Il ranking dei prezzi zionali segue quanto osservato sul MGP, con l'annullamento del differenziale Nord-Sud e minimi in Calabria a 99 €/MWh su MI-A1 e su XBID (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9). Registrati su XBID numerosi abbinamenti a prezzi negativi in tutte le zone (fino a -59 €/MWh), prevalentemente nella seconda parte del mese.

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 (1-24 h)	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh (13-24 h)	var %	MWh	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh	var %
Nord	591.096	3,2%	144.775	-10,4%	89.391	8,7%	825.261	1,1%	119.526	57,9%	944.787	5,9%
Centro Nord	82.032	48,5%	34.532	85,5%	17.765	27,5%	134.329	53,0%	31.355	130,6%	165.684	63,4%
Centro Sud	172.143	-18,5%	68.511	8,1%	40.058	28,6%	280.713	-8,2%	62.644	126,0%	343.356	3,0%
Sud	156.969	-12,8%	73.686	24,5%	41.552	14,2%	272.206	-1,2%	56.258	107,7%	328.464	8,6%
Calabria	32.412	38,5%	11.133	-34,7%	8.253	13,6%	51.797	8,5%	12.696	180,5%	64.494	23,4%
Sicilia	97.483	-12,4%	30.207	27,4%	21.967	39,0%	149.657	-0,8%	22.704	259,2%	172.361	9,7%
Sardegna	24.280	-28,6%	18.280	8,3%	10.409	-12,2%	52.969	-15,5%	7.412	64,5%	60.381	-10,2%
Estero	39.604	-24,4%	25.346	-14,3%	14.349	-35,6%	79.299	-23,9%	230.618	156,6%	309.918	59,7%
Totale	1.196.019	-3,6%	406.468	4,2%	243.744	10,3%	1.846.231	-0,3%	543.213	117,9%	2.389.444	13,8%

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 (1-24 h)	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh (13-24 h)	var %	MWh	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh	var %
Nord	616.469	7,3%	167.059	1,2%	107.085	23,8%	890.613	7,8%	179.053	111,3%	1.069.667	17,5%
Centro Nord	71.752	114,0%	21.053	73,6%	8.316	0,6%	101.121	87,5%	27.506	77,0%	128.627	85,2%
Centro Sud	146.820	-48,9%	55.992	-25,9%	26.537	-7,1%	229.350	-41,4%	61.495	304,8%	290.845	-28,4%
Sud	114.068	-18,7%	55.151	-6,6%	31.157	12,1%	200.375	-11,8%	59.973	149,3%	260.348	3,7%
Calabria	82.710	188,0%	16.372	45,8%	11.268	24,4%	110.350	125,2%	19.103	367,0%	129.453	143,8%
Sicilia	114.687	32,1%	34.906	34,5%	21.052	39,6%	170.645	33,5%	23.812	202,8%	194.457	43,3%
Sardegna	11.415	-79,7%	13.436	-2,6%	10.410	-4,5%	35.261	-56,4%	8.780	30,2%	44.041	-49,7%
Estero	38.098	13,5%	42.499	56,6%	27.918	-19,7%	108.516	13,7%	163.492	79,5%	272.007	45,8%
Totale	1.196.019	-3,6%	406.468	4,2%	243.744	10,3%	1.846.231	-0,3%	543.213	117,9%	2.389.444	13,8%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

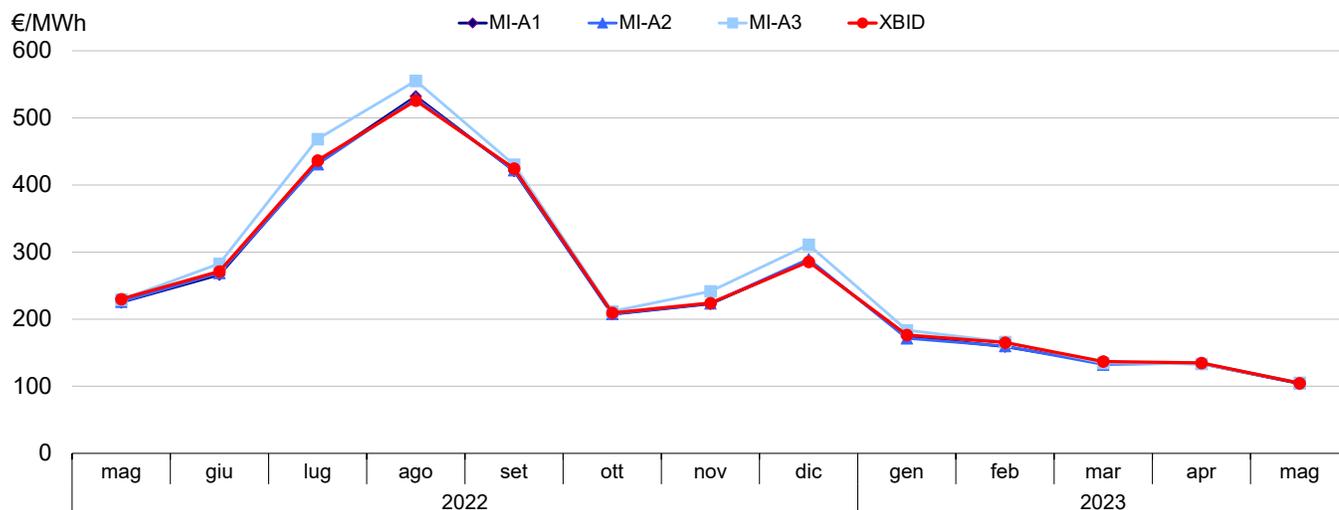


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

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 %						
Nord	105,53	107,29	103,98 (-1,5%)	-53,7%	104,86 (-0,6%)	-53,6%	105,03 (-2,1%)	-53,9%	104,02 (-1,4%)	-54,5%
Centro Nord	105,57	107,37	104,01 (-1,5%)	-53,7%	104,89 (-0,6%)	-53,6%	105,15 (-2,1%)	-53,9%	106,19 (+0,6%)	-55,1%
Centro Sud	105,59	107,60	104,16 (-1,4%)	-53,1%	105,02 (-0,5%)	-52,8%	105,24 (-2,2%)	-53,4%	104,81 (-0,7%)	-54,2%
Sud	105,59	107,60	104,16 (-1,4%)	-53,1%	105,01 (-0,6%)	-52,8%	105,00 (-2,4%)	-53,5%	104,47 (-1,1%)	-54,4%
Calabria	102,30	103,85	98,82 (-3,4%)	-55,5%	101,78 (-0,5%)	-54,3%	100,25 (-3,5%)	-55,6%	99,31 (-2,9%)	-56,6%
Sicilia	108,80	111,66	105,76 (-2,8%)	-57,4%	108,24 (-0,5%)	-56,5%	110,54 (-1,0%)	-57,1%	106,95 (-1,7%)	-57,4%
Sardegna	104,31	105,56	102,99 (-1,3%)	-53,5%	103,80 (-0,5%)	-53,4%	103,68 (-1,8%)	-53,6%	103,77 (-0,5%)	-54,5%

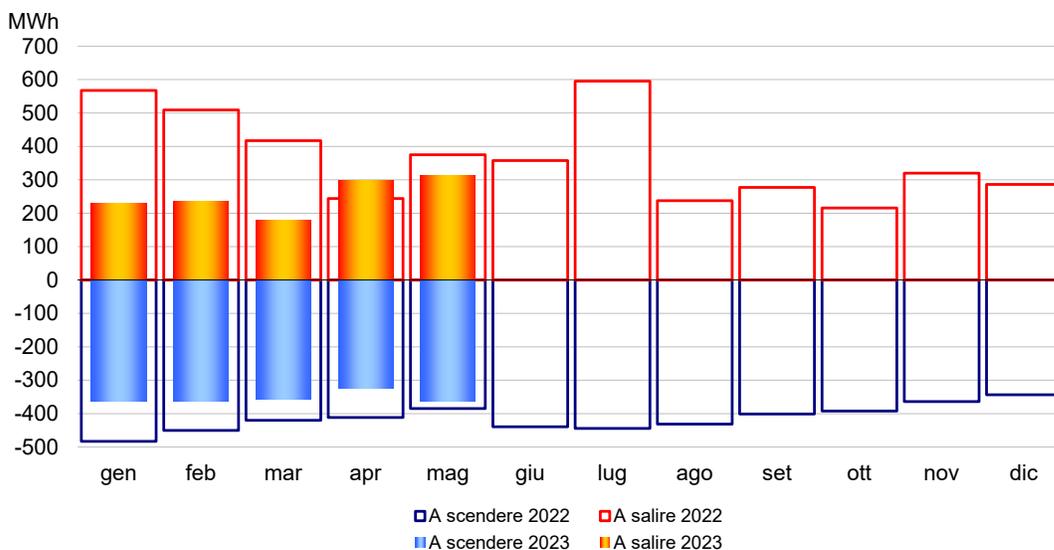
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Rimangono ancora esigui i volumi del mercato MSD ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire in lieve aumento mensile a 0,23 TWh, così come le sue vendite attestatesi a 0,27 TWh (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

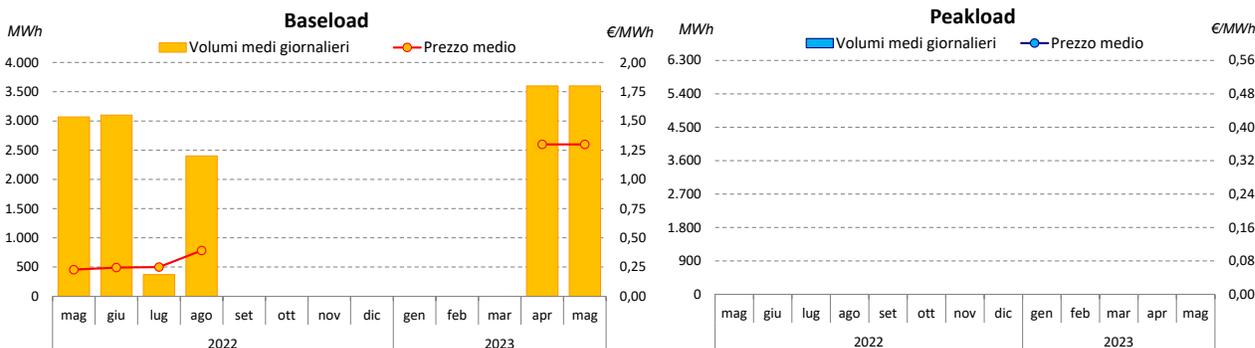
Sul MPEG si osservano 12 negoziazioni sul prodotto scambi si realizzano sul solo prodotto baseload, il cui prezzo 'differenziale unitario di prezzo', per volumi pari a 43,2 GWh. Gli scambi medio rimane stabile a 1,30 €/MWh (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzi			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	12	12/31	1,30	1,30	1,30	43.200	3.600
	(15)	9/31	(0,23)	(0,20)	(0,30)	(27.624)	(3.069)
Peakload	-	0/23	-	-	-	-	-
	(-)	0/22	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Totale	12					43.200	
	(15)					(27.624)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE sono stati rilevate 2 registrazioni a fini di clearing per 3 MW, pari a 6,6 GWh totali. Le registrazioni hanno interessato il profilo baseload del III Trimestre 2023, con prezzi di controllo in riduzione rispetto ad aprile. Il prodotto Giugno 2023 chiude il periodo di

contrattazione con un prezzo di 93,79 €/MWh sul baseload e di 105,28 €/MWh sul peakload e una posizione aperta complessiva di 5,8 GWh. La posizione aperta complessiva a fine mese sale a 46,4 GWh (era 45,5 GWh a fine aprile) (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a maggio

Fonte: GME

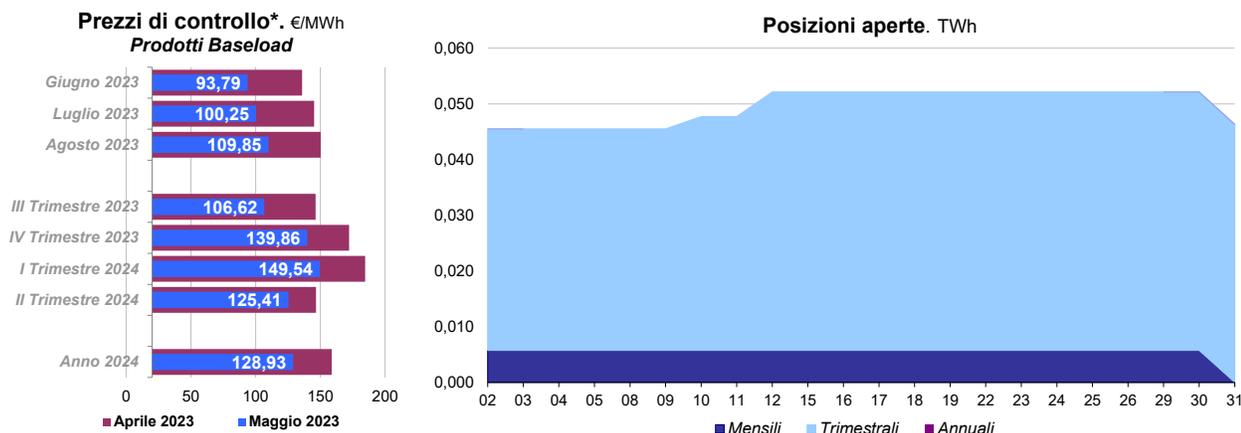
	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Giugno 2023	93,79	-31,0%	-	-	-	-	-	8	5.760
Luglio 2023	100,25	-31,0%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2023	109,85	-26,9%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2023	109,86	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	106,62	-27,1%	-	-	3	3	-	12	26.496
IV Trimestre 2023	139,86	-18,8%	-	-	-	-	-	9	19.881
I Trimestre 2024	149,54	-19,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2024	125,41	-14,5%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	128,93	-18,8%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	3	3			46.377

	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Giugno 2023	105,28	-31,0%	-	-	-	-	-	-	-
Luglio 2023	116,65	-31,0%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2023	115,99	-26,9%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2023	123,10	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	118,50	-27,1%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2023	170,88	-18,8%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2024	168,31	-19,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2024	137,76	-14,5%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	142,74	-18,8%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			-
TOTALE			-	-	3	3			46.377

* 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 maggio si attestano a 18,4 TWh, con una posizione netta a 11,1 TWh (Tabella 11). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si porta a 1,65 (Grafico 10).

Quanto ai programmi registrati, ammontano a 5,3 TWh nei conti in immissione e a 8,6 TWh in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 5,8 TWh e a 2,6 TWh, con quest'ultimo al minimo da dicembre 2021.

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

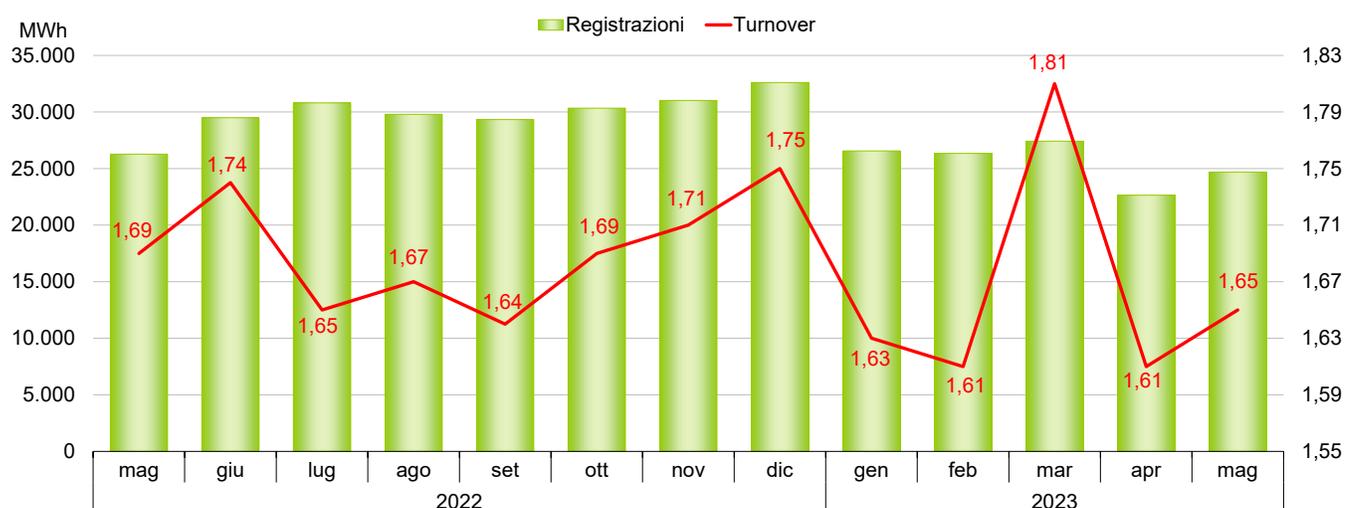
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	1.790.695	- 68,6%	9,7%	Richiesti	7.236.222	-0,3%	8.562.216	+2,5%
Off Peak	4.212	- 95,3%	0,0%	Rifiutati	1.888.853	+5,0%	2.604	+848,2%
Peak	2.964	- 96,9%	0,0%	Registrati	5.347.369	-2,0%	8.559.613	+2,5%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	1.797.871	- 69,4%	9,8%	Sbilanciamenti a programma	5.786.109	-5,1%	2.573.866	-19,6%
Totale Non standard	16.567.478	+21,3%	90,0%	Saldo programmi	-	-	3.212.244	+11,0%
PCE bilaterali	18.365.349	- 6,0%	99,7%					
MTE	5.952	+700,0%	0,0%					
MPEG	43.200	+56,4%	0,2%					
TOTALE PCE	18.414.501	- 5,9%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	11.133.478	- 3,6%						

* 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 maggio i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 3.910 milioni di mc (41,3 TWh), in corrispondenza di importazioni tramite gasdotto e GNL complessivamente pari a 5.427 milioni di mc (57,4 TWh), di cui oltre il 34% in ingresso da Mazara (19,4 TWh), e di una produzione nazionale pari a 238 milioni di mc (2,5 TWh). Attivo dal 12 maggio anche il nuovo rigassificatore di Piombino. Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, in ripresa le iniezioni per 18,6 TWh, con un peso sul totale prelevato del 31%.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 9,7 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 23,4%. Gli scambi risultano concentrati nei mercati a contrattazione continua, sia day-ahead (4,2 TWh) che intraday (3,5 TWh), con un peso complessivo dell'80% sul totale contrattato a pronti. Per quanto riguarda i prezzi, le quotazioni su tutti i mercati scendono nell'intorno dei 35 €/MWh, in linea con i riferimenti osservati sui principali hub europei (PSV: 35 €/MWh; TTF: 32 €/MWh).

IL CONTESTO

A maggio i consumi di gas naturale in Italia scendono a 3.910 milioni di mc (41,3 TWh), di cui 1.436 milioni di mc (15,2 TWh) relativi al settore termoelettrico, in flessione rispetto al mese precedente dell'11% in corrispondenza di una significativa ripresa dell'offerta rinnovabile. Più intenso il calo riportato dai consumi nel settore civile, pari a 1.236 milioni di mc (13,1 TWh), mentre salgono quelli del comparto industriale, pari a 1.009 milioni di mc (10,7 TWh). In calo su base mensile le esportazioni e gli altri consumi, a 229 milioni di mc (2,4 TWh). Nel contesto sopra descritto, sul lato delle importazioni (5.427 milioni di mc, 57,4 TWh), ripiegano sul mese precedente i volumi di gas in entrata sia tramite gasdotto, a 4.076 milioni di mc (43,1 TWh), che tramite rigassificatori GNL, a 1.273 milioni di mc (13,5 TWh). Sempre rispetto ad

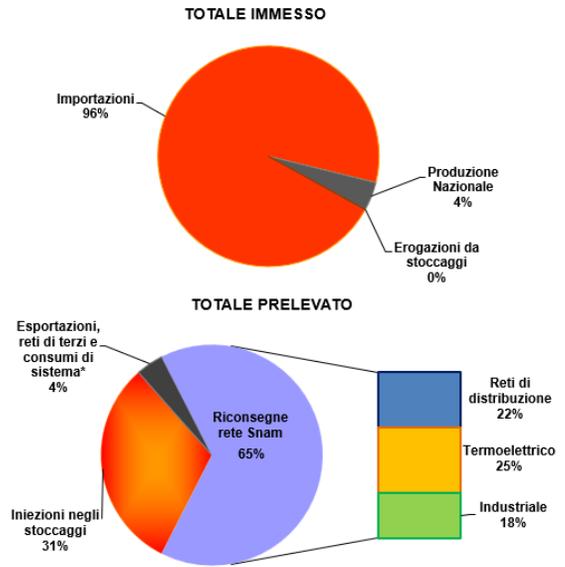
aprile, la modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra una crescita consistente delle importazioni da Passo Gries (9,8 TWh), il cui peso sale al 17% del totale importato, e ai terminali di Panigaglia (3,5 TWh) e Cavarzere (8,0 TWh): Attivo dal 12 maggio anche il nuovo rigassificatore di Piombino che nel corso del mese registra immissioni per 0,8 TWh. Sostanzialmente stabili o in calo i flussi nei restanti punti in entrata, con Mazara che scende a 19,4 TWh (33,8% dell'import).

A maggio continuano a pieno regime le iniezioni nei siti di stoccaggio (18,6 TWh), favoriti anche dai ridotti livelli dei consumi, con la giacenza complessiva di gas naturale nell'ultimo giorno del mese che ammontava a 9.055 milioni di mc (95,7 TWh).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.427	57,4	-13,6%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.835	19,4	-10,5%
Tarvisio	272	2,9	-74,7%
Passo Gries	927	9,8	+3,9%
Gela	241	2,5	+0,8%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	802	8,5	-10,6%
Panigaglia (GNL)	328	3,5	+26,1%
Cavarzere (GNL)	754	8,0	-8,8%
Livorno (GNL)	190	2,0	+368,4%
Piombino (GNL)	78	0,8	-
Produzione Nazionale	238	2,5	-8,1%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.665	59,9	-13,4%
Riconsegne rete Snam Rete Gas			
Industriale	3.681	38,9	-7,7%
Termoelettrico	1.009	10,7	-8,8%
Reti di distribuzione	1.436	15,2	-15,5%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	1.236	13,1	+4,6%
TOTALE CONSUMATO	3.910	41,3	-5,2%
Iniezioni negli stoccaggi	1.755	18,6	-27,3%
TOTALE PRELEVATO	5.665	59,9	-13,4%

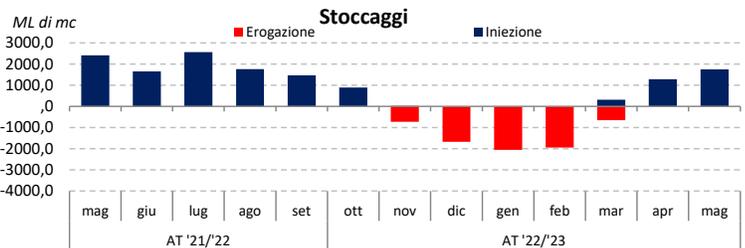
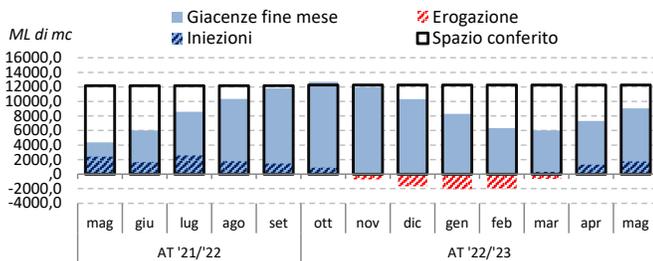


* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/05/2023)	9.055	95,7	+107,6%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	1.755	18,6	-27,3%
Flusso netto	1.755	18,6	-27,3%
Spazio conferito su base annuale	12.272	129,8	+0,8%
Giacenza/Spazio conferito	73,8%		+38,0 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei le quotazioni segnano il quinto calo mensile consecutivo, scendendo a 35,3 €/MWh al PSV e a 31,8 €/MWh al TTF, entrambi ancora ai minimi da luglio 2021. I due riferimenti presentano un andamento decrescente nel corso del mese,

collocandosi nella seconda parte di esso stabilmente sotto i 30 €/MWh, con il PSV che tocca il minimo a 27 €/MWh e il TTF a 23 €/MWh. Lo spread mensile tra il prezzo italiano e quello olandese si porta a 3,5 €/MWh (era 3,2 €/MWh il mese precedente), oscillando tra i 2-6 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 9,7 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 23,4% (era 25,1% ad aprile).

Rispetto al mese precedente, scendono gli scambi registrati sull'orizzonte day-ahead, sia a negoziazione continua (4,2 TWh), il cui peso sul mercato a pronti si porta al 44%, che nel comparto AGS in asta (1,7 TWh), pari al 18% dei volumi totali del MP-GAS. Relativamente a quest'ultimo, anche a maggio le movimentazioni di Snam registrano una consistente contrazione in vendita (0,06 TWh di maggio contro 0,98 TWh di aprile) e un significativo incremento in acquisto (1,7 TWh). In calo anche la contrattazione sull'orizzonte intraday dove gli scambi si portano a 3,5 TWh sul segmento a negoziazione continua, il cui peso sul mercato a pronti guadagna altri 2 p.p. salendo al 36%. Su tale comparto si riducono sia le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,7 TWh, -39%), su entrambi i lati del mercato, che le contrattazioni tra

operatori diversi dal RdB (2,8 TWh, -15%). Nel comparto AGS gli scambi ammontano a 24 mila MWh, registrati in un'unica sessione ad inizio mese e relativi ad acquisti di Snam.

Le quantità scambiate sul MGS scendono a 0,18 TWh, circa la metà rispetto al mese precedente, in virtù sia di una riduzione delle movimentazioni effettuate da Snam (0,96 TWh), solo lato vendita e con finalità di bilanciamento, che delle contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,86 TWh.

Le quotazioni registrate sui mercati a pronti consolidano il trend calante registrato da inizio anno e, in linea con gli andamenti dei prezzi sui principali hub europei, si collocano nell'intorno dei 35 €/MWh, con un massimo a 42 €/MWh registrato nell'unica sessione con scambi del comparto intraday AGS.

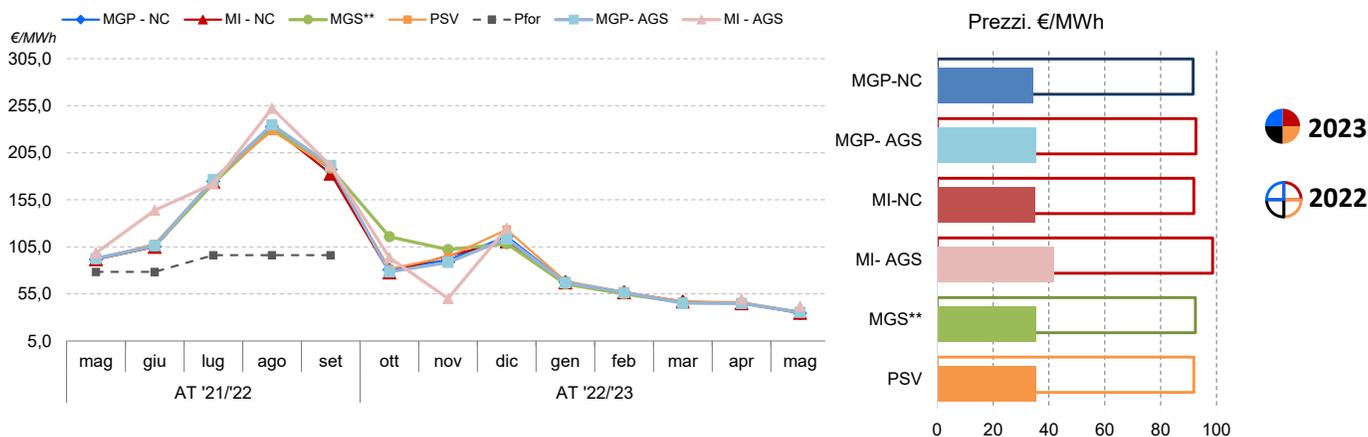
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a maggio non si sono registrati scambi, nulla anche la posizione aperta.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

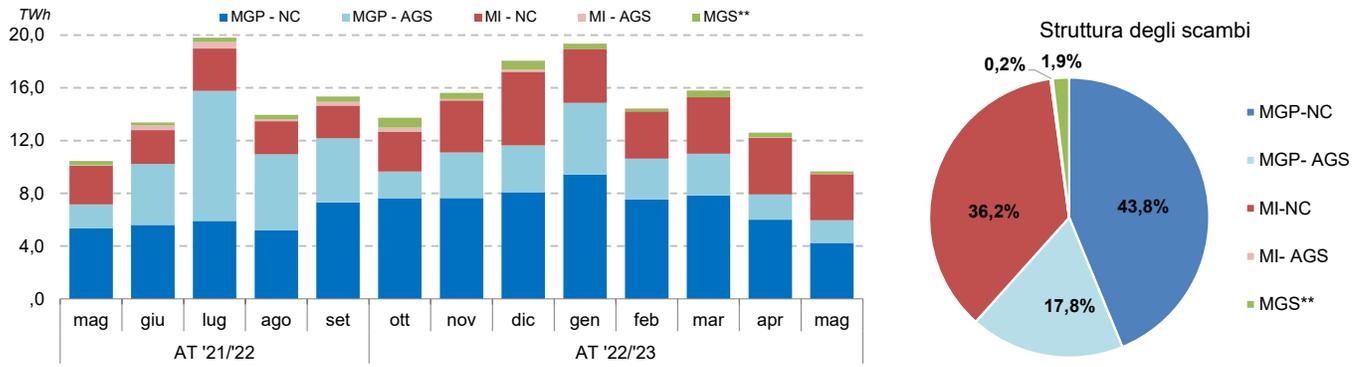
Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh		
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var	
MGP							
Negoziazione continua	34,50	(91,60)	-62,3%	22,30	4.235.784	(5.352.576)	-20,9%
Comparto AGS	35,41	(92,61)	-61,8%	24,89	1.726.008	(1.801.080)	-4,2%
MI							
Negoziazione continua	34,97	(91,88)	-61,9%	24,00	3.503.928	(2.935.680)	+19,4%
Comparto AGS	42,00	(98,60)	-57,4%	42,00	24.144	(46.056)	-47,6%
MGS**							
Stogit	35,36	(92,42)	-61,7%	25,50	182.886	(321.020)	-43,0%
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

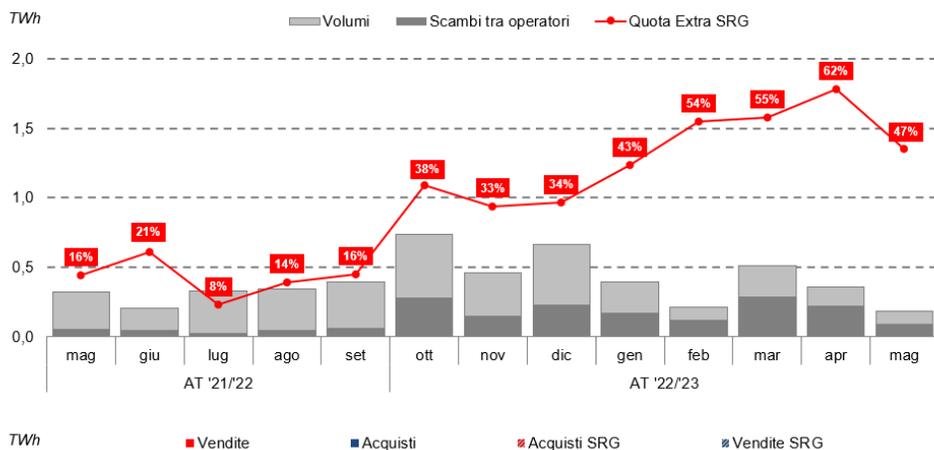
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	182.886	(321.020)	182.886	(321.020)	-	(-)	-	(-)
SRG	73.525	(7.992)	22.870	(263.119)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	73.525	(7.992)	22.870	(263.119)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	109.361	(313.028)	160.016	(57.901)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



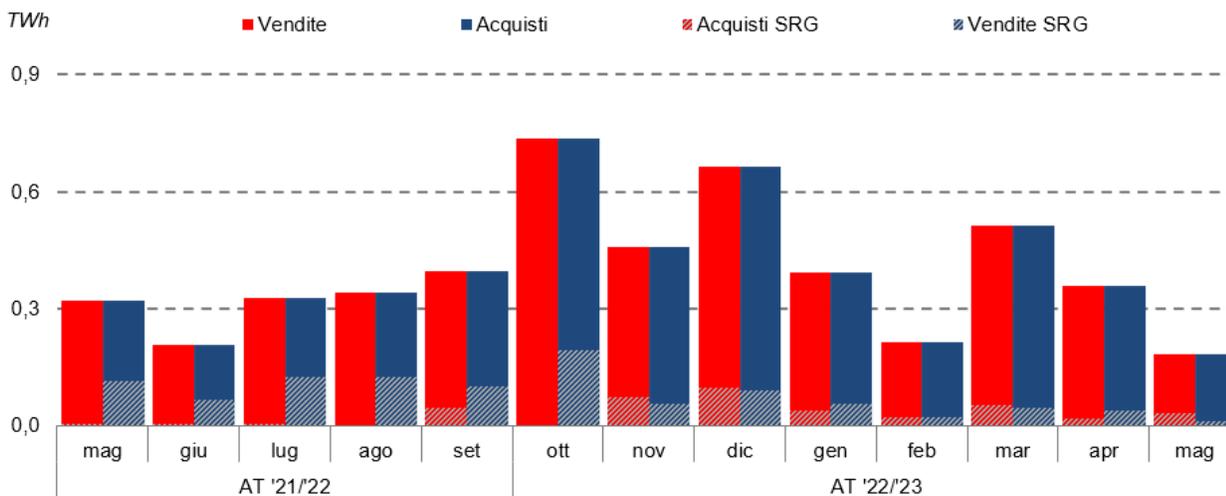


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh	
BoM-2023-05	-	-	37,95	-14,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2023-06	-	-	29,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-06	-	-	30,58	-22,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-07	-	-	26,94	-33,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-08	-	-	29,47	-29,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-09	-	-	31,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-03	-	-	29,01	-36,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-04	-	-	45,94	-9,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-01	-	-	51,84	-1,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-02	-	-	49,89	-0,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2023/2024	-	-	45,51	-12,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2024	-	-	49,79	-0,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2024	-	-	51,92	-7,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
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 maggio tornano in riduzione le quotazioni di greggio e combustibili e si accentua la flessione delle quotazioni del gas e dell'elettricità sui principali riferimenti europei.

Dopo il lieve rialzo di aprile, a maggio, le quotazioni del Brent (77,66 \$/bbl, -10% su aprile) si riportano ai minimi da gennaio 2022 e analoghe dinamiche si osservano anche per l'olio combustibile (488,51 \$/MT, -9%) e il gasolio (670,88 \$/MT, -10%). Torna sul livello più basso da luglio 2021, invece, il prezzo del carbone (122,46 \$/MT, -21%), che passa da oltre 150 \$/MT di inizio mese a poco più di 100 \$/MT dell'ultima

settimana. Anche sui mercati futures le aspettative sui prezzi tornano ribassiste, con livelli attesi nei prossimi mesi estivi in linea o inferiori agli attuali spot.

Modesta variazione per il tasso di cambio euro/dollaro (1,10 €/€, -1%), con conseguente debole attenuazione delle flessioni dei prezzi dei combustibili nella loro conversione in euro.

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	77,66	-10%	-31%				75,78	-9%	75,50	-9%		
Olio Combustibile	USD/MT	488,51	-9%	-38%	445,75	429,35	-8%	426,48	-9%	423,66	-9%	401,35	-10%
Gasolio	USD/MT	670,88	-10%	-40%	695,00	678,98	-9%	676,02	-9%	676,24	-9%		
Carbone	USD/MT	122,46	-21%	-62%	146,95	122,46	-2%	122,44	-1%	101,79	-17%	126,20	-15%

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	71,40	-9%	-33%			-	69,56	-	69,20	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	449,94	-8%	-39%		394,81	-	391,52	-	388,30	-	363,99	-
Gasolio	EUR/MT	617,94	-9%	-41%		624,71	-	620,96	-	620,15	-		-
Carbone	EUR/MT	112,09	-20%	-63%		112,82	-	112,60	-	93,46	-	114,64	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,09	-1%	3%	1,10	1,09	-	1,09	-	1,09	-	1,10	-

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

Fonte: Refinitiv

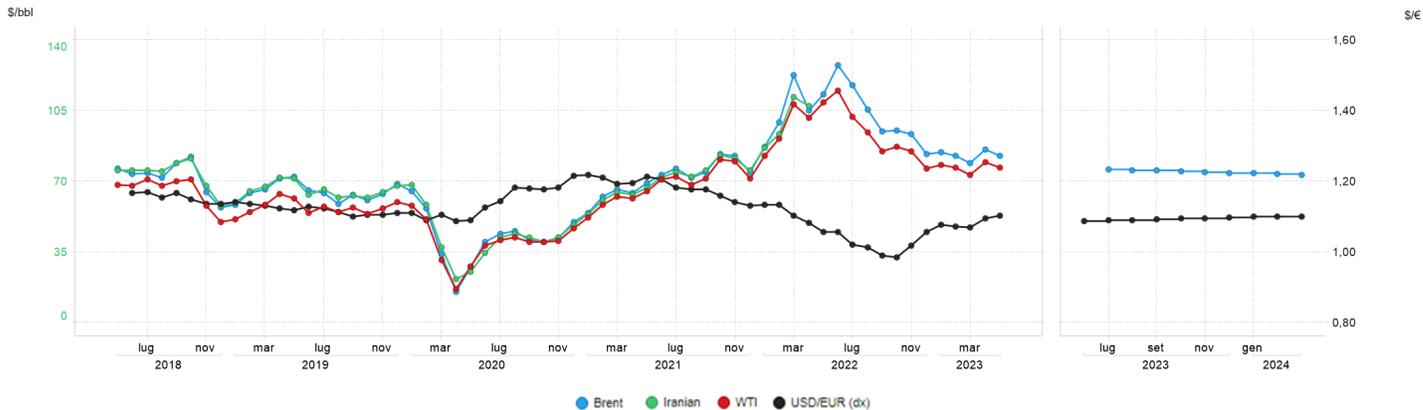


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

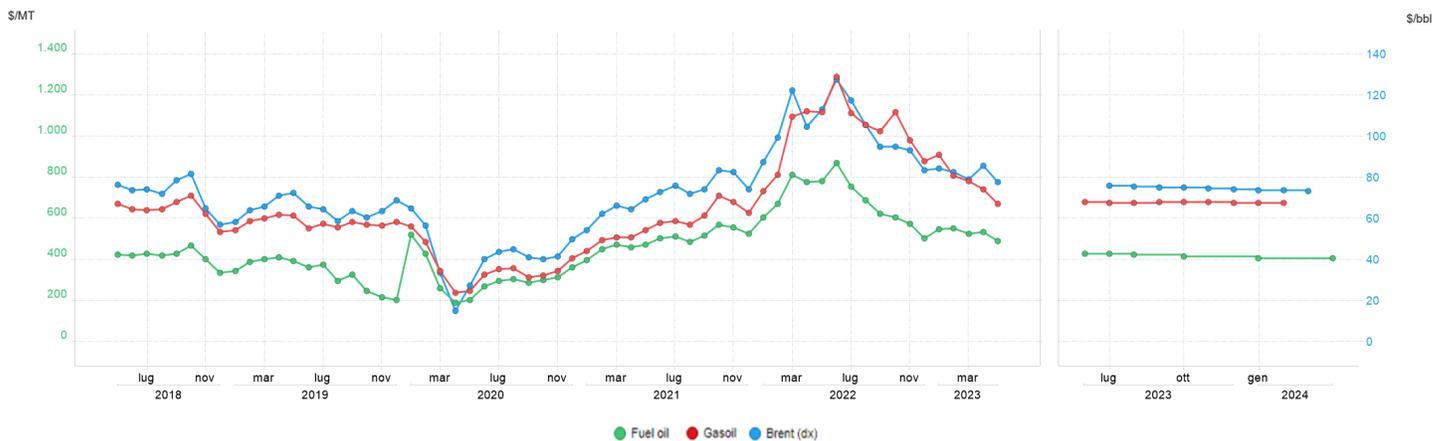
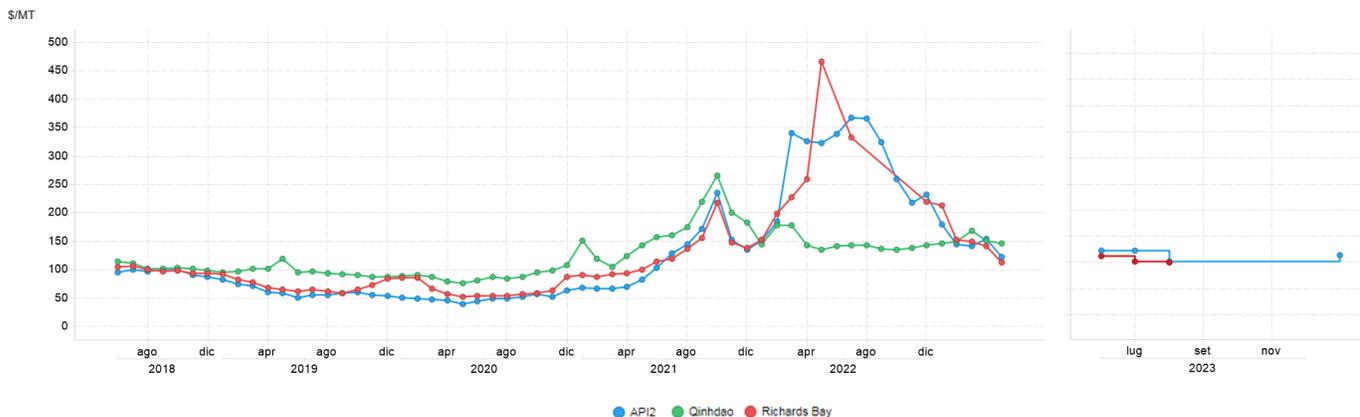


Grafico 3: Carbone*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



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

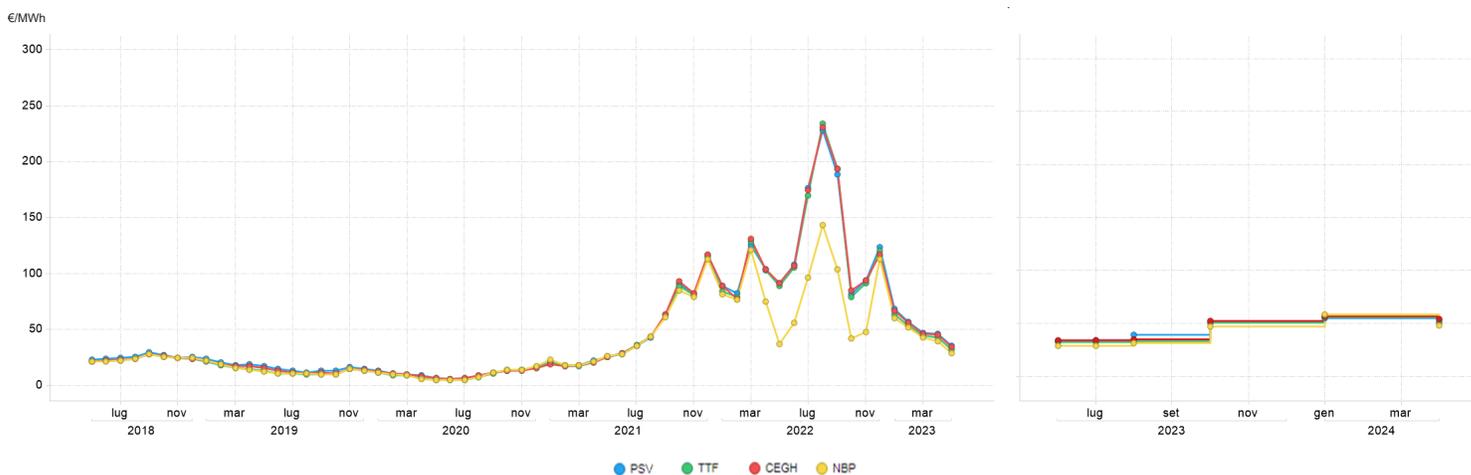
Con riferimento al gas, si confermano sui livelli più bassi dall'estate 2021 i prezzi sui principali hub europei, a 35,29 €/MWh al PSV e a 31,76 €/MWh al TTF, con lo spread PSV-TTF che, sempre positivo nel corso del mese, si attesta a

3,53 €/MWh (+0,29 €/MWh su aprile). Analoga dinamica anche per i prezzi sui mercati a termine, stimati in linea o inferiori agli attuali livelli spot nei prossimi due mesi, con uno spread atteso PSV-TTF sempre positivo.

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	35,29	-24%	-62%	41,25	32,97	-27%	33,89	-28%	39,27	-18%	54,17	-5%
TTF	NL	31,76	-26%	-64%	38,81	31,86	-25%	31,86	-26%	33,08	-25%	51,43	-9%
CEGH	AT	34,64	-24%	-62%	40,37	33,77	-25%	34,06	-24%	35,24	-20%	53,73	-8%
NBP	UK	28,46	-28%	-23%	34,86	28,51	-29%	28,40	-32%	31,26	-71%		



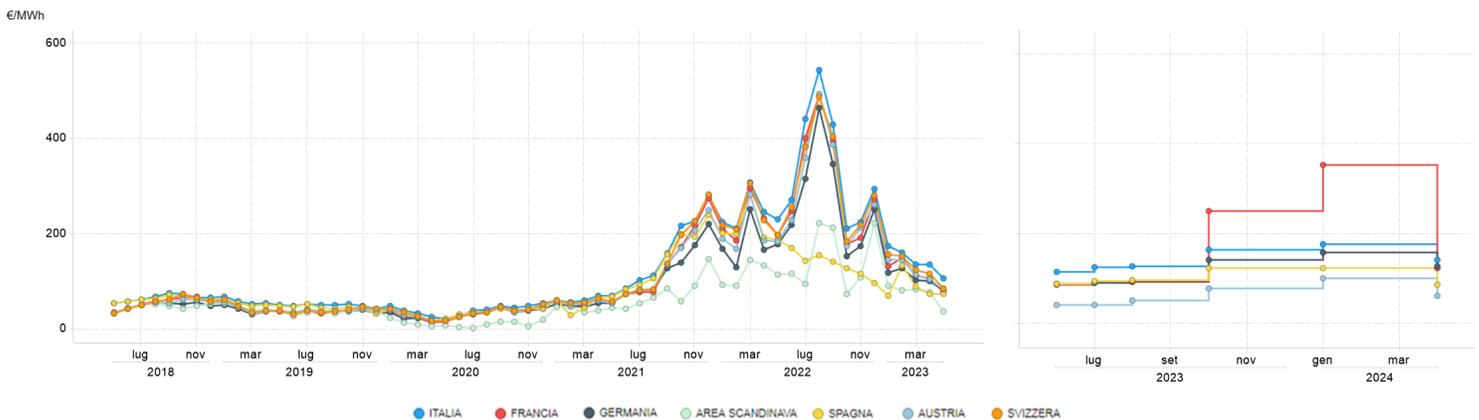
Ancora in linea con il gas, scendono ai minimi dall'estate 2021 anche i prezzi sulle principali borse elettriche europee. Poco sopra i 100 €/MWh il Pun italiano (105,73 €/MWh), mentre sulle altre borse i prezzi si attestano tra 77,55 €/MWh della Francia e 85,86 €/MWh della Svizzera, con minimi orari negativi fino a quasi -130 €/MWh in Germania. Poco più bassa, e in lieve

aumento su aprile, la quotazione spagnola (74 €/MWh), mentre si riporta sotto 40 €/MWh quella dell'Area Scandinava (38 €/MWh). In ottica prospettica i mercati a termine indicano quotazioni progressivamente più elevate nei prossimi mesi estivi rispetto agli attuali spot, in linea con gli andamenti stagionali della domanda.

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	105,73	-22%	-54%	142,62	115,84	-23%	124,40	-21%	128,14	-15%	140,87	3%
FRANCIA	77,55	-27%	-61%	106,58	86,19	-25%	92,30	-27%	92,70	-14%	185,45	-12%
GERMANIA	81,72	-19%	-54%	101,08	87,88	-21%	91,19	-21%	94,74	-7%	138,10	-7%
AREA SCANDINAVA	37,59	-52%	-67%	66,25	41,92	-16%	40,41	-4%	50,83	-6%	69,16	2%
SPAGNA	74,21	1%	-60%	86,75	88,05	-20%	93,61	-23%	96,12	-19%	101,95	-3%
AUSTRIA	82,32	-21%	-55%									
SVIZZERA	85,86	-26%	-56%									



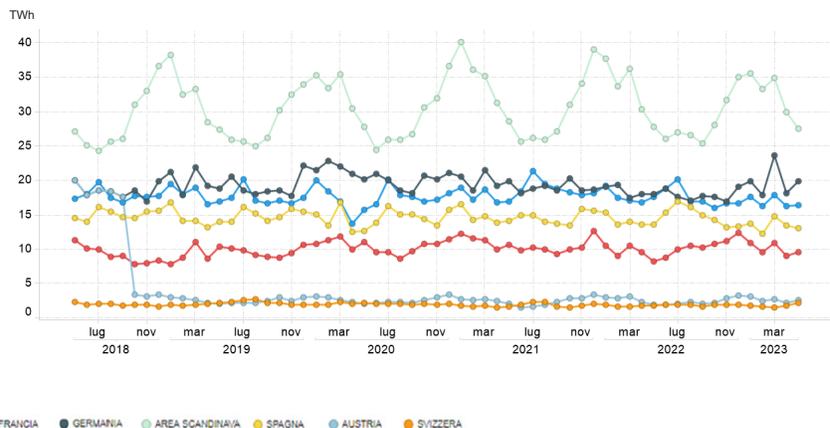
Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici a pronti, volumi ancora in decisa flessione nell'Area Scandinava (27,6 TWh, -11%) e in calo più moderato in Spagna (13,1

TWh, -6%) e in Italia (16,5 TWh, -2%). In aumento, invece, gli scambi in Germania (19,9 TWh, +6%) e in Francia (9,5 TWh, +2%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	16,5	-2%	-7%
FRANCIA	9,5	2%	16%
GERMANIA	19,9	6%	10%
AREA SCANDINAVA	27,6	-11%	-1%
SPAGNA	13,1	-6%	-4%
AUSTRIA	2,6	15%	33%
SVIZZERA	2,2	15%	16%



* 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

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), nel mese di maggio, che sancisce la fine dell'anno d'obbligo, il prezzo medio risulta poco volatile e sale lievemente a 257,16 €/tep, in presenza di una significativa crescita degli scambi (+75%). In lieve rialzo anche i prezzi sulla piattaforma bilaterale che si attestano a 237,37 €/tep con i volumi in netto aumento. Nel mese di maggio

sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) si registra un prezzo medio pari a 7,15 €/MWh, risultando inferiore a quello delle quotazioni bilaterali pari a 7,41 €/MWh. Molto bassi gli scambi sul mercato, pari a 3,8 GWh, a fronte dei circa 186 GWh registrati sulla piattaforma bilaterale. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a maggio non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a maggio si attesta a 257,16 €/tep, in lieve crescita rispetto al mese precedente (+0,6%). In aumento anche la quotazione media complessiva sulla piattaforma bilaterale che cresce a 237,37 €/tep (+1,5%), portando lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 20 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce, tuttavia, a 1,62 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale rimane pari al 93%, come nel mese precedente. In crescita al 49% (+27 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (255,40-257,89 €/

tep). Nelle sessioni di maggio, ultimo mese relativo all'anno d'obbligo 2022, i titoli negoziati crescono sia sul MTEE, in cui si attestano a circa 275 mila tep (+75,2% su aprile), che, in misura maggiore, sulla piattaforma bilaterale (158,2 mila tep, +190% su aprile) con conseguente riduzione della liquidità del mercato al 63,5% (-11 p.p. rispetto al mese precedente).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine maggio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 69.928.014 tep, in aumento di 692.992 tep rispetto a fine aprile. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.163.542 tep, in crescita di 692.992 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio €/tep	Var. cong.	Minimo €/tep	Massimo €/tep	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
									tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	257,16	+0,6%	255,40	257,89	275.119	+75,2%	70,75	+76,2%	1.948	+223,1%	0,7%	+0,3 p.p.	4	+2
Bilaterali	237,37	+1,5%	0,00	260,97	158.183	+190,0%	37,55	+194,4%						
con prezzo >1	255,54	+1,8%	100,00	260,97	146.934	+189,2%	37,55	+194,4%						
Totale	249,93	-0,1%	0,00	260,97	433.302	+104,8%	108,30	+104,7%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

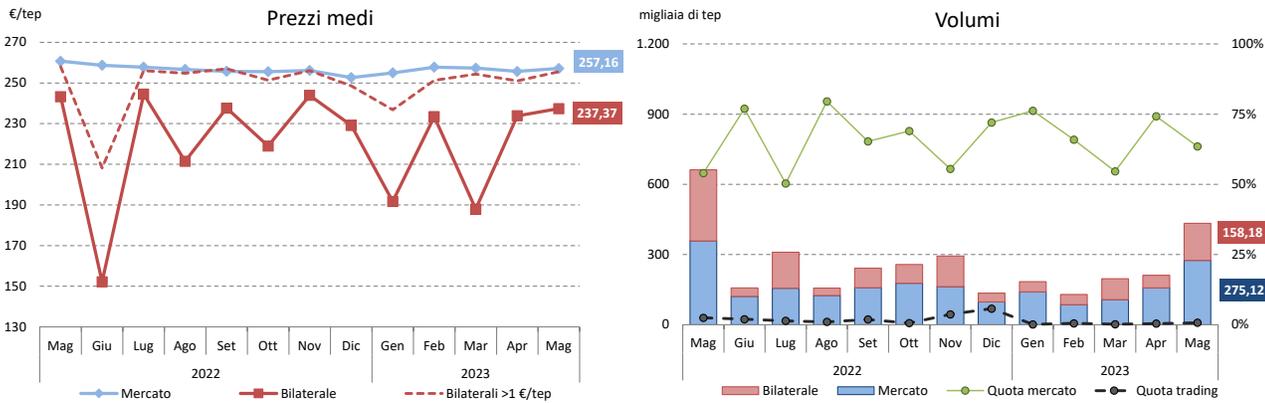


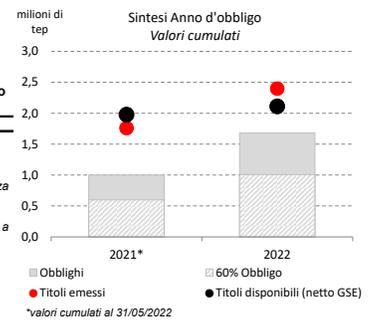
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2022

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	Volumi >260 €/tep						
48	256,40	1.762.602	939.060	254,91	825.451	250,00	4.163.542	69.928.014	2.051.828	

*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.

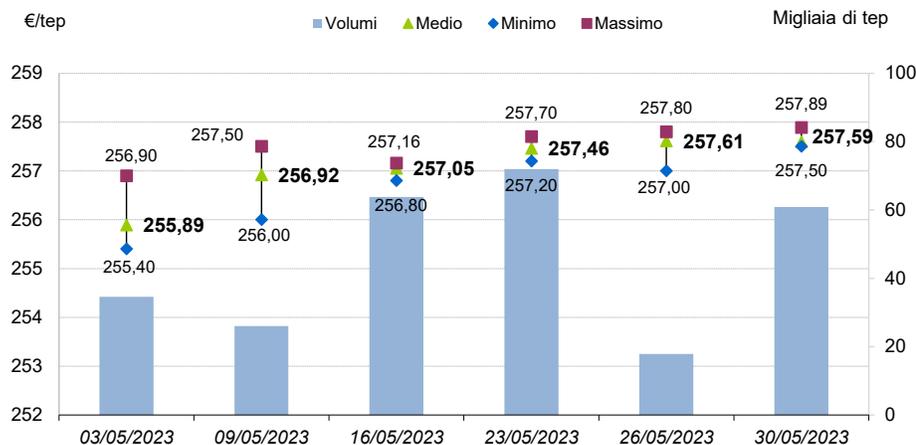


L'analisi delle singole sessioni, 6 nel mese di maggio, mostra quotazioni medie in lieve crescita tra i 255,89 €/tep della sessione del 3 maggio ed i circa 257,60 €/tep delle sessioni del 26 e 30 maggio. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo

di seduta risulta mediamente basso e pari a 84 c€/tep. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano pari a circa 45,9 mila tep, con un massimo di 72 mila tep raggiunto nella sessione del 23 maggio.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nel mese di maggio, primo mese di contrattazione delle garanzie riferite all'anno di produzione 2023, il prezzo medio del MGO, si porta a 7,15 €/MWh, mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale risultano pari a 7,41 €/MWh, con il

loro differenziale che si riduce quindi a 0,26 €/MWh (era circa 5,5 €/MWh a marzo). Bassi i volumi negoziati, pari a 3,8 GWh sul mercato e a 185,7 GWh sulla piattaforma bilaterale, in entrambi i casi totalmente riconducibili alla tipologia Eolico.

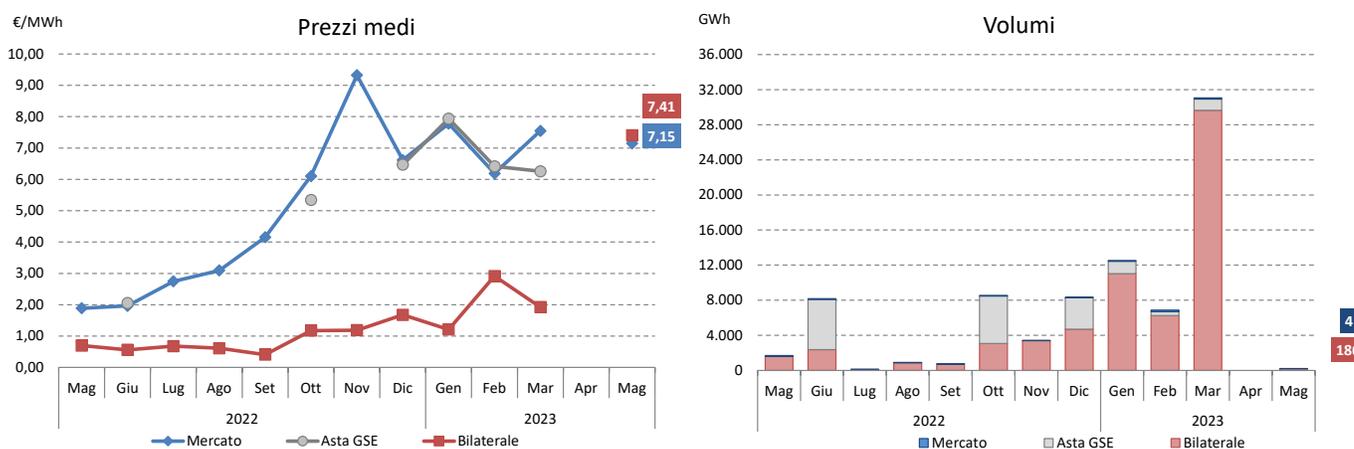
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi		Controvalore	
	Medio	Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	€/MWh	€/MWh				
Mercato	7,15	-	7,15	3.811	-	27.257	-
Bilaterali	7,41	-	6,56	185.682	-	1.375.504	-
con prezzo >0	7,41	-	6,56	185.682	-	1.375.504	-
Totale	7,40	-	6,56	189.493	-	1.402.761	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



IL PROTEZIONISMO VERDE DELLE GRANDI POTENZE: L'IMPATTO GLOBALE DELLA PRODUZIONE DI MATERIE PRIME CRITICHE SUL SETTORE FOTOVOLTAICO

di Francesco Sassi - RIE

(continua dalla prima)

Da sottolineare vi è come, a riguardo dei processi di raffinazione e lavorazione, il G7 si è impegnato a supportare la creazione di catene di valore locali "in linea con le regole del WTO", promuovendo allo stesso modo il riciclo "in collaborazione con i paesi in via di sviluppo".

Significativo è pure il fatto che il comunicato del Summit sottolinea come l'iniziativa sia basata sulla prospettiva di coniugare assieme sicurezza energetica, crisi climatica e rischi geopolitici. In assenza di una strategia che abbracci congiuntamente queste tre sfide, sarà infatti impossibile accelerare la transizione e limitare l'incremento delle temperature a 1,5° così come previsto dagli Accordi di Parigi. Oggi, appare inevitabile che l'accesso a queste materie prime susciti una vivace competizione internazionale; non solo tra economie avanzate e il resto del mondo, ma tra gli stessi paesi del G7 che, pur annunciando alleanze e partnership di varia natura, si contendono l'accesso a risorse finite. La gestione di tensioni politiche, le quali inevitabilmente scaturiranno dalla natura interdipendente di queste filiere globali e, per molti versi, ancora agli albori, rappresenta una minaccia per la tenuta del trilemma fondamentale di economia-clima-relazioni internazionali.

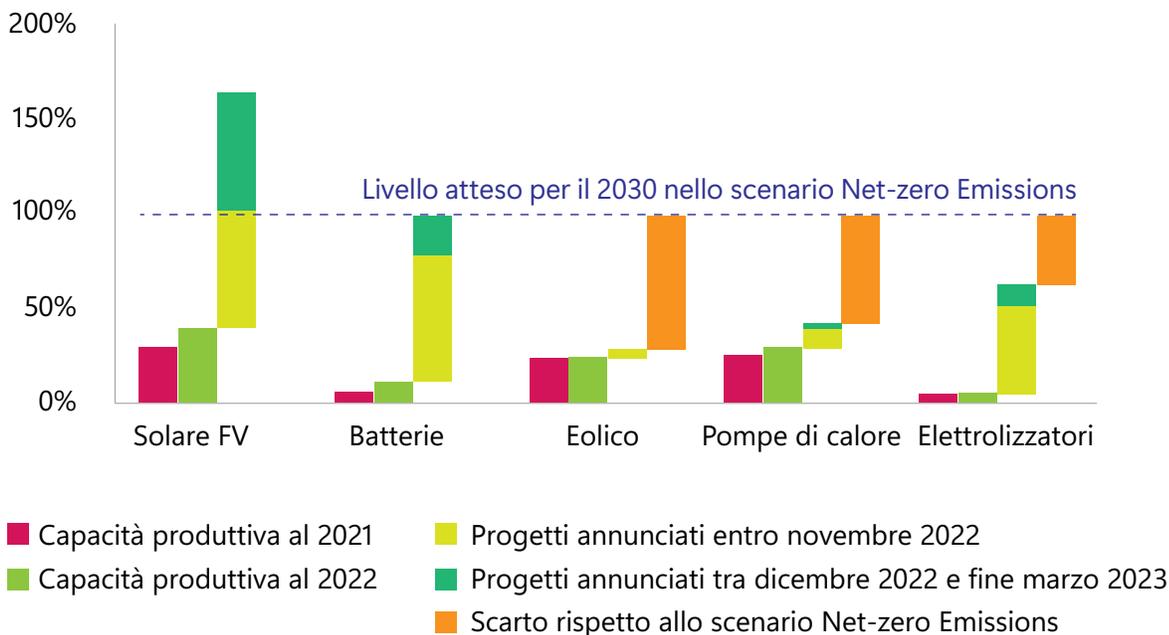
Gli sviluppi nella manifattura di tecnologie verdi e la centralità del solare nei processi di transizione

Sotto diversi punti di vista, l'anno in corso si prospetta come storico per il mondo degli investimenti nel settore energetico. La International Energy Agency (IEA) prevede che verso le energie rinnovabili, comprensive di nucleare e low-carbon fuels, andranno oltre 1,7 bilione di dollari di investimenti, contro 1 bilione di dollari per gli idrocarburi. Una particolare enfasi si riscontra nel settore fotovoltaico. Infatti, la IEA attende oltre 1 miliardo di dollari di investimenti al giorno, pari ad oltre 380 miliardi di dollari nel corso dell'intero anno. Una tendenza in continua crescita dal 2020, ma che nel 2022 è stata influenzata parallelamente da più alti costi in capitale, ulteriori necessità di finanziamenti e premi di

rischio maggiori. Per tutta questa serie di ragioni, IEA ritiene che i progetti nel fotovoltaico attrarranno, per la prima volta, investimenti maggiori rispetto quelli dell'industria petrolifera³. Nel corso dell'anno scorso, anche il volume di decisioni finali di investimento supera del 20% il record del 2021, per una cifra pari a 180 miliardi di dollari⁴. Un dato che mette il solare in netto contrasto con la diminuzione riscontrata invece nel settore eolico.

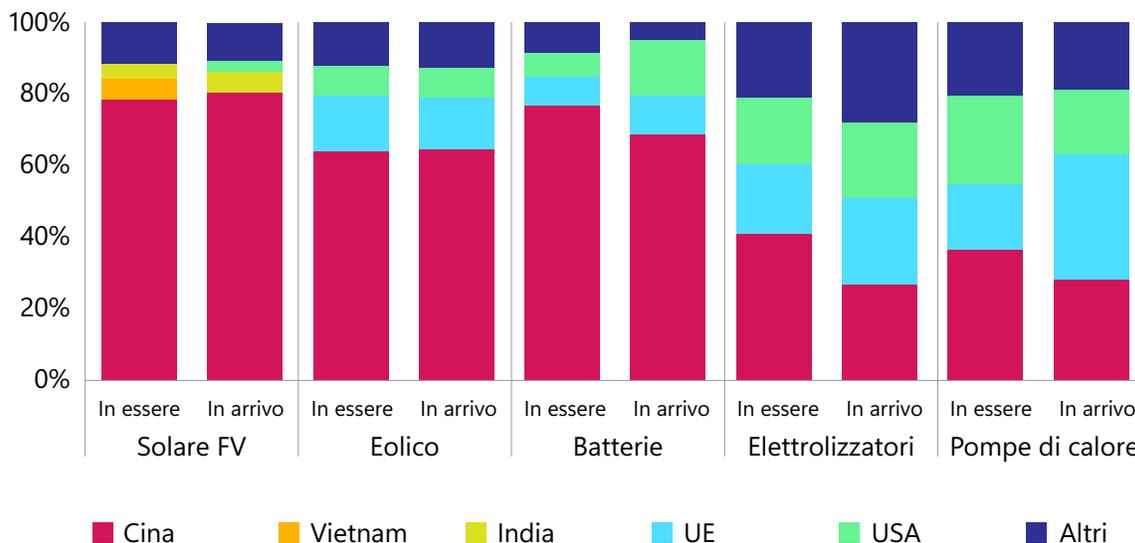
Tutto ciò segna il passo di una nuova fase di estremo interesse verso le rinnovabili. Dal punto di vista tecnologico, avverte IEA, i progressi si stanno velocizzando, in particolare per quanto riguarda proprio il solare e le tecnologie di stoccaggio. Su base annuale, la capacità manifatturiera installata per batterie, solare ed elettrolizzatori è cresciuta rispettivamente del 72%, 39% e 26% a fronte invece di un modesto 2% per quanto riguarda l'eolico⁵. I segnali sono confortanti, se visti dal punto di vista delle ricadute sullo scenario Net Zero al 2050 e la velocità necessaria con cui le nuove tecnologie green dovranno sostituire l'apporto dell'industria fossile. Di tono opposto è invece la constatazione che soltanto una piccola parte di questi investimenti sono dati per certi. Nel solare, ad esempio, la percentuale è pari a circa un quarto del totale. L'analisi dei mercati delle MPC rilevanti per il settore potrà consegnare sia un quadro più chiaro delle dinamiche che influenzeranno la (in)stabilità degli stessi, sia delle inevitabili ripercussioni per l'intero processo di transizione. Infatti, il solare ha ricoperto circa il 40% della capacità di generazione elettrica aggiuntiva nel 2022 e oggi appare come l'industria più in salute del comparto (Figura 1), corrispondendo al 4% dell'intero apporto globale di elettricità⁶. Inoltre, l'impegno assunto dai paesi del G7 di espandere la capacità collettiva del solare a più di 1TW entro il 2030 dimostra come il rispetto dei programmi di messa a terra di numerosissimi parchi solari e dal loro collegamento alle reti elettriche dipenda, in larga parte, la credibilità dei percorsi di transizione tracciato dalle economie più avanzate⁷.

Figura 1: Velocità di esecuzione dei progetti annunciati e implementazione al 2030 di tecnologie chiave nello Scenario Net Zero Emissions di IEA



Fonte: Rielaborazione RIE su dati IEA

Figura 2: Concentrazione geografica attuale e prevista per la fabbricazione delle principali tecnologie pulite (2023 - 2030)



Fonte: Rielaborazione RIE su dati IEA

Segnali contrastanti, alcuni dei quali particolarmente positivi, arrivano dal punto di vista della nascita di nuove catene di valore a livello globale, essenziali alla diversificazione settoriale. Per quanto riguarda invece la concentrazione della capacità manifatturiera di queste tecnologie, la situazione è assai meno confortevole. Considerando le cinque tecnologie pulite prese in considerazione da IEA, quattro paesi nel mondo, con l'aggiunta dell'UE, rappresentano circa l'80-90% dell'intera capacità manifatturiera disponibile nei differenti segmenti della filiera (Figura 2)⁸. Una densità produttiva che, vista l'attenzione rivolta alla creazione e rafforzamento di supply chains locali, potrebbe far pericolosamente filtrare le crescenti tensioni internazionali sui processi industriali, con gravi implicazioni per i vantaggi collaborativi risultanti da una forte interconnessione tra le economie, le strategie competitive delle aziende coinvolte nel settore e il loro specifico confronto con la politica economica dei singoli paesi in cui queste operano⁹.

Il dominio del fotovoltaico cinese e le iniziative per contrastarlo

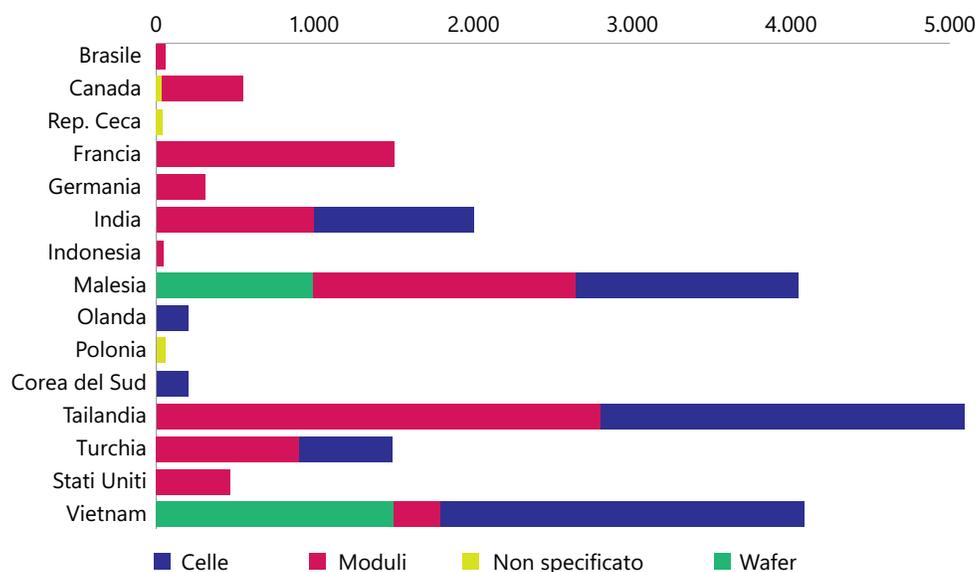
Grazie a politiche mirate che sono state implementate nei vari Piani Quinquennali elaborati nel corso dell'ultimo ventennio, e i piani di neutralità carbonica al 2060 annunciati, la Repubblica Popolare Cinese detiene una palese leadership nel settore del fotovoltaico. Il target al 2030 è quello di 1200 GW di capacità installata tra solare ed eolico e l'Energy Research Institute (ERI) prevede che in uno scenario di neutralità carbonica il fotovoltaico genererà circa più del 25% dell'elettricità entro il 2060, corrispondendo al 50% dell'intera capacità installata¹⁰. In Cina, il ritmo dell'installazione di pannelli solari continua a sbigottire qualsiasi competitor mondiale. È stimato che nel solo

2023 saranno tra i 95 e 154 i GW di nuova capacità messa a terra, di gran lunga superiore al record (87,4 GW) registrato nel 2022. Potenzialmente, la capacità che andrà ad essere installata sarà superiore a quella attualmente disponibile negli Stati Uniti, pari a 129 GW. Secondo stime recenti, nel 2023 la Cina allaccerà una percentuale tra il 27% e il 45% dell'intera capacità installata al mondo di fotovoltaico¹¹.

Le conseguenze di questa espansione sono ambigue e nubi fosche si addensano all'orizzonte. Nel giro di pochi anni, un'espansione aggressiva della capacità manifatturiera rischia di portare alla bancarotta innumerevoli operatori. Visti i prezzi in discesa per la componentistica, molti di essi potrebbero essere incapaci di rimanere competitivi sui mercati. Da notare è anche il fatto che il potenziale del settore fotovoltaico in Cina rimane assai diversificato sul territorio del paese e che, mediamente, esso rimanga inferiore rispetto a quello di altre nazioni asiatiche¹². Peculiare, dunque, è anche la politica adottata dalle compagnie cinesi, specialmente nel Sudest asiatico (Figura 3). Malesia, Thailandia e Vietnam rimangono mete predilette per colossi come Trina e LONGi. Grazie a costi irrisori del capitale umano e disponibilità finanziarie straordinarie, queste compagnie hanno delocalizzato buona parte della capacità produttiva, garantendosi oltre ai vantaggi economici una maggiore flessibilità nei flussi per l'export. Molti di questi mercati rimangono scarsamente attivi a livello interno per via di una iper-burocrazia dei processi regolatori riguardanti l'installazione di nuovi impianti. In parallelo, non si deve dare per scontato che le compagnie cinesi esportino qui il proprio know-how tecnologico, che molto aiuterebbe questi paesi a sveltire i loro processi di transizione¹³.

Anche grazie ai molteplici investimenti di compagnie cinesi nel Sudest asiatico, la prospettiva è quella di un rafforzamento del primato di Pechino, anche in futuro.

Figura 3: Investimenti all'estero della Cina nella capacità manifatturiera di pannelli solari (MW)



Fonte: Rielaborazione RIE su dati Jackson et al., China Overseas Solar PV Trade and Investment Database, 2020

L'incremento delle capacità manifatturiere dal solare è eclatante. Stando agli annunci sinora registrati, la IEA calcola infatti che la concentrazione della capacità produttiva in Cina rimarrà inalterata a circa l'80% nel prossimo futuro. Il rimanente 20% verrà suddiviso nel resto del mondo. In pole position si trovano i paesi del Sudest Asia, dove la presenza di compagnie cinesi è, come si è visto, preponderante. Nell'Unione Europea, il contributo del fotovoltaico rimane una forza primaria della mutazione del mix elettrico. Il REPowerEU e la EU Solar Energy Strategy pongono l'ambiziosissimo obiettivo di installare circa 45 GW di solare all'anno, raggiungendo entro il 2030 circa 600 GW di capacità, quasi triplicando quella ad oggi disponibili ed espandendo il contributo in voci nodali nella domanda energetica primaria, come il riscaldamento¹⁴. Ciò consentirebbe di trovare anche un'alternativa, nel medio periodo, a copiosi volumi di gas importato dalla Russia. Nel 2022, sono stati installati oltre 41 GW di capacità da solare, pari a quasi il 50% su base annuale e giungendo ad una capacità totale di poco meno di 210 GW. Solar Power Europe prevede oltre 53 GW di installazioni nel 2023 ed entro il 2026 il raddoppio l'intera capacità installata¹⁵. Il EU Green Deal Industrial Plan (GDIP) e il Net Zero Industry Act (NZIA), approvati a febbraio e marzo 2023, indicano il solare tra le tecnologie verdi necessarie alla transizione e per cui occorre rinforzare le capacità manifatturiere europee. In particolare, il NZIA intende portare la produzione interna a ricoprire il 40% della capacità messa a terra annualmente entro il 2030, contrastando così una dipendenza massiva dalle importazioni dalla Cina¹⁶. Per velocizzare l'operatività di questi progetti, l'UE e gli Stati membri garantiranno lo stato prioritario dei progetti, accelerandone le procedure autorizzative e allentando le norme che regolano gli aiuti di stato. Un coro di proteste si è però sollevato in Europa. Alcuni paesi, con maggiori difficoltà finanziarie, lamentano che una simile norma possa approfondire le differenze interne all'UE, determinando una perdita di competitività di alcune economie¹⁷.

Rimane altresì irrisolto il nodo della definizione del ruolo del nucleare all'interno della strategia Net Zero europea, incidendo direttamente sull'approvazione dei nuovi target per le rinnovabili in UE. Pur non avendo una strategia espressamente dedicata all'industria del fotovoltaico, anche gli Stati Uniti sono impegnati nell'incrementare la propria capacità manifatturiera, dopo aver perso nel corso dell'ultimo decennio le quote di mercato precedentemente ricoperte. L'obiettivo di lungo periodo rimane quello di raddoppiare l'installazione di capacità solare ogni anno (periodo 2021-2025) e successivamente duplicarla entro il 2030. Un passo necessario, dice Washington, per rendere l'intero settore della generazione elettrica a impatto zero entro il 2035, nonostante un aumento del 30% della domanda elettrica. L'obiettivo di più lungo periodo è estremamente ambizioso: generare il 45% da fotovoltaico entro il 2050, traguardando così una neutralità carbonica del paese¹⁸. La sfida è enorme. Al giorno d'oggi, il solare rappresenta soltanto il 3-4% dell'intera

generazione elettrica, contro invece il 60% riconducibile alla combinazione della generazione da gas naturale e carbone. Per di più, la contraddice le guide linea governative. Nel 2022, infatti, l'installazione di pannelli ha rallentato di un terzo rispetto l'anno precedente. L'impasse è creata da una nuova ondata di tensioni commerciali, problematiche nelle supply chain, difficoltà riscontrate nel mercato del lavoro e insufficiente disponibilità di incentivi fiscali. Il primo trimestre del 2023 segna invece tendenze di senso opposto¹⁹.

Il periodo attuale si dimostra essere tra i più volatili, sia in termini di mercato che di policies nell'intera storia dell'industria. Recentemente, compagnie estere sono state attratte dai copiosi incentivi prodotti dall'Inflation Reduction Act (IRA), incluso un credito d'imposta produttivo del 100%. Ad esempio, ENEL ha confermato un investimento da più di 1 miliardo di dollari in Oklahoma per un impianto dalla capacità produttiva annuale di 3 GW²⁰. Sullo sfondo però, il quadro si complica. Un'inusuale risoluzione bipartisan, approvata dal Congresso e dal Senato, ha visto una parte del partito Democratico prendere posizione contro l'Amministrazione, sostenendo l'introduzione di un embargo alle importazioni di pannelli prodotti da compagnie cinesi nel Sudest asiatico. Il successivo veto di Biden è venuto in soccorso dell'industria solare americana, appellatasi alla Casa Bianca per salvaguardare i programmi di espansione nazionale, preannunciando invece un potenziale crollo nelle installazioni nel caso in cui la delibera fosse passata²¹.

La fragilità dei rapporti politici tra Washington e Pechino non detta dunque soltanto i rapporti commerciali bilaterali, ma mette a rischio le politiche di transizione dell'Amministrazione Biden, accentuando lo scontro interno tra Democratici e Repubblicani e aggravando la polarizzazione in vista della campagna per le presidenziali del 2024.

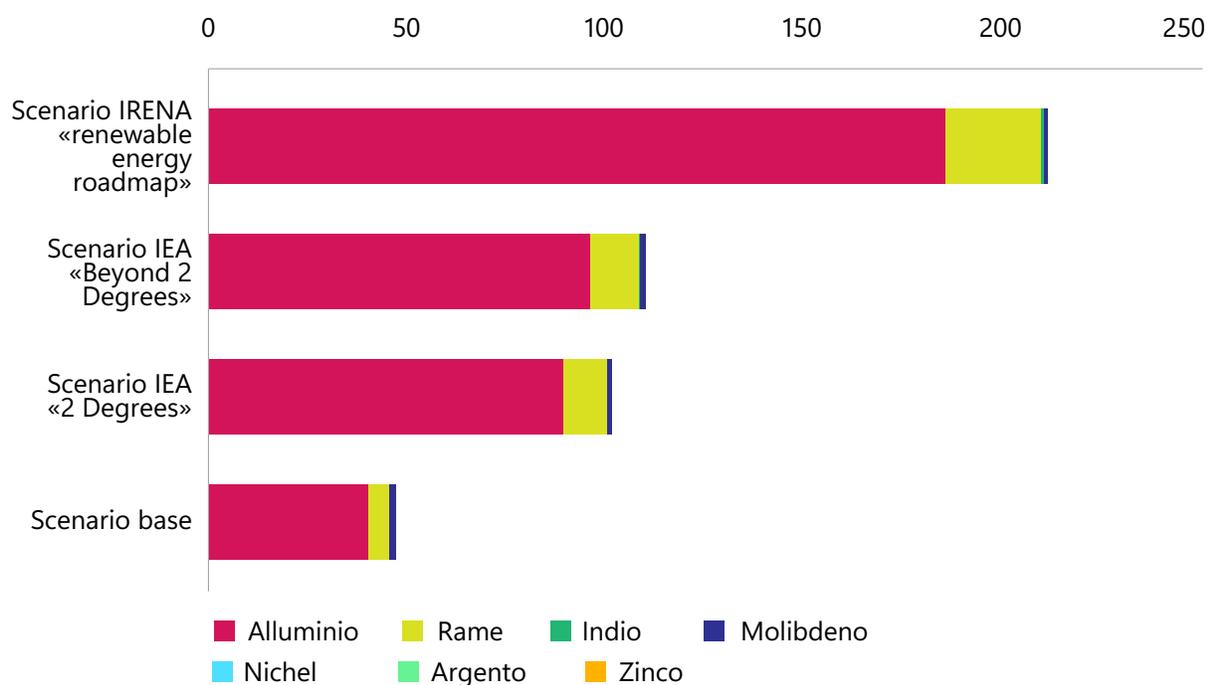
Protezionismo e materie prime critiche: La ricetta dei cinque materiali essenziali per il settore solare

Restrizioni all'esportazione di MPC, in particolare nel settore upstream, colpiscono almeno il 10% del commercio globale e il trend è in evidente crescita.

-La concentrazione maggiore di queste politiche si concentra nei paesi al di fuori della Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (OCSE)²². La pandemia da COVID-19, ostilità geopolitiche e le conseguenze dell'invasione russa dell'Ucraina non hanno fatto altro che sollecitare dinamiche che rendono un coordinamento delle politiche green sempre più difficoltoso.

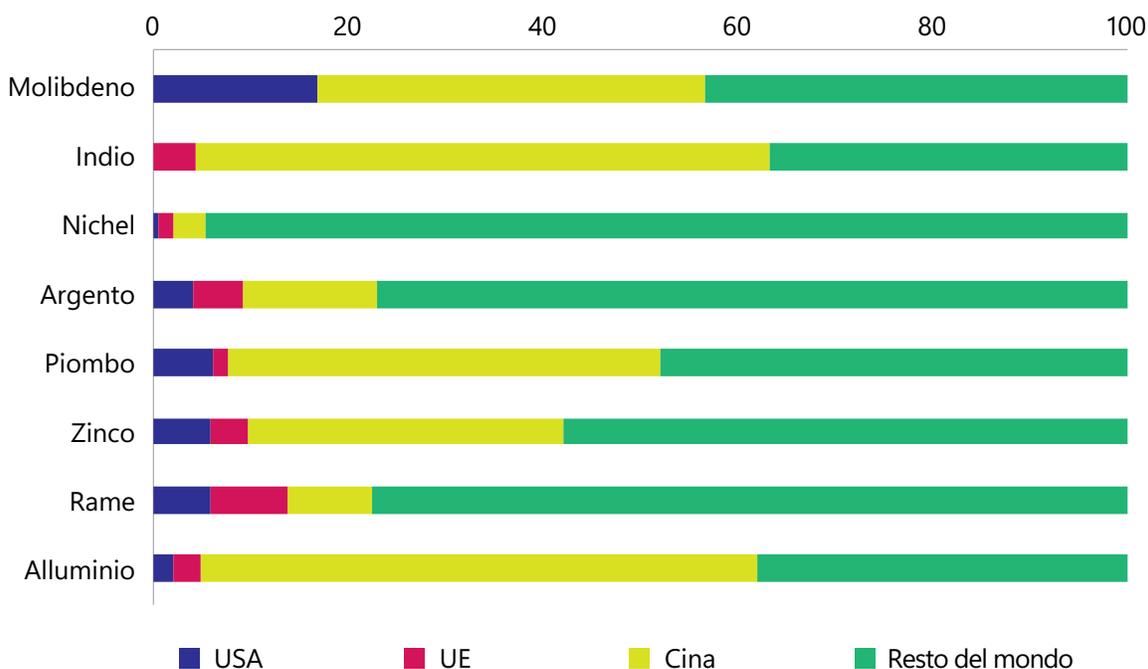
La costruzione e assemblaggio dei pannelli solari, la loro installazione sul territorio e nei plessi residenziali ed industriali, oltre che al loro collegamento con le reti elettriche, necessita di 16 MPC. In particolare, la disponibilità di otto di esse (alluminio, rame, indio, piombo, molibdeno, nickel, argento, zinco) e la stabilità dei mercati annessi, avrà un'influenza preponderante sulle capacità delle grandi potenze di supportare politiche e strategie energetiche che risolvano l'annoso trilemma energia-clima-relazioni internazionali.

Figura 4: Domanda cumulativa di MPC per il settore fotovoltaico al 2050 (Milioni di tonnellate)



Fonte: Rielaborazione RIE su dati Banca Mondiale (2020)

Figura 5: Produzione per fonte delle MPC chiave per fotovoltaico



Queste MPC rimangono tanto necessarie per il settore del fotovoltaico, corrispondono a oltre il 95% della domanda cumulativa di materiali relativa al settore stimata al 2050 (Figura 4). Nel prossimo paragrafo, l'analisi verterà su alcune tra le principali iniziative delle grandi potenze in tema di produzione e disponibilità di metalli e minerali, la cui intensità sia di utilizzo che di emissioni, in uno scenario di transizione verso un modello di neutralità climatica, diventano fattori cruciali alla realizzazione dell'intero processo di decarbonizzazione (Figura 5). Gli stessi MPC sono altrettanto fondamentali per altre componenti e tecnologie pivotali per la transizione energetica²³. Quali sono dunque le iniziative principali delle grandi potenze in tema di produzione di MPC? Quali misure protezionistiche sono state sinora adottate per risolvere il trilemma fondamentale energia-clima-relazioni internazionali?

Unione Europea

Nel corso degli ultimi 18 mesi, la Presidente della Commissione Europea Ursula von der Leyen è tornata più volte sull'importanza strategica delle MPC. La stessa ha affermato che queste diverranno presto "più importanti che petrolio e gas²⁴". Approvato a metà marzo, il Critical Raw Materials Act (CRMA) definisce la linea strategica europea a fronte dello strapotere cinese nelle supply chain, ma costituisce anche la prima linea di difesa contro l'iniziativa unilaterale degli Stati Uniti sullo stesso tema. Il CRMA, indicando una lista dettagliata di materiali e minerali strategici, pone l'accento su specifici target di estrazione, lavorazione e raffinazione di materie prime (vedi in nota)²⁵. Processi su cui Bruxelles non può più rimandare la supervisione e un controllo più severo, essendo l'UE questo punto costretta a giocare un ruolo più attivo davanti alle iniziative altrui ed una natura sempre più frammentata e multiforme dei mercati.

Eppure, nonostante il ruolo pivotale per l'apporto dell'industria fotovoltaica, il CRMA cita esplicitamente soltanto rame e nickel tra le materie prime strategiche. Riferimenti diretti ad alluminio, indio e argento esistono in documenti alternativi riconducibili all'UE²⁶ ma è singolare la loro assenza in una strategia che intende definire quali siano i materiali fondamentali alla transizione europea, tenendo conto dei criteri di domanda attuale e di quella attesa. D'altronde, soltanto pochi paesi in Europa spiccano come produttori su scala globale (vedi Figura 5). In tutto il Continente rimane forte l'opposizione delle comunità locali all'apertura di nuove miniere e, nonostante l'enfasi data dalla Commissione alla strategicità del re-shoring europeo, la strada appare davvero in salita²⁷. Sul lato dell'offerta, la scarsa produzione interna di diverse MPC è a rischio anche per via delle tensioni internazionali con la Russia, esportatrice di alluminio, argento, rame e nickel. Allo stesso modo, il contesto macro di riferimento, con un'incertezza profonda dei mercati globali e soprattutto di rallentamento delle attività industriali in Europa, ha favorito il deprezzamento di un proxy alla crescita globale come il rame²⁸. Paradossalmente, una crescita debole dell'Europa contiene i prezzi delle stesse MPC utili alla transizione, ma rischia di affossare gli investimenti per la stessa industria. A preoccupare sia nel breve che nel

medio e lungo periodo vi sono i tremendi contraccolpi che l'incremento dei prezzi energetici hanno avuto sulle attività di quelle filiere altamente intensive, come ad esempio alluminio e zinco. La produzione di alluminio, in calo da più di un decennio nel Continente, continua a decrescere, mentre buona parte della capacità produttiva attuale rimane bloccata a causa dell'instabilità dei mercati energetici. L'assenza dello stesso alluminio, così centrale per la costruzione dei pannelli solari, nell'elenco stilato dal CRMA ha sollevato più di una perplessità tra le stesse istituzioni europee²⁹. Correttivi potranno essere apportati in futuro, ma le tempistiche già tracciate dalle istituzioni europee sui processi di decarbonizzazione incalzano. Infine, la Presidente della Commissione von der Leyen ha colto l'occasione rappresentata dal Summit del G7 per sottolineare come l'impostazione data da Bruxelles alla politica strategica per le MPC mette in risalto interdipendenze e cooperazione. L'istituzione di cosiddette "alleanze verdi" e la formazione di un Critical Raw Materials Club dovrebbero conciliare la diversificazione degli approvvigionamenti con la salvaguardia del funzionamento dei mercati³⁰. Prioritari divengono quindi accordi commerciali con produttori/esportatori, l'espansione di partnership strategiche focalizzate sulla costruzione di filiere specifiche e sostenibili, anche per mezzo del Global Gateway, la costituzione di uno strumento di credito per facilitare gli investimenti all'estero, il contrasto a pratiche commerciali inique. In tale ottica vanno inseriti gli accordi di partnership siglati con paesi come Canada e Cile o altre nazioni. Sinora, però, più che un approccio comunitario e allargato ai 27 stati membri, spiccano le iniziative intraprese dai singoli esecutivi europei. Segno inevitabile che in Europa, il peso economico e politico specifico dei singoli esecutivi continua a contare sproporzionalmente, creando virtualmente due livelli di interdipendenza con potenziali partner. Una struttura artificiosa, assai fragile dal punto di vista geopolitico. Prioritari divengono quindi accordi commerciali con produttori/esportatori, l'espansione di partnership strategiche focalizzate sulla costruzione di filiere specifiche e sostenibili, anche per mezzo del Global Gateway, la costituzione di uno strumento di credito per facilitare gli investimenti all'estero, il contrasto a pratiche commerciali inique. In tale ottica vanno inseriti gli accordi di partnership siglati con paesi come Canada e Cile o altre nazioni. Sinora, però, più che un approccio comunitario e allargato ai 27 stati membri, spiccano le iniziative intraprese dai singoli esecutivi europei³¹. Segno inevitabile che in Europa, il peso economico e politico specifico dei singoli esecutivi continua a contare sproporzionalmente, creando virtualmente due livelli di interdipendenza con potenziali partner. Una struttura artificiosa, assai fragile dal punto di vista geopolitico.

Stati Uniti

La lista dei 50 MPC strategici presentata dallo U.S. Geological Survey, organismo del governo degli Stati Uniti, cita 43 materie prime per cui la dipendenza dalle importazioni eccede il 50% del fabbisogno totale del paese. A differenza dell'UE, rilevante è la presenza nella lista di pressoché ogni materia prima necessaria alla produzione di pannelli solari³².

La possibilità di interruzioni negli approvvigionamenti di queste materie prime rappresenta quindi una seria minaccia per la sicurezza nazionale. Nello specifico, ciò che maggiormente allarma i policymakers americani è che 26 di queste MPC provengano dalla Cina, rendendo questo tema una delle chiavi di lettura più significative del dualismo sino-americano nel ventunesimo secolo³³. Mai come durante l'Amministrazione Biden, le MPC sono state uno dei fiori all'occhiello della politica industriale, economica ed estera degli Stati Uniti. Sin dalla firma dell'America's Supply Chains, nei primi 100 giorni della presidenza, l'espansione delle operazioni di estrazione, produzione, lavorazione e riciclo sono state poste come linee guida per ridurre la dipendenza eccessiva di Washington da "fonti straniere e nazioni avversarie", salvaguardando il mercato del lavoro interno, standard ESG e giustizia climatica. Tramite IRA, la Casa Bianca introduce specifici crediti d'imposta per infrastrutture che contengono materiali prodotti localmente³⁴.

Un requisito di rilevanza significativa, se considerata nel contesto manifatturiero del fotovoltaico americano descritto in precedenza. Similmente a quanto accaduto in Europa, soprattutto nel settore estrattivo, dagli anni '70 del Novecento si è osservato un abbandono graduale degli investimenti, dopo che varie misure legislative di tutela ambientale hanno portato ad una battuta d'arresto dell'industria nazionale. Il quadro è però in rapida evoluzione. L'amministrazione Biden appare particolarmente incline a tutelare le aree rurali in prossimità delle riserve dei nativi indiani, i cui territori accolgono un'altissima densità di materie prime. Tutto ciò confligge con l'urgenza di accelerare la crescita di un'economia verde che, per volontà della stessa Casa Bianca, deve recidere dipendenze esterne eccessive. Come non mai, un nuovo 'patriottismo minerario' sta oggi coinvolgendo le comunità locali, dando alcuni primi e timidi frutti. Questi rimanevano inimmaginabili fino a pochi anni fa e sono sintomatici dell'era di grandi cambiamenti che ci attende nel settore³⁵. La crisi energetica ha inflitto danni severi anche alla produzione metallurgica americana, già in crisi nel periodo pre-pandemico. Mentre le importazioni dalla Federazione Russa sono calate drasticamente, la produzione di MPC come l'alluminio ha subito un rallentamento generalizzato. Ma un'inversione di tendenza appare possibile. Soltanto nel 2022, compagnie americane ed estere, attratte dall'andamento della domanda interna e dai corposi sussidi messi a disposizione da IRA, hanno annunciato investimenti più alti che nella decade precedente³⁶. Un segno che marca un potenziale riavvio di un'industria chiave per la transizione statunitense. Al giorno d'oggi, il ridimensionamento dell'impegno globale statunitense dell'era trumpiana viene affiancato dalla volontà di integrare più profondamente politica interna ed estera, puntando su resilienza e diversificazione delle supply chain. Nelle intenzioni di Washington, ciò dovrebbe generare un nuovo consenso nella popolazione americana che legghi la lotta ai cambiamenti climatici alla re-industrializzazione nei settori strategici per transizione energetica e digitale. In questa epoca, definita da geopolitica e competizione per la sicurezza, gli Stati Uniti stanno cercando un nuovo equilibrio tra politiche economiche e un nuovo globalismo³⁷.

In questo scenario, Cina e MPC rappresentano le due facce di un'unica sfida in cui le capacità di adattarsi ad un nuovo modello di economia politica diventano direttamente proporzionali alle possibilità di sopravvivenza dell'egemonia americana. Al di là di coloro che hanno già bollato la svolta come un ritorno al mercantilismo, i rimanenti mesi della presidenza Biden saranno determinanti nel definire quale ruolo Washington sceglierà di interpretare. Da una parte, la Casa Bianca può continuare a giocare da protagonista dell'Occidente, difendendo le regole di libero mercato. Dall'altra parte vi è la possibilità che gli Stati Uniti si distinguano ulteriormente dall'UE per motivi di interesse nazionale. Dal risultato di un difficile dialogo avviato con Bruxelles, proprio sul tema delle MPC, dipende una buona parte dello stato di salute, nel prossimo futuro, dei rapporti Transatlantici³⁸. Che la sfida posta dal dilemma di sicurezza e transizione energetica richieda un certo grado di internazionalismo non è mai stato in discussione negli Stati Uniti. La green diplomacy a stelle e strisce si è mossa celermente, siglando con Australia e Giappone nuovi accordi sufficientemente solidi da garantire a questi ultimi un accesso al nuovo parco di sussidi all'industria e tecnologie rinnovabili plasmata da IRA. L'accelerazione ha provocato malcontento tra i rappresentanti bipartisan del Congresso, i quali pretendono venga rispettata la loro prerogativa di decidere sulle politiche commerciali del paese³⁹. Un tema che certamente verrà sollevato durante la campagna per le prossime presidenziali del 2024.

Repubblica Popolare Cinese

La transizione energetica cinese rappresenta uno dei processi politici, economici e sociali più importanti al mondo, non soltanto per gli ovvi impatti sul futuro della decarbonizzazione, essendo la nazione con maggior emissioni di CO₂, ma perché proprio al tema delle fonti e tecnologie verdi Pechino ha dedicato costante attenzione nel corso degli ultimi 20 anni. Dall'annuncio all'Assemblea ONU del settembre 2020, la Cina ha approfondito il nesso tra della sicurezza industriale e nazionale, cercando di accrescere "la dipendenza delle catene produttive sulla Cina", eliminando "l'interferenza di fattori non-economici" dalla pressante competizione internazionale⁴⁰.

Una consapevolezza sempre più forte dell'importanza che le MPC rivestono per la tenuta del sistema politico ed economico governato dal Partito Comunista Cinese ha dato il via ad un approccio dinamico degli apparati di burocrazia e ricerca verso questo tema. Sin dal 2016 minerali strategici per economia, sicurezza, sviluppo, difesa, sostenibilità e industria sono stati catalogati con attenzione. L'ultima lista, del 2021, elenca 48 MPC e tutti gli 8 elementi necessari alla fabbricazione di PV sono inclusi nella lista⁴¹. Occorre qui sottolineare come esista una distanza concettuale molto profonda nell'approccio cinese rispetto a quello delle economie avanzate. Mentre in queste ultime, la "criticità" è strettamente connotata dai rischi legati all'approvvigionamento, in Cina la "strategicità" delle materie prime varia in base alla loro finalità di utilizzo, inclusa quella di pressione politica. Ciò non ha solo ovvie implicazioni dal punto di vista scientifico, ma nella stessa implementazione di strategie e politiche protezionistiche⁴². Le misure economiche introdotte da Pechino per uscire dalla

crisi pandemica e la spinta dei consumi hanno impattato sia la domanda energetica cinese che quella di MPC, provocando una serie di crisi energetiche e un imponente aumento dei costi delle materie prime. La frammentazione delle catene logistiche e un'inflazione considerevole hanno contribuito a maggiori costi per il settore industriale, riversati in parte sui consumatori finali. Ciò è accaduto nonostante un persistente controllo centralizzato dell'economia. Nonostante la fine della Zero-Covid strategy e la riapertura del paese, i segnali di una ripresa economica rimangono ambigui. I principali mercati delle commodities assistono ad un'instabilità interna come non si vedeva da oltre un decennio. Questa è dettata sì dal contesto internazionale, ma anche dall'incertezza del gigante asiatico. Su questo sfondo, l'intermittenza nella produzione di energia da fonti rinnovabili, incluso l'idroelettrico, avrà un peso sempre più decisivo nella capacità produttiva di alcune MPC chiave per la transizione energetica⁴³. Non solo, dunque, la Cina è dipendente da variazioni sui mercati energetici internazionali e dalla capacità di espandere l'elettrificazione dei propri consumi. Essa rimane anche dipendente dalle importazioni di molti dei MPC che vengono lavorati e raffinati successivamente nel paese, dove risiede la vera forza dell'industria verde di Pechino. I principali attori della filiera nazionale hanno così annunciato nuovi

investimenti estrattivi nel lungo periodo, sulla scia dell'invito delle più alte cariche dello Stato a facilitare la commistione tra soggetti pubblici e privati nell'industria⁴⁴. Tempi tassativamente più stretti di quanto previsto prima della crisi pandemica. Un risultato del mutato quadro internazionale, il quale da un lato osserva tensioni geopolitiche crescenti tra le grandi potenze e dall'altra un'insofferenza latente verso grandi progetti estrattivi sviluppati da compagnie cinesi all'estero. La diplomazia energetica cinese, protetta dall'ombrello politico della Belt and Road Initiative (BRI), ha guardato sia ai vicini paesi asiatici che all'Africa per costituire nuove partnership con regimi particolarmente sensibili ad investimenti minerari e industriali. L'instabilità politica e la fragilità economica, oltre che agli impatti ambientali dello sfruttamento di risorse, hanno però creato non pochi grattacapi a Pechino⁴⁵. Nell'immediato futuro, sia alle compagnie che alla diplomazia cinese dovranno così affrontare nuove sfide nel rendere sicure gli approvvigionamenti e le proprie catene di valore dell'industria verde. Non solo, dunque, l'Occidente si sta opponendo sempre più chiaramente alle pratiche commerciali e politiche della Cina in materia di MPC. L'interesse a sostenere le nascenti supply chain americane ed europee e un possibile coordinamento tra le iniziative di Washington e Bruxelles potrebbero costituire, nel futuro, un'alternativa globale altamente sfidante per il modello di

¹ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Synthesis Report of the IPCC Sixth Assessment Report (AR6), WMO/UNEP, Aprile, 2023; The Washington Post, Oil executive will lead world climate talks. Lawmakers are trying to oust him, Maggio, 23;

² Durante il G7 dei ministri di energia e clima a Sapporo è stato siglato il Five-Point Plan for Critical Mineral Security.

Il piano di cinque punti mira a: 1) Creare una task force all'interno della International Energy Agency (IEA) per analizzare gli equilibri tra domanda e offerta nel lungo periodo. 2) Sviluppare attività estrattive e catene di valore con alti standard di sostenibilità e un coordinamento tra paesi. 3) Migliorare le capacità di riciclo, in particolare per quanto riguarda le batterie dei veicoli elettrici. 4) Promuovere l'innovazione tecnologica rivolta all'efficientamento nell'utilizzo di materie prime e l'adattamento al contesto specifico di ogni singolo paese membro. 5) Elaborare programmi volti a tutelare i paesi membri nel caso in cui si verificassero interruzioni nell'approvvigionamento

Government of Japan, Five-Point Plan for Critical Minerals Security: Annex to the Climate, Energy and Environment Ministers' Communiqué, 16 marzo, 2023; G7 Hiroshima Leaders' Communiqué, Statements and Releases, 20 maggio, 2023;

³ IEA, World Energy Investment 2023, maggio 2023;

⁴ Ibid. P.47.;

⁵ IEA, The State of Clean Technology Manufacturing: An ETP Special Briefing, maggio, 2023;

⁶ Ibid.;

⁷ Vedi nota 3;

⁸ Vedi nota 6, pp.14-15;

⁹ Nahm J., Collaborative advantage: Forging Green Industries in the New Global Economy, Oxford University Press, 2021;

¹⁰ National Development and Reform Commission, China Energy Transformation Outlook: 2023, 4 novembre, 2022;

¹¹ Bloomberg, China's Solar Boom is Already Accelerating Past Last Year's Record Surge, 23 maggio, 2023; Bloomberg, Top Solar Firm Warns Excess Capacity May Bring Wave of Failures, 24 maggio, 2023;

¹² I paesi del Sudest Asia, dell'Asia Meridionale, come India e Pakistan, hanno un potenziale considerevolmente più alto di quello cinese. Mediamente, il potenziale cinese da fotovoltaico è inferiore di oltre il 10% anche a quello degli Stati Uniti. The World Bank, Global Photovoltaic Power Potential by Country, giugno 2020;

¹³ Jackson M.M., Lewis J.I., Zhang X., A green expansion: China's role in the global deployment and transfer of solar photovoltaic technology, Energy for Sustainable Development, 60, 2021, pp. 90-101;

¹⁴ European Commission, REPowerEU Plan, COM(2022) 230 final, 18 maggio, 2022; European Commission, EU Solar Energy Strategy, COM(2022)221 final, 18 maggio, 2022;

¹⁵ Nel corso del 2022, i paesi che maggiormente hanno contribuito alla crescita sono la Germania, seguita da vicino dalla Spagna e a più lunga distanza, Polonia, Paesi Bassi e Francia. SolarPower Europe, EU Market Outlook for Solar Power 2022-2026, dicembre 2022;

¹⁶ La Commissione ha specificato che, oltre al prodotto finale, anche le varie componenti come celle solari e wafers dovranno essere considerate negli obiettivi produttivi.

European Commission, A Green Deal Industrial Plan for the Net-Zero Age, COM(2023) 62 final, 1 febbraio, 2023; European Commission, Net Zero Industry Act, COM(2023) 161 final, 16 marzo, 2023;

¹⁷ Infatti, la Commissione ha convertito il framework legislativo introdotto a marzo 2022 per contrastare gli effetti dell'invasione russa dell'Ucraina in un Temporary Crisis and Transition Framework (TFCT), in vigore sino al termine del 2025, garantendo aiuti specifici a tutti quei settori considerati strategici per la transizione.

Euractiv, Green industry law haunted by old conflicts over nuclear, financing, 23 maggio; Reuters, EU Parliament delays renewable energy vote after late backlash, 22 maggio, 2023;

- ¹⁸ Il Dipartimento per l'Energia intende arrivare ad un taglio del 50% dei costi di produzione da solare in dieci anni. , quando la domanda è prevista in crescita del 30% rispetto ad oggi. SEIA/Wood Mackenzie, US Solar Market Insight, marzo 2023; U.S. Department of Energy, Solar Futures Study, settembre 2021;
- ¹⁹ SEIA, U.S Solar Market Registers First Quarter in Industry History as Supply Chains Stabilize and Inflation Reduction Act Takes Hold, 8 giugno, 2023; Financial Times, US solar power installations slow in setback for climate goals, 9 marzo, 2023;
- ²⁰ Enel prevede la realizzazione di impianti per la produzione di celle e pannelli, dalla capacità iniziale di 3 GW all'anno, e che dovrebbe entrare in operatività entro la fine del 2024. Reuters, Italy's Enel to invest more than \$1 billion in Oklahoma solar panel factory, 22 maggio, 2023;
- ²¹ The Washington Post, Biden vetoes resolution that would have restored solar tariffs, 16 maggio, 2023;
- ²² OECD, Raw Materials Critical for the Green Transition: Production, International Trade and Export Restrictions, OECD Trade Policy Paper, N.269. Aprile, 2023. Vedi anche: Swanson A., The U.S. Needs Minerals for Electric Cars. Everyone Else Wants Them Too., The New York Times, 21 maggio, 2023;
- ²³ Hund K. et al., Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition, International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank, 2020; IEA, The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions (versione rivista), marzo 2022;
- ²⁴ von der Leyen U., Statement by President von der Leyen on energy, European Commission, 7 settembre, 2022;
- ²⁵ Il CRMA impone obiettivi specifici in materia di MPC, tra cui:
- 1) Rinforzare le catene di valore associate alle materie prime incrementando le capacità estrattive (dal 3% al 10%)
 - 2) Espandere le capacità di trasformazione e raffinazione (dallo 0%-20% al 40%)
 - 3) Produrre almeno il 15% del consumo annuale di materie prime strategiche attraverso il riciclaggio
 - 4) Diversificare le importazioni di modo che il consumo annuale nell'UE di ogni materia prima strategica da un singolo produttore non superi il 65%;
- ²⁶ European Commission, European Critical Raw Materials Act, COM(2023) 160 final
- Come documenti alternativi riconducibili all'UE, vedi anche: Bobba S. et al., Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU: A Foresight Study, European Commission/Joint Research Centre, 2020; Blengini G.A. et al., Study on the EU's list of Critical Raw Materials (2020): Final Report, European Commission, 2020;
- ²⁷ Secondo Ursula von der Leyen, Dunlap A. e Riquito M., Social warfare for lithium extraction? Open-pit lithium mining, counterinsurgency tactics and enforcing green extractivism in northern Portugal, Energy Research & Social Science, 2023; Mining Technology, European mining eyes uncertain future, 26 gennaio, 2023;
- ²⁸ Financial Times, Copper price slides as global demand drops sharply, 23 maggio, 2023;
- ²⁹ In particolare, la produzione di alluminio nell'UE ha registrato un allarmante -20% nel periodo tra il Q1-2021 e il Q1-2023. L'elenco proposto da CRMA include la bauxite, materia prima basilare per la produzione di alluminio. Nel 2022, l'UE ha prodotto soltanto il 3,2% della bauxite a livello globale, contro il 51% della Repubblica Popolare Cinese e il 14% dell'Australia. Per una proposta europea di inclusione dell'alluminio nel CRMA vedi: Asimakopoulou A.-M., Axing aluminium from the Critical Raw Materials list was a mistake, 26 aprile, 2023;
- ³⁰ Nonostante non siano stati forniti dettagli più precisi in merito, si presume che la Commissione intenda formare possibili accordi di libero scambio dedicati alle MPC con paesi esportatori Reuters, G7 members should not compete against each other on renewables, von der Leyen, 19 maggio, 2023;
- ³¹ Elysée, Visite d'État en Mongolie, 21 maggio, 2023; The Federal Government, Scholz visits Argentina, Chile and Brazil, 31 gennaio, 2023;
- ³² Fatto che indica una certa robustezza delle catene di valore americane nel settore è anche la ricognizione della produzione di rame, zinco e molibdeno che equivalgono, in termini monetari, a poco meno del 50% dell'intera produzione americana di metalli critici;
- ³³ U.S. Department of the Interior/U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries 2023, gennaio 2023;
- ³⁴ I crediti d'imposta possono raggiungere sino al 40% del costo finale nel caso in cui le MPC provengano dagli Stati Uniti o da paesi con cui sono stati siglati accordi di libero scambio. U.S. Department of the Treasury, Treasury Department Releases Guidance to Boost American Clean Energy Manufacturing, 12 maggio, 2023; The White House, Fact Sheet: Securing a Made in America Supply Chain for Critical Minerals, 22 febbraio, 2022;
- ³⁵ Bazilian M. e Lomax S., The United States Needs a Shift in Perspective on Mining, CSIS, 1 giugno; The New York Times, Biden Administration Bans Drilling Around Native American Cultural Site, 2 giugno, 2023;
- ³⁶ The Aluminium Association, North American Aluminium Demand Up 2.8% in 2022, 6 marzo, 2023; Bloomberg, Hindalco Plans \$2.5 Billion US Aluminium Recycling Mill, 11 maggio, 2022;
- ³⁷ The White House, Remarks by National Security Advisor Jake Sullivan on Renewing American Economic Leadership at the Brookings Institution, 27 aprile, 2023;
- ³⁸ Hufbauer G.C., Washington's turn to neo-mercantilism, East Asia Forum, 4 giugno, 2023; Pouget-Abadie T. et al., Clean industrial policies: A space for EU-US collaboration, Atlantic Council, 10 marzo, 2023;
- ³⁹ The Wall Street Journal, Biden's 'Go It Alone' Trade Deals Draw Warnings From Congress, 19 maggio, 2023;
- ⁴⁰ Xi J., Major Issues Concerning China's Strategies for Mid-to-Long-Term Economic and Social Development, CSIS, 31 ottobre, 2020;
- ⁴¹ L'alluminio è incluso sotto forma di bauxite, la principale fonte mineraria per la sua produzione;
- ⁴² Nella determinazione di quali tipologie di MPC esistono in Cina, vengono elencati: minerali energetici, minerali metallici e minerali non metallici. Ministry of Natural Resources, China Mineral Resources, Geological Publishing House, novembre, 2021; Vedi anche: Andersson P., Chinese assessments of "critical" and "strategic" raw materials: Concepts, categories, policies, and implications, The Extractive Industries and Society, 7, 2020, pp.127-137.;
- ⁴³ Financial Times, Copper price slides as global demand drops sharply, 23 maggio, 2023; Fitch Ratings, China Basic Materials Sector's Margins to Rebound on Better Demand, Lower Input Costs, 10 maggio, 2023;
- ⁴⁴ Reuters, China needs to mine more bauxite at home, industry official says, 20 aprile, 2023; Global Times, China to allow leading mining companies to access high quality, large mines: minister of natural resources, 12 marzo, 2023;
- ⁴⁵ Strangio S., Anti-Chinese Protests Are on the Rise in Myanmar, The Diplomat, 31 maggio, 2023; Vandome C., Zambia's developing international relations, Chatham House, 7 marzo, 2023; S&P Global Platts, China's CMOC, Gécamines reach resolution on DR Congo copper-cobalt mine, 19 aprile, 2023;

Novità normative di settore

a cura del GME

GAS

Deliberazione 4 maggio 2023 182/2023/R/com | “Approvazione dei costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. per l’anno 2022 in relazione al monitoraggio del mercato del gas all’ingrosso, al coupling unico infragiornaliero e alle attività finanziate con il corrispettivo per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE)” | pubblicata l’8 maggio 2023 | Download <https://www.arera.it>

Con la Deliberazione 182/2023/R/com, l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha approvato i costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) nell’anno 2022, rendicontati secondo le modalità e le tempistiche disciplinate dalla Deliberazione 547/2020/R/COM¹.

Nello specifico, tali costi afferiscono:

- le attività di acquisizione, organizzazione, archiviazione e condivisione dei dati, nonché di elaborazione e analisi di indici di mercato, funzionali al monitoraggio del mercato all’ingrosso dell’energia elettrica, svolto dal GME ai sensi della Delibera ARG/elt 115/08 (TIMM);
- le attività funzionali all’esercizio del monitoraggio dei mercati all’ingrosso del gas naturale, effettuate dal GME ai sensi dell’Allegato A alla Deliberazione 631/2018/R/GAS (TIMMIG);
- l’organizzazione e la gestione della piattaforma dei conti energia a termine (PCE);
- l’istituzione, la modifica e la gestione del coupling unico infragiornaliero (UE Single Intraday Coupling-SIDC);
- l’organizzazione e la gestione della sede per la contrattazione delle garanzie d’origine tramite mercato organizzato e piattaforma per gli scambi bilaterali;
- la gestione del Registro e delle contrattazioni dei titoli di efficienza energetica tramite mercato organizzato o scambi bilaterali.

ELETTRICO

Deliberazione del 23 maggio 2023 225/2023/R/eel | “Governance del mercato elettrico europeo del giorno prima, verifica della versione aggiornata dello schema contrattuale ANDOA.” | pubblicata in data 26 maggio 2023 | Download <https://www.arera.it>

Con la Deliberazione 225/2023/R/eel, l’ARERA ha positivamente verificato gli emendamenti allo schema di contratto “All NEMO Day-

Ahead Operational Agreement” (ANDOA) modificato dal GME – in coordinamento con tutti i NEMO² europei operativi nel coupling unico del giorno prima – al fine di migliorare l’efficienza delle procedure operative del Single Day-Ahead Coupling (SDAC), a beneficio di tutti gli operatori del mercato elettrico.

Al riguardo, si rappresenta che tali modifiche sono state effettuate al fine di introdurre nell’ANDOA specifiche disposizioni volte a: i) definire le condizioni della daily observership dei c.d. “Serviced NEMO” alle attività operative; ii) aggiornare le casistiche di attivazione delle procedure di decoupling; nonché iii) eliminare i riferimenti alla fase iniziale della cooperazione day-ahead dei NEMO a seguito dell’avvenuto avvio della fase a regime.

Comunicato stampa del NEMO Committee | “European Power Exchanges: EU Commission proposes a pan-European Single Legal Entity depriving NEMOs of their function and putting market resilience at strong risk.” | del 10 maggio 2023 | Download <https://www.nemo-committee.eu>

Con il comunicato stampa in oggetto, i NEMO europei hanno congiuntamente evidenziato le rilevanti criticità associate alle proposte di emendamento degli articoli 7 e 59 del Regolamento UE n. 2019/943 - presentate dalla Commissione Europea nell’ambito della riforma del Market Design comunitario - con riferimento alla possibilità di introdurre un’entità unica (i.e. “Single Legal Entity”) per la gestione integrata dei mercati day-ahead e intraday comunitari.

Il NEMO Committee, organizzazione che riunisce i 17 NEMO europei, con tale comunicato ha infatti sottolineato che tale proposta “rappresenta chiaramente un primo passo verso una centralizzazione di fatto delle operazioni di market coupling europeo, che va contro i principi di proporzionalità e sussidiarietà”, e che la stessa “è stata presentata senza adeguata consultazione preventiva, senza alcuna analisi costi/benefici e senza considerare gli effetti dannosi che potrebbe determinare”.

Nell’analisi dei NEMO, la possibilità di affidare ad un’unica entità la gestione coordinata dei mercati “spalanca le porte a una transizione non necessaria e indeterminata che comporta criticità operative, regolamentari e gestionali, mettendo a rischio il buon funzionamento dei mercati” richiedendo peraltro “un tempo di implementazione significativo e creando difficoltà giuridico-normative, costi di transizione e rischi di insolvenza molto importanti”, senza “produrre alcun beneficio né per la gestione operativa né per la sicurezza del sistema”.

Con tale comunicato, il NEMO Committee ha pertanto

richiesto che i riferimenti relativi alla “Single Legal Entity” siano rimossi dalla proposta di riforma dell’Electricity Market Design, attualmente al vaglio del Parlamento e del Consiglio europeo.

AMBIENTALE

Comunicato del GME | “Avviso agli Operatori: sessione aggiuntiva del M-GO per il mese di Maggio” | pubblicato in data 18 maggio 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha informato gli operatori che il Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. ha richiesto lo svolgimento di una sessione aggiuntiva del M-GO, ulteriore rispetto a quella già prevista in data 18 maggio 2023³. In accoglimento della suddetta richiesta, tale sessione aggiuntiva del M-GO si è svolta in data 31

maggio u.s..

REMIT

Comunicato del GME | “Piattaforma di Data Reporting (PDR) – dismissione schema GasCapacity_V1 (REMITTable4_V1)” | pubblicato in data 24 maggio 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto agli operatori della Piattaforma di Data Reporting (PDR) che ACER⁴, a partire dalla data del 17 ottobre p.v., non accetterà più l’upload di file predisposti secondo lo schema GasCapacity_V1 (REMITTable4_V1) e che, pertanto, lo schema GasCapacity_V2 (REMITTable4_V2) resterà l’unico attivo. Ulteriori informazioni al riguardo sono disponibili sul sito internet di ACER <https://www.acer.europa.eu> nella sezione “XML Schema for Gas Transportation Contracts”.

¹ <https://www.arera.it/it/docs/20/547-20.htm>;

² Nominated Electricity Market Operator;

³ cfr. Newsletter n.170 maggio 2023;

⁴ Agenzia per la Cooperazione fra i Regolatori nazionali dell’Energia (ACER).

Gli appuntamenti

15 giugno

Blue & Green 2023 Conference

Milano, Italia

Organizzato da the Innovation Group

<https://www.theinnovationgroup.it>

16 giugno

Presentazione “Osservatorio Italiano Materiali Critici Energia – OiMCE”

Roma, Italia

Organizzato da WEC Italia

<https://www.eventbrite.it>

16 giugno

Thermally Driven Heat Pump

Evento digitale

Organizzato da Assotermica

<https://proxigas.it>

19-21 giugno

International Conference on Environmental Sciences and Renewable Energy

Vienna, Austria

Organizzato da Esre

<http://www.esre.org>

20 giugno

Muoviamo il futuro

Roma, Italia

Organizzato da ANIASA

<https://www.aniasa.it>

20 giugno

La logistica energetica, asset strategico del Mediterraneo

Roma, Italia

Organizzato da Assocostieri

<https://www.eventbrite.it>

20-21 giugno

Future Of Utilities Summit 2023

Londra, Uk

Organizzato da MarketforceLive

<http://go.evvnt.com/1570165-0?pid=80>

21 giugno

Sviluppo delle rinnovabili e creazione di valore per territori e cittadini: le imprese italiane in azione!

Milano, Italia

Organizzato da Osservatorio AGICI

<https://agici.it/evento>

21-22 giugno

Solar & Energy Storage Summit

San Francisco, Ca, Usa

Organizzato da Wood Mackenzie

<https://www.woodmac.com>

28-29 giugno

Hydrogen Technology Expo North America

Houston, Tx, Usa

Organizzato da Trans-Global Events Ltd

<http://go.evvnt.com/1467171-0?pid=80>

28-30 giugno

Science for the planet

Campobasso, Italia

Organizzato dall'Università degli Studi del Molise

<https://www.congresso-sciplanet.org>

5 luglio

Conferenza nazionale sul clima 2023

Roma, Italia

Organizzato da Italy for Climate

<https://www.fondazionevilupposostenibile.org>

5-7 luglio

V Convegno Nazionale d Radar Meteorologia

Bologna Italia

Organizzato da RadMet

<https://sites.google.com>

11-13 luglio

International Conference on Advanced Manufacturing and Materials

Cambridge, Uk

Organizzato da ICAMM

<http://www.icamm.org>

11-12 luglio

International Conference On Innovations in Energy Engineering & Cleaner Production

Evento online

Organizzato da Sci-Index LTD

<https://ieecp-conference.org>

18-19 luglio

Future of Energy with Science and Technology

Delhi, India

Organizzato da Institute for Technological Excellence

<https://www.futureofenergy.in/>

20 luglio

Coal and the Future of Energy

Brisbane, Australia

Organizzato da Wood Mackenzie

<https://www.woodmac.com>

21-23 luglio

International Conference on Green Energy and Environment Engineering

Evento online e in presenza

Jeju, Sud Corea

Organizzato da Jeju National University

<http://www.cgjee.net>

21-23 luglio

International Conference on Environment, Energy and Biotechnology

Evento online e in presenza

Jeju, Sud Corea

Organizzato da Jeju National University

<http://www.iceeb.org>

21-23 luglio

International Conference on Power and Smart Grid

Evento online e in presenza

Chengdu, Cina

Organizzato da ICPSG

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

27-30 luglio

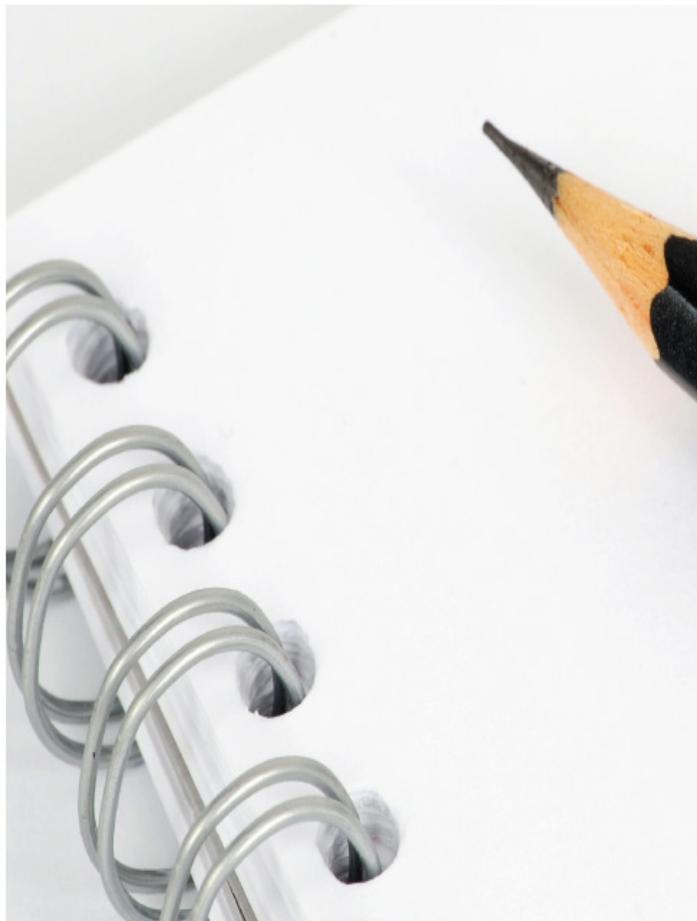
International Conference on Power and Energy Technology

Evento online e in presenza

Tianjin, Cina

Organizzato da Ieee

<http://icpet.org>



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.