

**APPROFONDIMENTI**

## L'UNIONE EUROPEA TRA CRISI ENERGETICA E OBIETTIVI CLIMATICI

di Chiara Proietti Silvestri - RIE

Dopo 71 anni di pubblicazioni, salutiamo quest'anno il BP Statistical Review che viene sostituito da una nuova pubblicazione a cura dell'Energy Institute a commento dei dati energetici del 2022. In occasione dell'uscita di questa nuova edizione, è interessante fare il punto su un anno dalle caratteristiche eccezionali per il sistema energetico globale, in special modo per il mercato europeo e le prospettive di transizione energetica. Mentre il mondo era impegnato a riemergere dall'enorme impatto della pandemia globale, infatti, il 2022 ha visto i mercati energetici nuovamente in crisi, con l'invasione dell'Ucraina da parte della Russia che ha ribaltato le previsioni lato offerta e sollevato tensioni in tutto il mondo. Ciò a sua volta ha provocato una crisi dei prezzi e profonde ripercussioni sul costo della vita in molte economie. Come se non bastasse, l'anno in corso ha visto un inasprimento del quadro geopolitico con il proseguimento del conflitto ucraino e la recente riacutizzazione del conflitto israelo-palestinese. Il pesante fardello di tali eventi si ripercuote sulla cooperazione internazionale anche in tema di sicurezza energetica e lotta al cambiamento climatico. Nonostante, infatti, l'ampio consenso sulla necessità di raggiungere lo zero netto, le emissioni globali di gas serra legate all'energia stanno ancora andando nella direzione sbagliata<sup>1</sup> e nuove crisi non potranno che spostare l'interesse dei governi verso altre priorità.

### La guerra in Ucraina, game changer del mix energetico europeo

A livello globale, il 2022 ha visto un leggero aumento dell'1% della domanda di energia primaria che sale al 3% rispetto al livello pre-COVID del 2019. In contrasto con le dinamiche globali, l'UE ha visto una riduzione dei consumi di energia del 3,5% rispetto all'anno precedente e del 6% nei confronti del periodo pre-covid. Il calo europeo è legato alla straordinarietà di eventi che hanno impattato la vita politica, economica e sociale dell'UE. Su tutti, lo scoppio della guerra in Ucraina ha costretto i paesi europei ad attivare misure di contenimento dei consumi per smorzare le tensioni sul mercato dovute al progressivo calo delle importazioni di gas russo e all'impossibilità di una loro sostituzione in tempi brevi. Ricordiamo, infatti, che nell'arco del 2022 le forniture provenienti da Mosca via pipeline sono più che dimezzate, passando dagli oltre 130 mld mc nel 2021 ad appena 61<sup>2</sup>. La Commissione Europea ha emanato nuove norme per far fronte alla situazione di grave difficoltà nell'approvvigionamento di gas, puntando a contenere i consumi nel residenziale e a promuovere fonti alternative (tra cui un maggior impiego di carbone e olio combustibile nel termoelettrico)<sup>3</sup>.

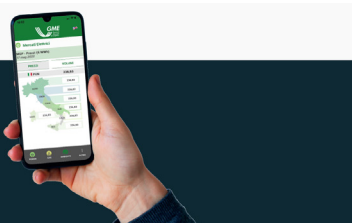
continua a pagina 26

Monitoraggio costante ai mercati

**Scarica  
la GME APP**

Available on the  
Google Play

Download on the  
App Store




Nuovo indice del prezzo del gas

## IN QUESTO NUMERO

**REPORT/ OTTOBRE 2023**

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

**APPROFONDIMENTI**
*L'Unione Europea tra crisi energetica  
e obiettivi climatici*
*di Chiara Proietti Silvestri - RIE*
**NOVITA' NORMATIVE**

pagina 30

**APPUNTAMENTI**

pagina 33

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Sul Mercato del Giorno Prima (MGP), nel mese di ottobre, il Pun si porta ai massimi da maggio (134,26 €/MWh, +18,56 €/MWh su settembre), riflettendo soprattutto le analoghe dinamiche seguite dai costi del gas e del carbone e un calo delle vendite rinnovabili.

Gli acquisti risultano ancora non elevati e in flessione (22,8 TWh), pur permanendo la liquidità a ridosso dei livelli più alti dell'anno (76,8%), mentre si registra un deciso incremento dell'import netto.

A livello zonale, al pari del Pun, i prezzi di vendita

risultano in diffuso aumento, a 133/136 €/MWh. Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra scambi ai massimi di 2,8 TWh (+4,5% su settembre), di cui quasi 0,6 TWh nella contrattazione XBID, nella quale si osservano oltre 270 mila abbinamenti.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), in rialzo i prezzi di controllo dei prodotti scambiati, con il baseload Novembre 2023 che chiude il mese a 146,66 €/MWh (+14,0%). Tornano in calo le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

### IL PUN

A ottobre il Pun si riporta sui livelli di inizio primavera, a 134,26 €/MWh (+18,56 €/MWh su settembre), in corrispondenza di un'analogica dinamica dei costi del gas (PSV: 44 €/MWh, +6 €/MWh) e del carbone e di una flessione dei volumi rinnovabili. Attenuano parzialmente la crescita del Pun il calo degli acquisti e la forte crescita delle importazioni nette, in particolare sulla frontiera

settentrionale sia in virtù dello stagionale innalzamento della NTC che di quotazioni sulle limitrofe borse estere più basse (tra 84 €/MWh della Francia e 106 €/MWh della Svizzera).

La crescita del Pun è più intensa nelle ore di picco, con un rapporto picco/baseload ai massimi da febbraio e pari a 1,11 (+0,04). (Grafico 1 e Tabella 1).

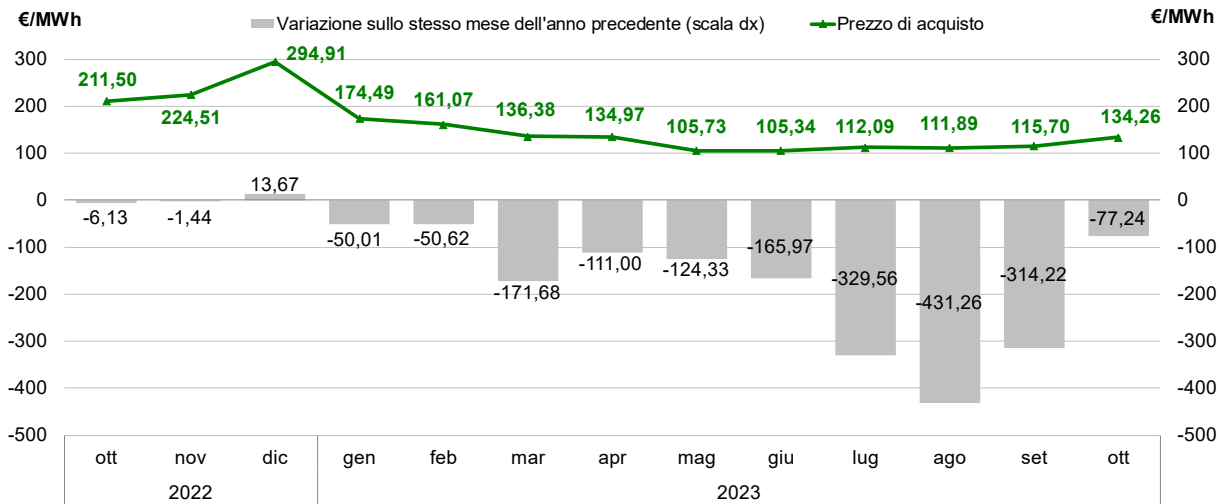
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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.		
<b>Baseload</b>	<b>134,26</b>	211,50	-77,24	-36,5%	<b>23.497</b>	+8,9%	<b>30.604</b>	+0,2%	<b>76,8%</b>	70,6%
<i>Picco</i>	148,84	245,58	-96,74	-39,4%	27.862	+7,6%	36.744	+0,2%	75,8%	70,6%
<i>Fuori picco</i>	126,25	194,08	-67,83	-34,9%	21.100	+8,9%	27.234	-0,7%	77,5%	70,6%
<i>Minimo orario</i>	15,00	71,10			15.445		20.776		70,1%	59,0%
<i>Massimo orario</i>	240,00	600,00			30.515		39.753		86,2%	85,3%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



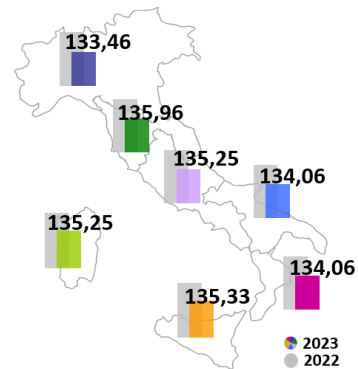
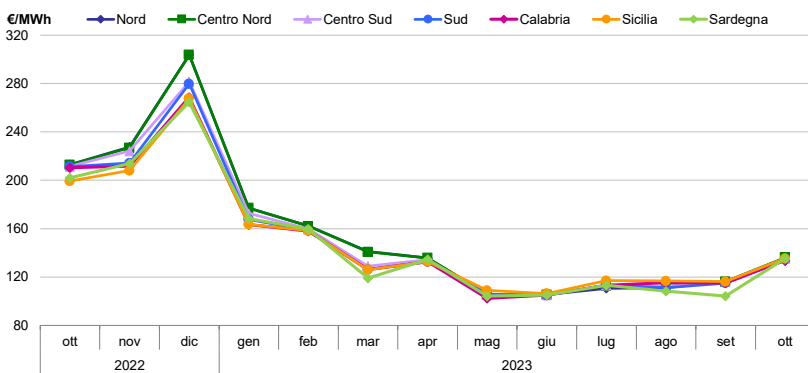
## I PREZZI ZONALI

A livello zonale, in uno scenario connotato anche da restringimenti sul limite di transito NORD-CNOR, torna ad essere debolmente negativo il differenziale Nord-Sud (-0,6 €/MWh), con i prezzi di vendita in aumento sia al settentrione, a 133 €/MWh (+17 €/MWh), sia nelle restanti zone, a 134/136

€/MWh (+19/+31 €/MWh). Con riferimento ai valori minimi e massimi registrati nel mercato, si segnalano al meridione prezzi orari fino a 9 €/MWh e picchi orari in Sicilia di 243/268 €/MWh, rispettivamente in concomitanza di limitazioni sui transiti SUD-CSUD e CALA-SICI (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



## I VOLUMI

Cala su base mensile l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, a 22,8 TWh, minimo da giugno, riflettendo una flessione dei volumi negoziati nella borsa elettrica del GME (17,5 TWh). In lieve aumento, invece, le

movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP (5,3 TWh). Per effetto di tali dinamiche la liquidità del mercato si attesta al 76,8% (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

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

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

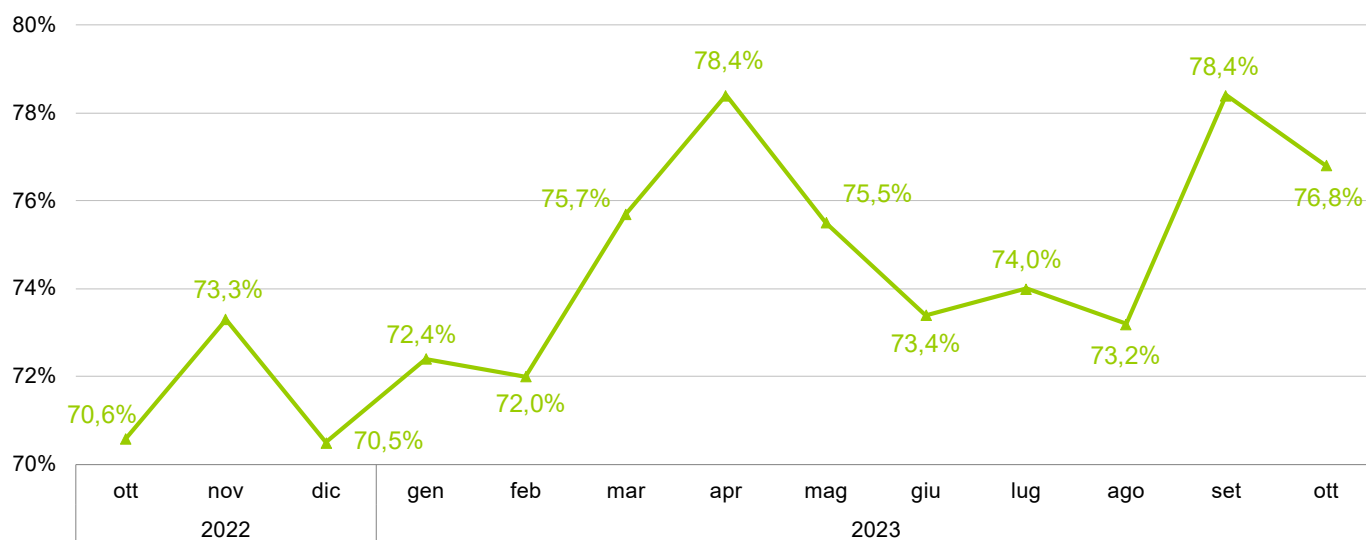
	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.504.907</b>	<b>+8,9%</b>	<b>76,8%</b>
Operatori	10.644.659	+4,4%	46,7%
GSE	1.841.368	+8,0%	8,1%
Zone estere	5.018.880	+20,3%	22,0%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.294.793</b>	<b>-20,8%</b>	<b>23,2%</b>
Zone estere	30.674	-	0,1%
Zone nazionali	5.264.119	-21,3%	23,1%
Saldo programmi PCE	-		
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>22.799.701</b>	<b>+0,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>17.351.001</b>	<b>+46,6%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>40.150.701</b>	<b>+16,0%</b>	

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.504.907</b>	<b>+8,9%</b>	<b>76,8%</b>
Acquirente Unico	1.239.667	-18,1%	5,4%
Altri operatori	13.820.845	+23,0%	60,6%
Pompaggi	5.241	-78,5%	0,0%
Zone estere	227.207	-61,5%	1,0%
Saldo programmi PCE	2.211.948	-18,5%	9,7%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.294.793</b>	<b>-20,8%</b>	<b>23,2%</b>
Zone estere	858	-	0,0%
Zone nazionali AU	96.720	-	0,4%
Zone nazionali altri operatori	7.409.163	-21,2%	32,5%
Saldo programmi PCE	-2.211.948		
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>22.799.701</b>	<b>+0,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>882.001</b>	<b>+78,5%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>23.681.701</b>	<b>+1,8%</b>	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, si riducono sia gli acquisti nazionali, a 22,6 TWh (-6,1% su base mensile), in diffusa flessione a livello zonale, che gli acquisti esteri (esportazioni), a 0,2 TWh (-12,6%) (Tabella 4). Lato offerta, in corrispondenza della

suddetta riduzione degli acquisti nazionali e della decisa crescita delle importazioni, a 5,0 TWh (+23,8%), le vendite nazionali scendono a 17,8 TWh (-12,2%), risultando in calo soprattutto al Nord (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	17.871.839	23.989	+22,2%	9.317.454	12.507	+5,8%	12.847.612	17.245	+0,6%
Centro Nord	1.266.960	1.701	-15,4%	1.079.896	1.450	-15,3%	1.935.203	2.598	+1,3%
Centro Sud	5.826.731	7.821	+28,3%	2.026.450	2.720	-9,1%	3.966.354	5.324	+5,3%
Sud	4.588.412	6.159	+9,2%	2.261.171	3.035	-19,3%	1.446.188	1.941	+6,1%
Calabria	1.830.579	2.457	+3,6%	1.033.773	1.388	+11,5%	419.620	563	+3,9%
Sicilia	2.525.898	3.390	-4,4%	1.230.737	1.652	-20,6%	1.317.838	1.769	+0,1%
Sardegna	1.162.297	1.560	+4,6%	800.665	1.075	-19,8%	638.822	857	+0,0%
<b>Totale nazionale</b>	<b>35.072.717</b>	<b>47.077</b>	<b>+15,4%</b>	<b>17.750.146</b>	<b>23.826</b>	<b>-4,5%</b>	<b>22.571.636</b>	<b>30.297</b>	<b>+1,8%</b>
Esteri	5.077.984	6.816	+20,6%	5.049.555	6.778	+21,0%	228.065	306	-61,4%
<b>Sistema Italia</b>	<b>40.150.701</b>	<b>53.894</b>	<b>+16,0%</b>	<b>22.799.701</b>	<b>30.604</b>	<b>+0,2%</b>	<b>22.799.701</b>	<b>30.604</b>	<b>+0,2%</b>

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

## LE FONTI

La flessione delle vendite nazionali interessa sia le fonti tradizionali sia quelle rinnovabili. Tra le prime, la riduzione interessa gli impianti a ciclo combinato, soprattutto al Nord, e a carbone, al centro-meridione. La diminuzione dei volumi di questi ultimi si osserva, in particolare, in concomitanza con la conclusione del programma di massimizzazione degli impianti alimentati da combustibili diversi dal gas naturale di cui all'art. 5-bis del decreto legge n.14/2022, previsto

dal comunicato di Terna del 30 settembre. Ai minimi da maggio, invece, le vendite rinnovabili, la cui riduzione si concentra soprattutto sull'idrico ma anche sul solare, mentre resta pressoché invariato l'eolico. In virtù delle suddette dinamiche salgono le quote di mercato del gas (48,0%) e dell'eolico (9,8%), mentre calano quelle del carbone (2,4%), dell'idrico (19,5%) e del solare (10,3%) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

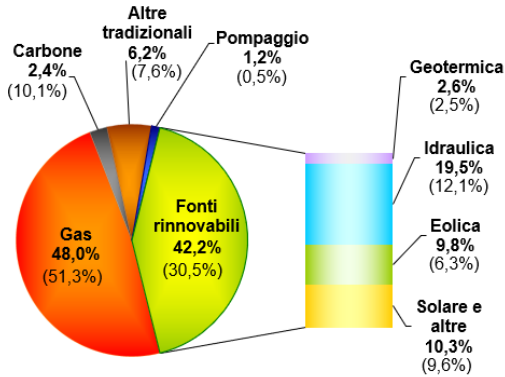
Fonte: GME

	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
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>7.438</b>	<b>-12,2%</b>	<b>473</b>	<b>-40,2%</b>	<b>1.441</b>	<b>-24,8%</b>	<b>1.360</b>	<b>-43,9%</b>	<b>1.021</b>	<b>+7,5%</b>	<b>1.064</b>	<b>-33,7%</b>	<b>695</b>	<b>-34,9%</b>	<b>13.492</b>	<b>-21,7%</b>
Gas	6.628	-9,1%	418	-44,0%	1.079	+2,6%	1.016	-22,3%	930	+12,1%	1.010	-5,9%	353	-31,4%	11.433	-10,8%
Carbone	0	-100,0%	-	-	174	-73,0%	137	-85,0%	0	-	-	-	270	-45,5%	582	-76,8%
Altre	810	+11,4%	56	+21,8%	187	-13,9%	207	+1,9%	91	-24,6%	54	-89,8%	72	+28,1%	1.477	-22,3%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>4.826</b>	<b>+47,1%</b>	<b>976</b>	<b>+6,1%</b>	<b>1.246</b>	<b>+19,4%</b>	<b>1.675</b>	<b>+25,1%</b>	<b>367</b>	<b>+24,7%</b>	<b>586</b>	<b>+25,0%</b>	<b>379</b>	<b>+39,4%</b>	<b>10.056</b>	<b>+32,0%</b>
Iidraulica	3.343	+78,9%	161	+30,7%	437	+8,7%	403	+5,3%	93	-	147	+25,9%	62	-7,6%	4.645	+53,3%
Geotermica	-	-	619	+0,9%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	619	+0,9%
Eolica	23	+136,9%	30	+88,1%	503	+51,7%	1.024	+47,0%	216	+26,7%	323	+41,6%	214	+87,9%	2.332	+48,9%
Solare e altre	1.460	+4,2%	166	-0,3%	307	-1,1%	249	-4,5%	58	+8,2%	116	-6,4%	103	+13,3%	2.459	+2,1%
<b>Pompaggio</b>	<b>243</b>	<b>+233,4%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>33</b>	<b>-5,8%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2,12</b>	<b>-68,0%</b>	<b>1</b>	<b>+70,2%</b>	<b>278</b>	<b>+142,7%</b>
<b>Totale</b>	<b>12.507</b>	<b>+5,8%</b>	<b>1.450</b>	<b>-15,3%</b>	<b>2.720</b>	<b>-9,1%</b>	<b>3.035</b>	<b>-19,3%</b>	<b>1.388</b>	<b>+11,5%</b>	<b>1.652</b>	<b>-20,6%</b>	<b>1.075</b>	<b>-19,8%</b>	<b>23.826</b>	<b>-4,5%</b>

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

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

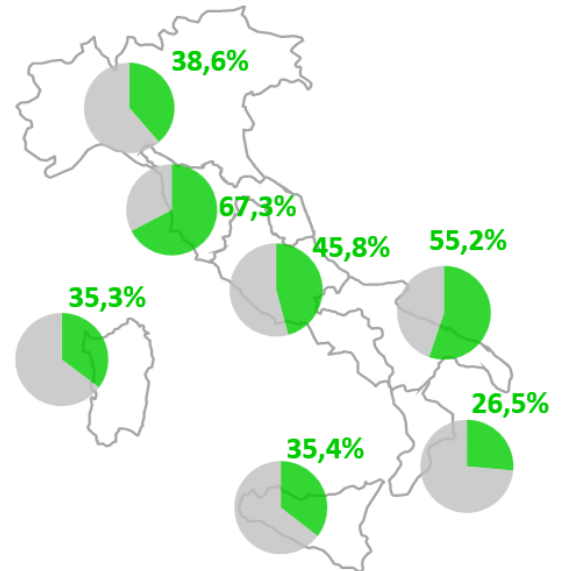
Fonte: GME



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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



## LE FRONTIERE ESTERE

Tornano molto elevate le importazioni nette, a 4,9 TWh (+25,9%, livello più alto da maggio). La crescita si concentra principalmente sulla frontiera settentrionale, in virtù dello stagionale innalzamento della NTC e di dinamiche dei prezzi esteri. Si segnala, inoltre, la riapertura

dell'interconnessione con l'Austria a partire da mercoledì 25 ottobre e il "partial decoupling" della Grecia causato, nella giornata di domenica 29 ottobre, da problemi tecnici del sistema di trading ellenico relativi alla registrazione della 25<sup>a</sup> ora (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzato %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia*	1.741.474 (2.016.628)	99,5% (95,4%)	0,5% (4,0%)	0,0% (0,6%)	91,0% (68,7%)	- (2,0%)	2.423 (3.184)	1.742.175 (2.040.645)	1.742.175 (2.040.645)	1.100 (1.068)	701 (24.017)	701 (24.017)
Italia - Svizzera	2.168.008 (1.534.400)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	3.287 (2.554)	2.177.275 (1.544.544)	n/a (-)	3.278 (2.712)	9.267 (10.144)	n/a (-)
Italia - Austria*	27.145 (46.122)	18,0% (71,9%)	1,9% (12,3%)	80,1% (15,8%)	83,6% (80,0%)	9,2% (13,7%)	45 (81)	28.410 (48.819)	28.410 (48.819)	19 (25)	1.265 (2.697)	1.265 (2.697)
Italia - Slovenia*	380.888 (160.494)	89,0% (63,9%)	9,8% (32,5%)	1,2% (3,6%)	74,2% (43,2%)	3,2% (17,7%)	674 (693)	411.857 (281.798)	411.857 (281.798)	669 (669)	30.969 (121.304)	30.969 (121.304)
Italia - Montenegro	401.418 (25.599)	98,1% (49,9%)	1,7% (34,8%)	0,1% (15,3%)	36,3% (14,4%)	- (6,5%)	602 (421)	423.764 (153.082)	n/a (-)	666 (470)	22.346 (127.483)	n/a (-)
Italia - Grecia	234.066 (-85.428)	77,9% (36,1%)	12,1% (63,4%)	10,1% (0,5%)	- (-)	- (-)	491 (514)	265.762 (104.489)	265.762 (104.489)	491 (514)	31.696 (189.917)	31.696 (189.917)
Italia - Malta	-74.202 (-58.439)	2,0% (-)	86,8% (89,7%)	11,1% (10,3%)	- (-)	7,9% (0,1%)	225 (225)	312 (-)	n/a (-)	225 (225)	74.514 (58.439)	n/a (-)
<b>TOTALE**</b>	<b>4.878.796</b> (3.639.376)							<b>5.049.554</b> (4.173.378)	<b>2.448.203</b> (2.475.751)		<b>170.758</b> (534.001)	<b>64.630</b> (337.935)

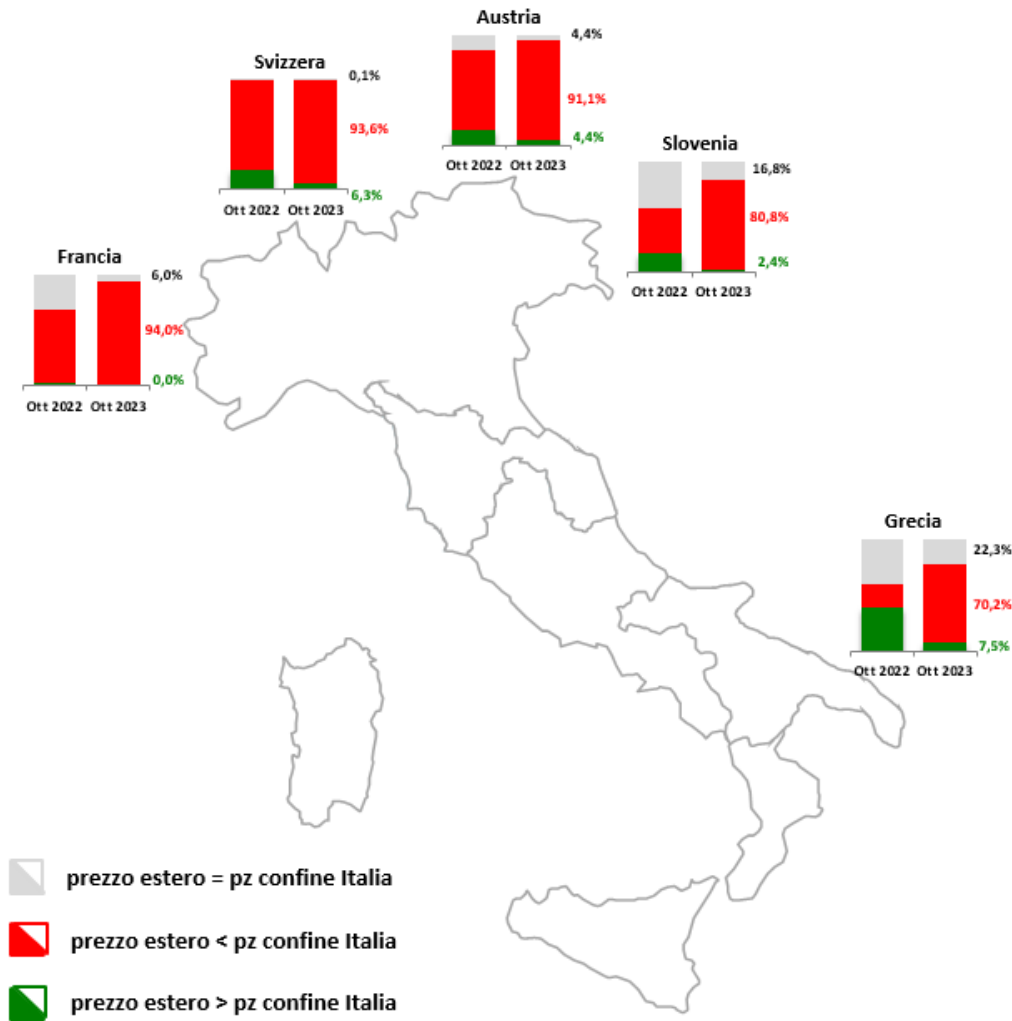
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\* i dati relativi a frequenza in import/export e non utilizzato 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 ottobre i volumi complessivamente scambiati nel MI si attestano a 2,8 TWh (+4,5% su settembre in media oraria), il massimo storico dall'avvio del MI. Il rialzo interessa prevalentemente i mercati in asta, che si portano sul livello più alto da settembre 2021 (2,2 TWh, di cui 1,5 TWh sul MI-A1), mentre più debole è la crescita degli scambi su XBID (597,0 GWh), dove si osserva un numero di abbinamenti in calo (oltre 270 mila). Circa l'87% degli scambi XBID risulta realizzato a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3) e mai così esigua risulta la quota di scambi aventi una controparte estera, al 49%, con conseguente aumento sia di quella

relativa ai volumi scambiati tra zone nazionali, al 38%, che di quella relativa agli scambi all'interno della medesima zona nazionale, al 13%. In rialzo anche i prezzi medi sul MI (+14%/+17%), attestatisi nei singoli comparti a 132/134 €/MWh e tutti in linea o inferiori ai corrispondenti valori del MGP. Il ranking dei prezzi zonal segue generalmente quanto osservato sul MGP, con le quotazioni del Nord generalmente di poco inferiori a quelle osservate nelle altre zone (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9). Registrati su XBID abbinamenti a prezzi negativi, soprattutto al Sud e in Sicilia.

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME

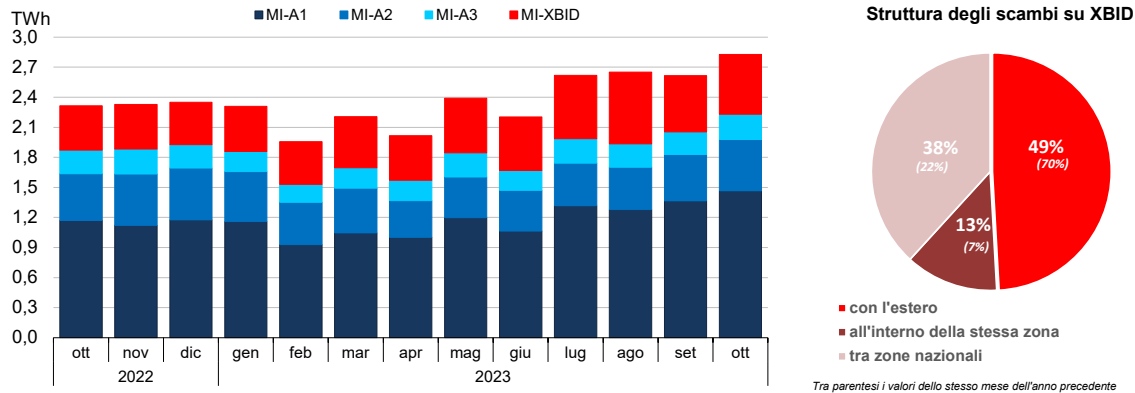


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero			
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID		Totale	
	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	681.314	25,6%	185.276	-4,5%	113.611	43,9%	980.201	20,2%	176.134	92,2%	1.156.335	27,5%
Centro Nord	85.677	23,9%	36.503	12,6%	14.848	-9,1%	137.028	16,2%	34.326	18,5%	171.355	16,7%
Centro Sud	249.519	20,3%	102.930	38,5%	35.693	1,0%	388.141	22,4%	45.554	-0,5%	433.696	19,5%
Sud	200.313	40,0%	93.292	10,4%	36.010	-15,0%	329.616	22,1%	64.354	23,0%	393.969	22,2%
Calabria	36.375	70,7%	12.369	79,5%	6.262	15,2%	55.006	63,5%	7.443	-22,8%	62.448	44,3%
Sicilia	118.427	0,0%	29.341	-6,8%	17.284	-32,1%	165.052	-5,9%	24.003	81,6%	189.056	0,2%
Sardegna	42.208	92,6%	23.664	94,8%	9.024	21,5%	74.895	80,5%	10.873	-33,8%	85.768	48,1%
Estero	52.433	17,5%	27.432	-17,4%	19.894	-19,5%	99.759	-2,7%	234.333	28,3%	334.092	17,1%
<b>Totale</b>	<b>1.466.266</b>	<b>25,5%</b>	<b>510.807</b>	<b>8,9%</b>	<b>252.626</b>	<b>7,0%</b>	<b>2.229.699</b>	<b>19,0%</b>	<b>597.020</b>	<b>35,5%</b>	<b>2.826.719</b>	<b>22,1%</b>

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	791.950	30,2%	229.715	10,0%	107.233	-1,2%	1.128.898	21,9%	202.948	24,4%	1.331.846	22,3%
Centro Nord	72.202	4,1%	18.320	39,2%	9.422	40,2%	99.944	12,0%	27.068	46,4%	127.012	17,9%
Centro Sud	233.645	41,4%	81.995	19,6%	32.013	24,5%	347.652	34,0%	54.944	100,2%	402.595	40,3%
Sud	149.432	50,4%	62.218	-16,7%	31.805	-1,7%	243.455	18,0%	72.795	49,2%	316.250	23,9%
Calabria	34.221	-5,8%	14.877	-23,6%	6.092	-22,7%	55.191	-13,4%	9.138	75,6%	64.329	-6,6%
Sicilia	127.561	-13,9%	48.370	55,6%	17.749	14,3%	193.681	-0,6%	22.425	-14,6%	216.106	-2,3%
Sardegna	24.021	55,1%	14.667	51,9%	7.224	26,1%	45.911	48,7%	8.922	24,3%	54.834	44,1%
Estero	33.233	27,0%	40.646	-6,3%	41.087	22,3%	114.967	11,5%	198.780	37,9%	313.747	26,9%
<b>Totale</b>	<b>1.466.266</b>	<b>25,5%</b>	<b>510.807</b>	<b>8,9%</b>	<b>252.626</b>	<b>7,0%</b>	<b>2.229.699</b>	<b>19,0%</b>	<b>597.020</b>	<b>35,5%</b>	<b>2.826.719</b>	<b>22,1%</b>



Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

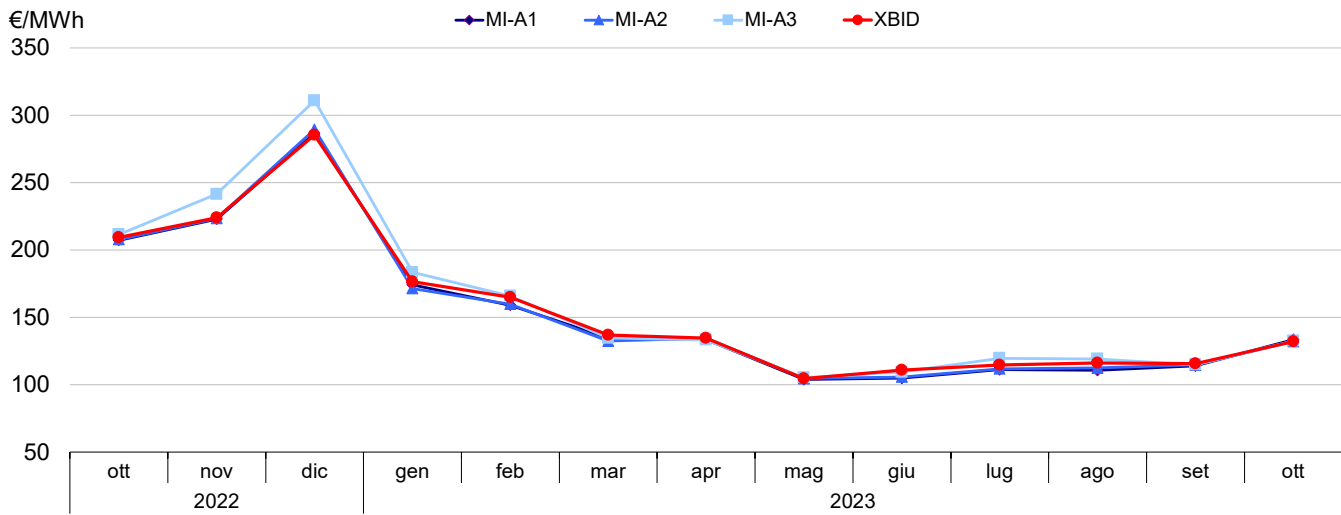


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

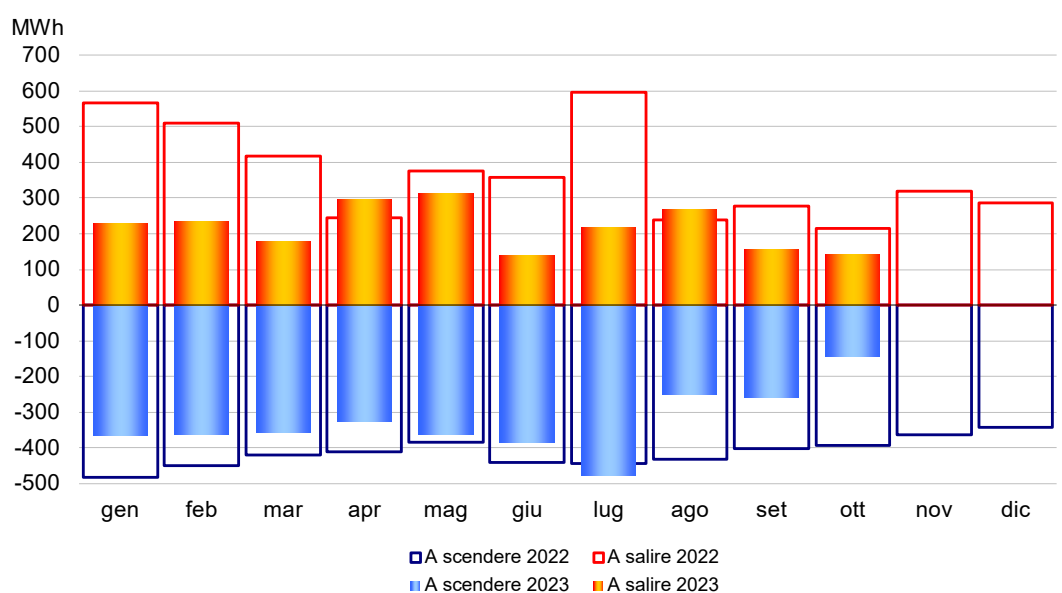
	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero							
	MGP (1-24 h) €/MWh	MGP (13-24 h) €/MWh	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA	
			MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		X-BID (1-24 h)	
			€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
<b>Nord</b>	<b>133,46</b>	<b>136,84</b>	<b>133,03</b> (-0,3%)	-36,5%	<b>131,80</b> (-1,2%)	-37,2%	<b>131,63</b> (-3,8%)	-38,3%	<b>132,08</b> (-1,0%)	-37,2%
<b>Centro Nord</b>	<b>135,96</b>	<b>140,73</b>	<b>135,07</b> (-0,7%)	-36,0%	<b>133,59</b> (-1,7%)	-36,7%	<b>135,34</b> (-3,8%)	-36,6%	<b>136,35</b> (+0,3%)	-36,5%
<b>Centro Sud</b>	<b>135,25</b>	<b>139,36</b>	<b>134,57</b> (-0,5%)	-36,1%	<b>133,00</b> (-1,7%)	-36,0%	<b>134,66</b> (-3,4%)	-36,3%	<b>133,90</b> (-1,0%)	-36,5%
<b>Sud</b>	<b>134,06</b>	<b>137,80</b>	<b>133,51</b> (-0,4%)	-36,1%	<b>132,26</b> (-1,3%)	-36,2%	<b>132,95</b> (-3,5%)	-37,1%	<b>132,78</b> (-1,0%)	-36,3%
<b>Calabria</b>	<b>134,06</b>	<b>137,80</b>	<b>133,50</b> (-0,4%)	-37,0%	<b>132,26</b> (-1,3%)	-36,3%	<b>131,28</b> (-4,7%)	-38,4%	<b>130,95</b> (-2,3%)	-36,6%
<b>Sicilia</b>	<b>135,33</b>	<b>139,39</b>	<b>134,06</b> (-0,9%)	-30,9%	<b>133,04</b> (-1,7%)	-32,6%	<b>134,98</b> (-3,2%)	-36,2%	<b>132,99</b> (-1,7%)	-34,6%
<b>Sardegna</b>	<b>135,25</b>	<b>139,36</b>	<b>134,57</b> (-0,5%)	-33,1%	<b>133,00</b> (-1,7%)	-32,9%	<b>134,66</b> (-3,4%)	-31,8%	<b>135,20</b> (-0,0%)	-32,6%

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)

Si portano su livelli molto bassi i volumi del mercato MSD mensile (0,1 TWh) e le sue vendite ai minimi storici (0,1 TWh) ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire in calo (Grafico 8).

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



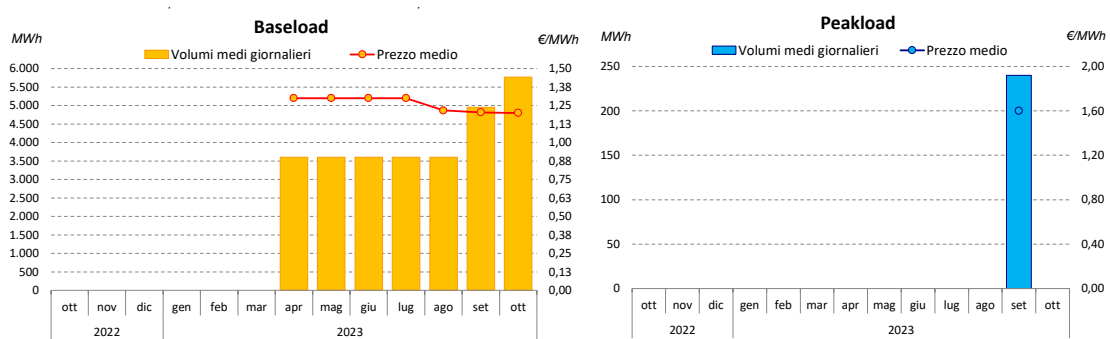
## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel MPEG, si osservano 110 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' (+60 su settembre), per volumi ai massimi da agosto 2018, a 133 GWh (+38 GWh). Gli scambi si realizzano sul solo prodotto baseload, il cui prezzo medio rimane stabile a 1,20 €/MWh (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	110	23/31	1,20	1,20	1,20	132.720	5.770
	(-)	0/31	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Peakload	-	0/22	-	-	-	-	-
	(-)	0/21	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
<b>Totale</b>	<b>110</b>					<b>132.720</b>	
	(-)					(-)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE sono stati registrati 3 abbinamenti, pari a 24,1 GWh, tutti relativi a contrattazioni bilaterali registrate a fini di clearing. Gli scambi hanno interessato il profilo baseload dei prodotti I Trimestre 2024 e Anno 2024, con prezzi di controllo in aumento rispetto a settembre. Il prodotto Novembre 2023

chiude il periodo di contrattazione ad un prezzo di 146,66 €/MWh sul baseload e di 162,28 €/MWh sul peakload e una posizione aperta di 6,5 TWh. La posizione aperta complessiva a fine mese sale a 30,8 TWh (era 13,2 TWh a fine settembre) (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a ottobre

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
Novembre 2023	146,66	+14,0%	-	-	-	-	-	9	6.480
Dicembre 2023	153,61	+9,3%	-	-	-	-	-	9	6.696
Gennaio 2024	159,82	+3,5%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2024	160,49	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2024	160,26	+9,3%	-	-	3	3	-	3	6.549
II Trimestre 2024	140,61	+9,2%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2024	144,10	+4,5%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2024	158,47	+65,6%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	150,86	+18,6%	-	-	2	2	-	2	17.568
<b>Totale</b>			-	-	<b>5</b>	<b>5</b>			<b>30.813</b>

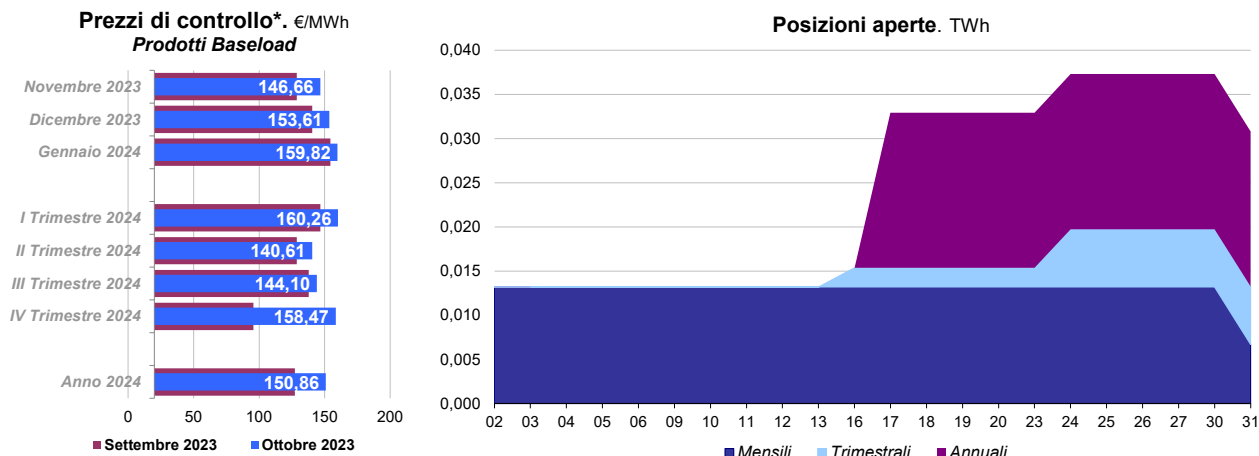
  

	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Novembre 2023	162,28	+14,0%	-	-	-	-	-	-	-
Dicembre 2023	173,11	+9,3%	-	-	-	-	-	-	-
Gennaio 2024	167,49	+3,5%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2024	164,73	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2024	163,79	+9,3%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2024	134,35	+9,2%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2024	140,10	+4,5%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2024	175,82	+65,6%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	153,55	+19,8%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			-	-	-	-			-
<b>TOTALE</b>			-	-	<b>5</b>	<b>5</b>			<b>30.813</b>

\* 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 ottobre risultano pari a 18,0 TWh, con una posizione netta a 10,7 TWh (Tabella 11).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, cala a 1,68 (Grafico 10).

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

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

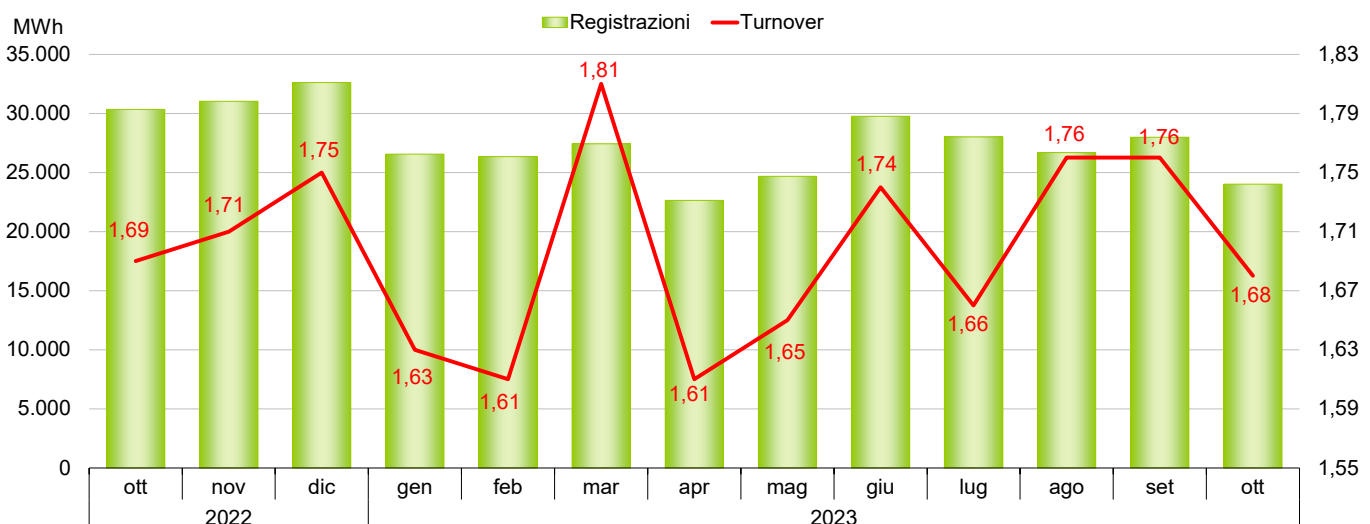
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI			
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione	Prelievo	
					MWh	MWh	Variazione
Baseload	2.302.973	- 62,7%	12,8%	Richiesti	6.281.781	7.506.761	-20,4%
Off Peak	962	- 99,6%	0,0%	Rifiutati	986.988	19	-99,9%
Peak	528	- 99,8%	0,0%	<b>Registrati</b>	<b>5.294.793</b>	<b>7.506.741</b>	<b>-20,1%</b>
Week-end	-	-	-				
Totale Standard	2.304.463	- 65,2%	12,8%	Sbilanciamenti a programma	5.402.124	3.190.176	-19,1%
Totale Non standard	15.575.531	- 2,5%	86,4%	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>2.211.948</b>	<b>-18,5%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>17.879.995</b>	<b>- 20,9%</b>	<b>99,2%</b>				
<b>MTE</b>	<b>6.705</b>	<b>+800,0%</b>	<b>0,0%</b>				
<b>MPEG</b>	<b>132.720</b>	<b>100%</b>	<b>0,7%</b>				
<b>TOTALE PCE</b>	<b>18.019.420</b>	<b>- 20,3%</b>	<b>100,0%</b>				
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>10.696.917</b>	<b>- 19,8%</b>					

\* 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

■ Nel primo mese dell'anno termico 2023-2024 i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.412 milioni di mc (46,6 TWh), confermandosi su livelli tra i più bassi degli ultimi dieci anni per il mese in analisi. Le importazioni tramite gasdotto e GNL ammontano complessivamente a 4.779 milioni di mc (50,5 TWh), di cui oltre il 39% registrato a Mazara (19,8 TWh), mentre la produzione nazionale risulta pari a 236 milioni di mc (2,5 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, continuano anche ad ottobre le iniezioni, pari a 6,4 TWh, con la giacenza complessiva a fine mese su livelli mai raggiunti da oltre dodici anni. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 14,3 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 30,7%. Gli scambi risultano ancora concentrati nei mercati a contrattazione continua,

sia day-ahead (7,2 TWh) che intraday (3,9 TWh), con un peso complessivo del 77% sul totale contrattato a pronti. In ripresa anche il segmento day-ahead AGS (2,9 TWh). In uno scenario internazionale connotato dall'avvio del conflitto israelo-palestinese, tutte le quotazioni ai principali hub europei mostrano segnali rialzisti in doppia cifra sul mese precedente (41/44 €/MWh). Analoga dinamica per l'IG Index (IGI), l'indice lanciato dal GME il 19 luglio con l'obiettivo di fornire un utile strumento di interpretazione e valutazione delle dinamiche osservate sui mercati del gas con consegna al PSV, che ad ottobre si attesta a 43,42 €/MWh. Con riferimento, invece, alle quotazioni registrate nel corso del mese su tutti i mercati a pronti si osserva sostanzialmente una convergenza sui 43-45 €/MWh.

## IL CONTESTO

A ottobre i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.412 milioni di mc (46,6 TWh), valore tra i più bassi degli ultimi dieci anni per il mese in analisi. Di questi, 1.878 milioni di mc (19,9 TWh) sono relativi al settore termoelettrico, in flessione rispetto ai livelli di settembre (-4,0%), in corrispondenza di una ridotta domanda di energia elettrica e maggiori importazioni dall'estero. In calo sul mese precedente anche i consumi nel settore industriale, pari a 1.005 milioni di mc (10,6 TWh), mentre aumentano quelli del comparto civile, pari a 1.279 milioni di mc (13,5 TWh). In calo su base mensile le esportazioni e gli altri consumi, a 250 milioni di mc (2,6 TWh). Con riferimento alle importazioni (4.779 milioni di mc, 50,5 TWh) arretrano rispetto a settembre sia i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.489 milioni di mc (36,9

TWh), che quelli tramite rigassificatori GNL, a 1.035 milioni di mc (10,9 TWh). La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra dinamiche ribassiste a Mazara, che si conferma, tuttavia, principale via di approvvigionamento (19,8 TWh, 39% del totale importato), a Tarvisio (0,7 TWh), la cui quota scende sotto l'1,5%, e a Livorno (2,0 TWh). In aumento l'incidenza dei flussi a Melendugno (9,8 TWh, 19,4% del totale), a Passo Gries (4,5 TWh, 9%) e al terminale di Piombino (2,7 TWh, 5,4%), tutti in ripresa rispetto ai livelli del mese precedente.

A ottobre continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (6,4 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale nell'ultimo giorno del mese che ammontava a 13.621 milioni di mc (144,0 TWh), valore massimo da oltre dodici anni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>4.779</b>	<b>50,5</b>	<b>-3,7%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.872	19,8	-6,5%
Tarvisio	65	0,7	+122,1%
Passo Gries	428	4,5	-4,5%
Gela	198	2,1	-30,3%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	925	9,8	+0,7%
Panigaglia (GNL)	66	0,7	-76,7%
Cavarzere (GNL)	776	8,2	-3,9%
Livorno (GNL)	193	2,0	+1,7%
Piombino (GNL)	256	2,7	-
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>236</b>	<b>2,5</b>	<b>-12,3%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>5.016</b>	<b>53,0</b>	<b>-4,1%</b>
<b>Riconsegne rete Snam Rete Gas</b>			
Industriale	4.162	44,0	+6,0%
Termoelettrico	1.005	10,6	+8,3%
Reti di distribuzione	1.878	19,9	-3,2%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	1.279	13,5	+20,9%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>4.412</b>	<b>46,6</b>	<b>+1,7%</b>
<b>Iniezioni negli stoccaggi</b>	<b>604</b>	<b>6,4</b>	<b>-32,5%</b>
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>5.016</b>	<b>53,0</b>	<b>-4,1%</b>

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

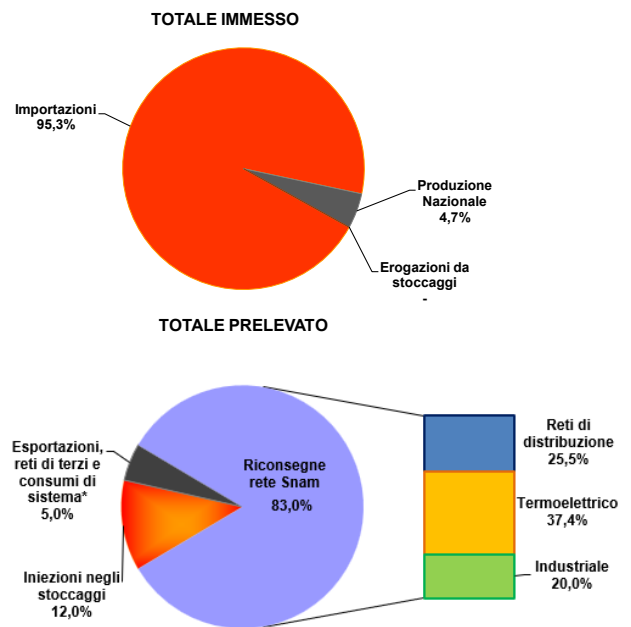
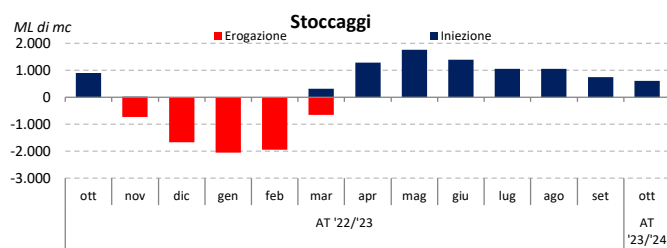
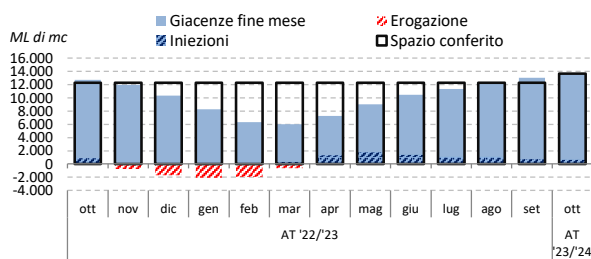


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/10/2023)</b>	<b>13.621</b>	<b>144,0</b>	<b>+7,3%</b>
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	604	6,4	-32,5%
<b>Flusso netto</b>	<b>604</b>	<b>6,4</b>	<b>-32,5%</b>
Spazio conferito su base annuale	13.664	144,5	+11,3%
Giacenza/Spazio conferito	99,7%		-3,8 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, in un contesto internazionale instabile per effetto delle tensioni in Medio Oriente, sui principali hub europei le quotazioni mostrano consistenti rialzi rispetto al mese precedente, salendo ai massimi dalla scorsa primavera. Segnano il terzo aumento consecutivo, pertanto, sia il prezzo al PSV, pari a 44,1 €/MWh, che al TTF, pari a 43,1 €/MWh. I due riferimenti, su valori bassi e in calo nella prima settimana del mese, mostrano nella sessione del 9 ottobre,

la prima dopo l'avvio delle suddette tensioni, una repentina impennata e un andamento crescente nella restante parte del mese, rimanendo stabilmente sopra i 40 €/MWh, con un picco a ridosso dei 54-55 €/MWh nella giornata del 13 ottobre. Lo spread mensile tra il prezzo italiano e quello olandese si porta a 1,0 €/MWh (era 1,7 €/MWh il mese precedente), oscillando tra 4,0 €/MWh e -2,7 €/MWh, raggiunti rispettivamente nel periodo centrale e finale del mese.

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Con riferimento ai prezzi, a ottobre l'IG Index pubblicato quotidianamente dal GME a partire dal 19 luglio si attesta in media a 43,42 €/MWh, mostrando nei giorni corrispondenti dinamiche sostanzialmente allineate a quelle dei prezzi sui principali hub europei. Nei singoli mercati a pronti le quotazioni si collocano a 43-45 €/MWh, con un massimo a 49,64 €/MWh osservato mediamente nel comparto intraday AGS nelle uniche due sessioni con scambi.

In relazione invece ai volumi, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) salgono ai massimi dallo scorso marzo, a 14,3 TWh, con una quota sul totale consumato che si riporta dopo un anno a ridosso del 31% (era 22,4% a settembre).

Rispetto al mese precedente, sull'orizzonte day-ahead gli scambi tornano a crescere per effetto di una ripresa sia dei volumi contrattati nel comparto a negoziazione continua (7,2 TWh), il cui peso sul mercato a pronti si porta al 50%, che di quelli registrati nel segmento AGS (2,9 TWh), pari al 20% dei volumi totali del MP-GAS. Relativamente a quest'ultimo, a ottobre le movimentazioni di Snam registrano un significativo aumento lato vendita (2,4 TWh, erano 0,04 TWh a settembre). In crescita anche la contrattazione sull'orizzonte intraday, dove

gli scambi si portano a 4,0 TWh, concentrati principalmente sul segmento a negoziazione continua (3,9 TWh), il cui peso sul mercato a pronti si porta al 27%. Su tale comparto si riducono le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,5 TWh, -9%) mentre aumentano le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (3,4 TWh, +27,7%). Nel comparto AGS, invece, gli scambi ammontano a 0,08 TWh, registrati nelle sessioni del 25 e 26 ottobre, in corrispondenza rispettivamente di acquisti e vendite di Snam.

Le quantità scambiate sul MGS ammontano a 0,19 TWh (erano 0,27 TWh a settembre), in virtù sia di un calo delle movimentazioni effettuate da Snam (0,14 TWh), concentrato in vendita e con finalità di bilanciamento, che delle contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,05 TWh.

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

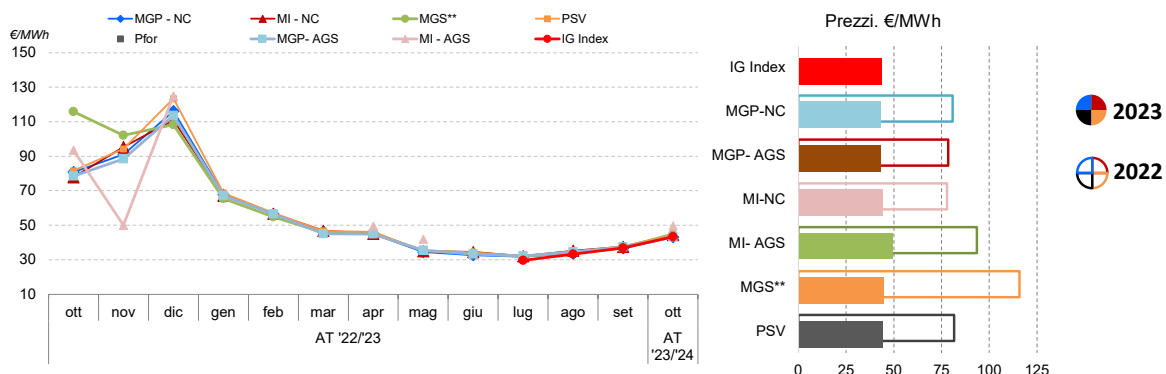
Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a ottobre sono stati scambiati 265,4 GWh, riferiti al periodo di consegna Dicembre 2023, ad un prezzo medio di 51,60 €/MWh.

Figura 3: MP-GAS\*: prezzi e volumi

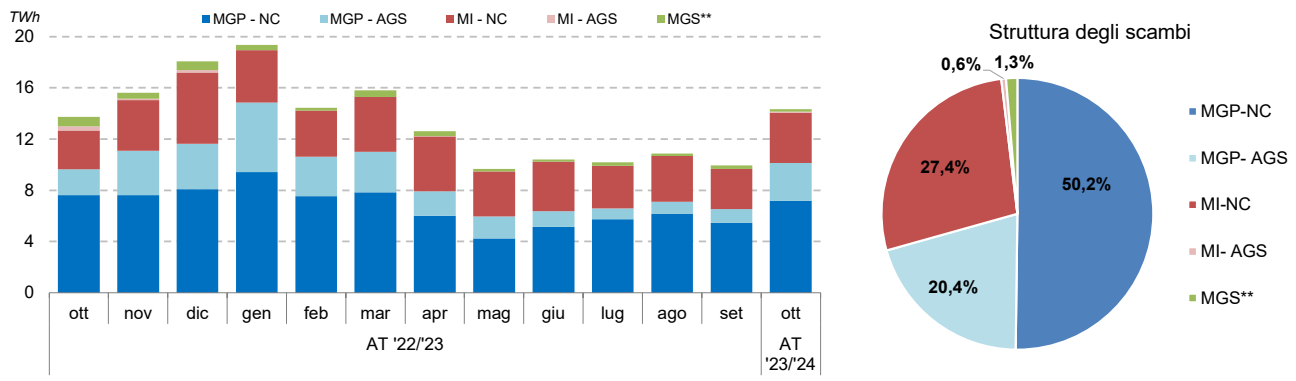
Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi, €/MWh				Volumi, MWh	
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var
<b>IG Index</b>	43,42	(-)	30,33	54,44		
<b>MP-GAS</b>						
<i>MGP</i>						
Negoziazione continua	43,14	(80,80)	-46,6%	24,00	100,00	7.193.520 (7.634.424) -5,8%
Comparto AGS	43,11	(78,45)	-45,0%	29,49	52,30	2.929.776 (2.011.632) +45,6%
<i>MI</i>						
Negoziazione continua	44,31	(77,79)	-43,0%	29,50	57,39	3.932.232 (3.030.072) +29,8%
Comparto AGS	49,64	(93,49)	-46,9%	45,61	53,67	80.016 (312.384) -74,4%
<i>MGS**</i>						
Stogit	44,90	(115,83)	-61,2%	31,10	51,99	192.525 (736.172) -73,8%
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 19 luglio 2023 il GME calcola per ciascun giorno gas, sulla base dei prezzi registrati sul mercato a pronti dallo stesso gestito, l'IG Index pubblicato su base giornaliera. Per il mese di luglio 2023 l'IG Index è calcolato a partire dal giorno gas 20 luglio.

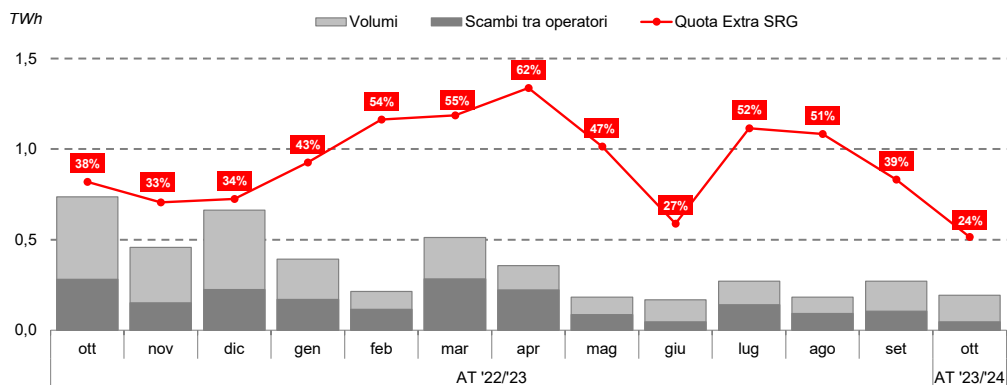
\*\* A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
<b>Totale</b>	<b>192.525</b>	(736.172)	<b>192.525</b>	(736.172)	-	(-)	-	(-)
SRG	47.826	(-)	98.360	(454.569)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	47.826	(-)	98.360	(454.569)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
<b>Operatori</b>	<b>144.699</b>	(736.172)	<b>94.165</b>	(281.603)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





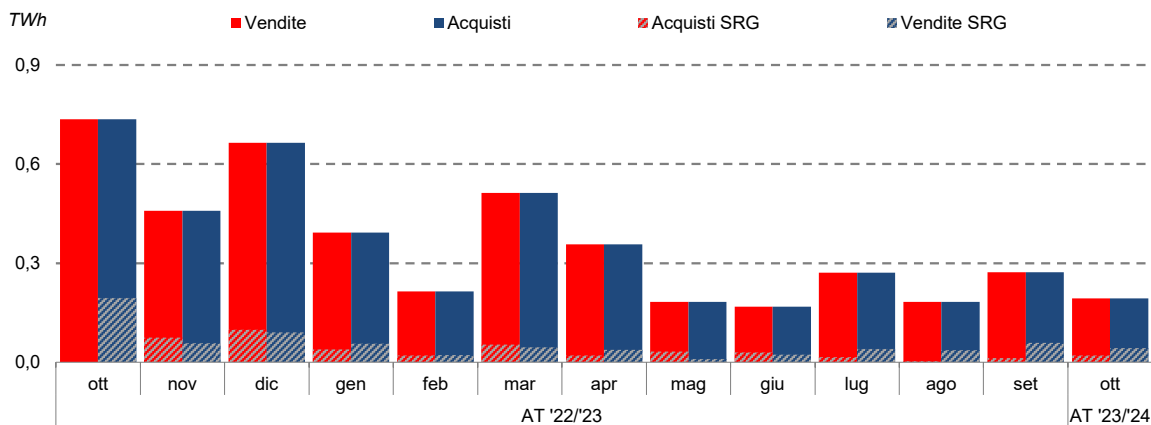


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

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	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2023-10	-	-	39,47	1,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2023-11	-	-	50,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-11	-	-	49,71	6,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-12	-	-	54,16	9,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-01	-	-	56,63	13,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-02	-	-	55,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-01	-	-	56,88	14,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-02	-	-	54,27	10,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-03	-	-	53,57	-1,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-04	-	-	57,40	9,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2024/2025	-	-	57,59	9,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2024	-	-	54,91	0,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2024	-	-	55,93	12,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>												

\*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

■ Ad ottobre si inverte sia il trend di greggio e derivati, che tornano in lieve riduzione mensile, che quello del carbone, che invece risale ai massimi dell'ultimo semestre. Si confermano in aumento, invece, i riferimenti del gas sui principali hub

europei, anch'essi ai massimi dalla scorsa primavera. Dinamiche discordanti si osservano per i prezzi elettrici sulle principali borse in Europa, con il Pun che amplia ulteriormente il suo differenziale con le borse limitrofe.

Le quotazioni del Brent, in progressiva crescita dall'estate, ad ottobre tornano in lieve riduzione, a 93,17 \$/bbl (-1%), e un'analoga dinamica si osserva anche per l'olio combustibile e il gasolio, rispettivamente a 580,57 \$/MT (-2%) e 894,13 \$/MT (-7%). Sale, invece, ai massimi da maggio il prezzo del carbone (140,11 \$/MT, +13%), che torna a sfiorare 150 \$/MT a metà mese. In ottica prospettica i mercati a termine

rivedono al ribasso le quotazioni di greggio e derivati e al rialzo quella del carbone, tutte attese su livelli inferiori agli attuali spot. Ancora in lieve riduzione mensile il tasso di cambio euro/dollaro (1,06 €/€, -1%), con una dinamica che accentua l'intensità del rialzo dei prezzi del carbone e attenua la riduzione dei prezzi di Brent e derivati nella loro conversione in euro.

Tabella 1: Greggio e combustibili\*, quotazioni annuali e mensili spot e a termine<sup>1</sup>. 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	93,17	-1%	-2%				88,77	-3%	87,44	-3%		
Olio Combustibile	USD/MT	580,57	-2%	-4%	550,00	510,42	-5%	503,66	-4%	497,55	-4%	473,96	-4%
Gasolio	USD/MT	894,13	-7%	-20%	1.001,50	893,39	-5%	866,34	-4%	850,83	-4%		
Carbone	USD/MT	140,11	13%	-46%	121,86	140,11	16%	129,99	8%	130,28	10%	137,39	-1%

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	88,21	0%	-9%				83,82	-	82,43	-		
Olio Combustibile	EUR/MT	549,68	-1%	-11%		482,62	-	475,61	-	469,01	-	441,15	-
Gasolio	EUR/MT	846,58	-6%	-25%		844,67	-	818,03	-	801,97	-		
Carbone	EUR/MT	132,67	15%	-50%		132,46	-	122,74	-	122,80	-	127,86	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,06	-1%	7%	1,06	1,06	-	1,06	-	1,06	-	1,07	-

Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica Fonte: Refinitiv

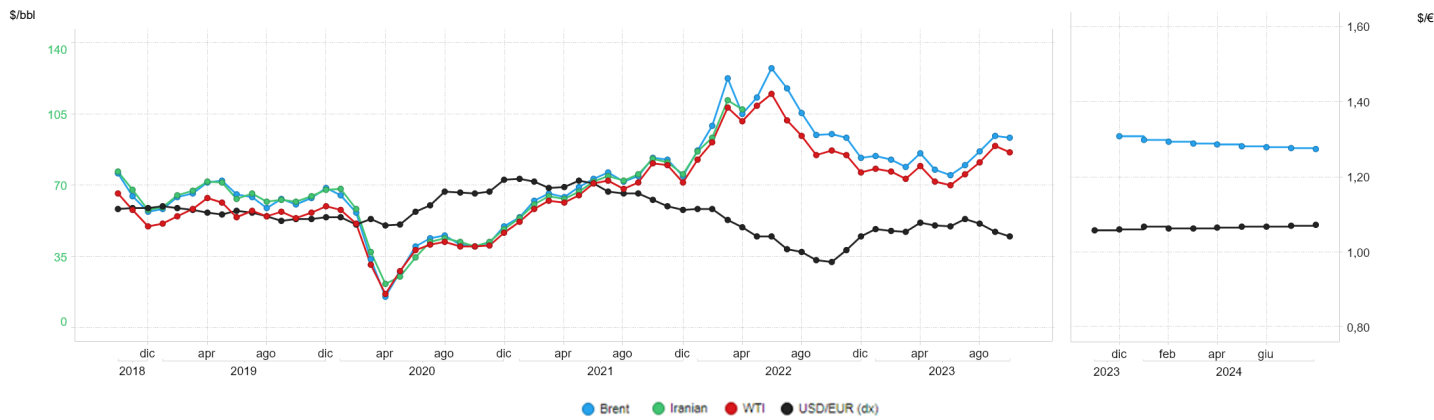


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica Fonte: Refinitiv

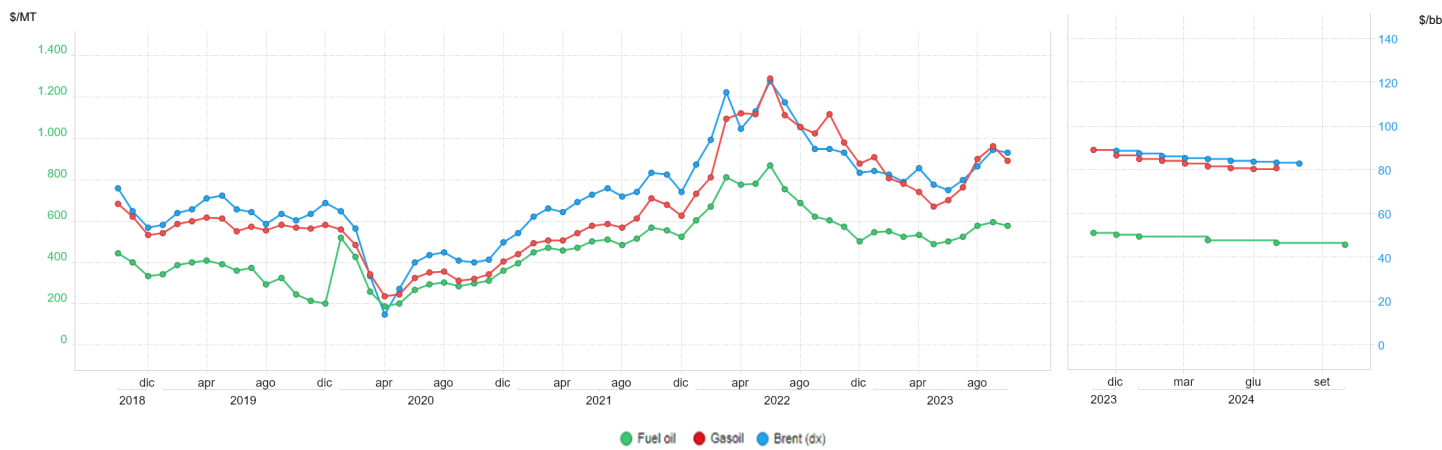
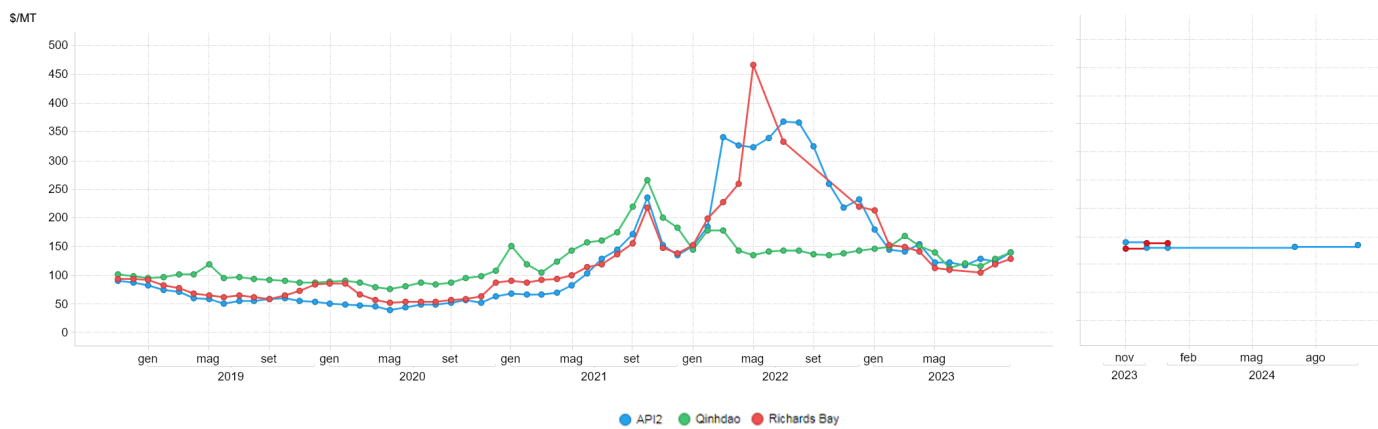


Grafico 3: Carbone\*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine<sup>1</sup>. Media aritmetica Fonte: Refinitiv



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

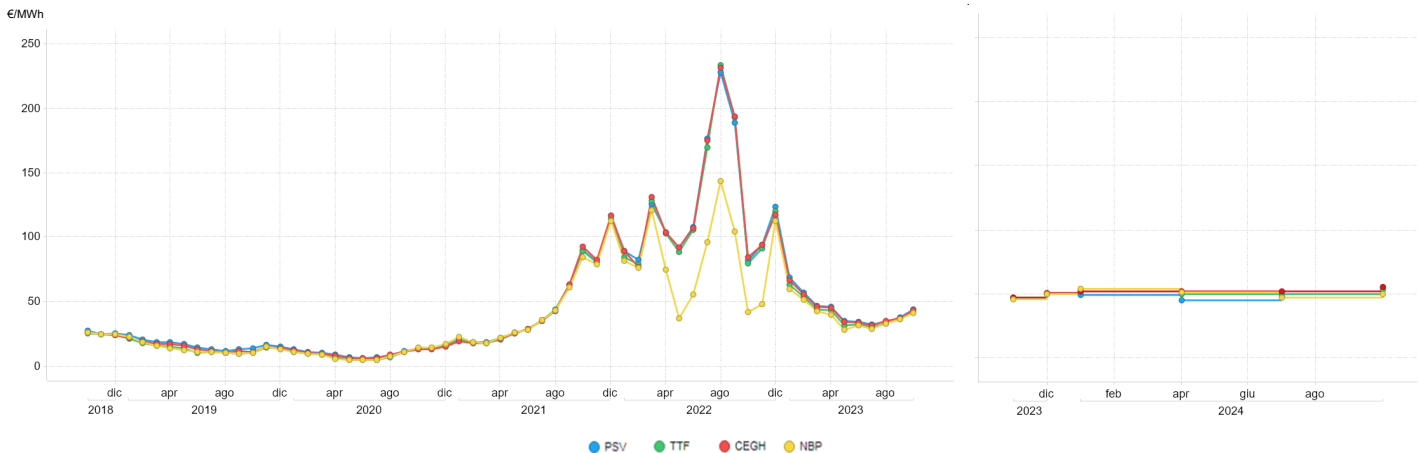
Al terzo rialzo consecutivo, invece, i prezzi del gas sui principali hub europei, saliti a 44,14 €/MWh al PSV e a 43,12 €/MWh al TTF. Nel corso di ottobre lo spread tra i due riferimenti si annulla in diverse giornate e risulta più frequentemente negativo, risultando così nella sua media mensile tra i più

bassi dell'ultimo anno (1,02 €/MWh, -0,65 €/MWh). I mercati a termine esprimono aspettative generalmente rialziste per i prossimi mesi, con prezzi progressivamente più elevati rispetto agli attuali spot e uno spread atteso PSV-TTF sempre negativo.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine<sup>1</sup>. 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	44,14	16%	-46%	39,05	46,14	6%	49,57	4%	49,04	-5%	52,17	0%
TTF	NL	43,12	19%	-46%	39,63	46,96	6%	50,33	3%	52,15	3%	51,39	1%
CEGH	AT	43,08	16%	-49%	39,84	46,91	4%	50,32	2%	52,15	2%	53,03	2%
NBP	UK	41,14	14%	-2%	39,46	45,96	12%	50,01	2%	54,08	-59%		



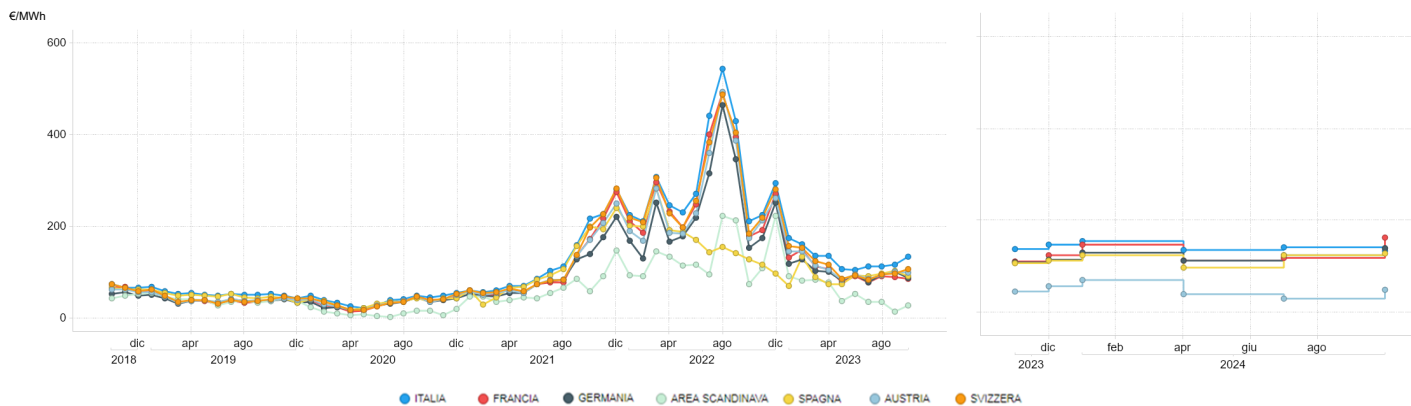
Dinamiche discordanti per i prezzi elettrici in Europa. Il Pun italiano, sostenuto anche dalla crescita dei costi del gas e del carbone, sale a 134 €/MWh (+16%), allargando il suo differenziale dai prezzi registrati sulle principali borse europee continentali, attestatisi a 84/106 €/MWh e tutti in calo (-2/-13%) ad eccezione di quello svizzero (+9%). Quasi raddoppiato il

prezzo dell'Area scandinava, che resta tuttavia decisamente più basso (26 €/MWh, +95%). Le aspettative espresse dai mercati a termine rivedono generalmente al ribasso i prezzi elettrici per gli ultimi due mesi del 2023, stimando tuttavia sia una progressiva crescita rispetto agli attuali livelli spot che una riduzione dello spread tra il Pun e gli altri riferimenti elettrici europei.

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot\* e a termine<sup>1</sup>. 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 (%)
<b>ITALIA</b>	134,26	16%	-37%	121,22	137,41	0%	146,69	-1%	154,10	0%	139,91	9%
<b>FRANCIA</b>	84,26	-5%	-53%	88,71	110,71	-8%	123,12	-10%	146,71	21%	133,76	0%
<b>GERMANIA</b>	87,38	-13%	-43%	100,72	107,82	-5%	114,46	-5%	130,21	16%	125,84	-1%
<b>AREA SCANDINAVA</b>	26,47	95%	-64%	17,30	44,61	5%	55,25	-4%	70,11	3%	45,47	-6%
<b>SPAGNA</b>	90,03	-13%	-29%	107,50	105,80	-6%	110,98	-6%	123,20	-2%	115,91	7%
<b>AUSTRIA</b>	99,25	-2%	-43%									
<b>SVIZZERA</b>	105,60	9%	-43%									



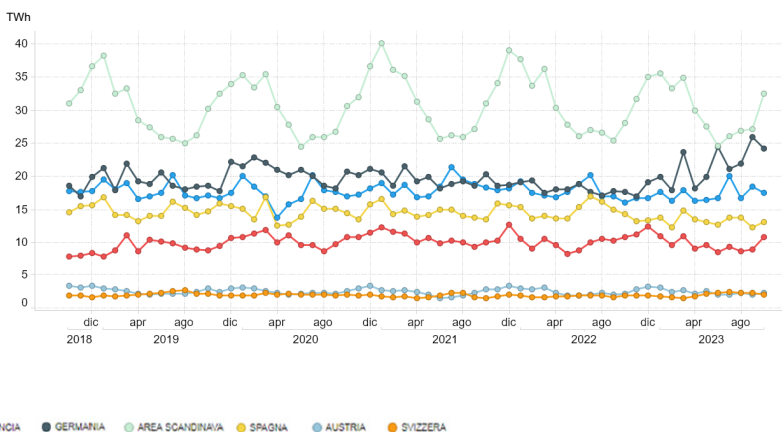
Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici a pronti, restano elevati ma in riduzione i volumi in Germania (24,1 TWh, -10% su settembre) e si osserva una variazione

negativa anche in Italia (17,5 TWh, -8%). In crescita invece gli scambi in Francia (10,8 TWh, +17%), nell'Area Scandinava (32,5 TWh, +16%) e in Spagna (13,2 TWh, +4%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
<b>ITALIA</b>	17,5	-8%	9%
<b>FRANCIA</b>	10,8	17%	0%
<b>GERMANIA</b>	24,1	-10%	37%
<b>AREA SCANDINAVA</b>	32,5	16%	15%
<b>SPAGNA</b>	13,2	4%	-8%
<b>AUSTRIA</b>	2,4	15%	6%
<b>SVIZZERA</b>	2,1	-17%	8%



\* 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.

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

# Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), a ottobre, il prezzo medio mostra un lieve calo a 246,83 €/tep (-0,4%), a fronte di una significativa crescita degli scambi (+21%). Sulla piattaforma bilaterale, invece, si rilevano dinamiche rialziste sia in termini di prezzi (+2%) che di volumi (+61%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il

prezzo medio scende a 3,90 €/MWh (-21%), confermandosi comunque più alto delle quotazioni bilaterali, anch'esse in calo a 2,95 €/MWh (-23%). Gli scambi sul mercato risultano in calo (-45%), mentre crescono sulla piattaforma bilaterale (+48%).

Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a ottobre non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE, a ottobre, si attesta a 246,83 €/tep, in calo dello 0,4% rispetto al mese precedente. In crescita, invece, la quotazione registrata sulla piattaforma bilaterale, a 241,20 €/tep (+2,2%), che restringe il suo spread con il corrispondente valore di mercato a 5,63 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce, tuttavia, a circa 1,5 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate a prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 98% (+2 p.p. su settembre). In aumento al 56% (+19 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimo e

massimo di mercato (246,20-247,55 €/tep). Nel mese di ottobre i titoli negoziati crescono a 209 mila tep sul MTEE (+21% rispetto a settembre), con la liquidità in calo al 51% (-7 p.p. rispetto al mese precedente), per effetto di un più consistente aumento delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 199 mila tep (+61%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine ottobre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 71.144.645 tep, in aumento di 200.868 tep rispetto a fine settembre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.058.755 tep, in crescita di 200.868 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	246,83	-0,4%	246,20	247,55	209.229	+20,9%	51,65	+20,5%	9.671	+121,5%	4,6%	+2,1 p.p.	6	+2
Bilaterali	241,20	+2,2%	0,00	260,00	199.163	+61,2%	48,04	+64,8%						
con prezzo >1	245,35	-0,2%	114,83	260,00	195.798	+65,2%	48,04	+64,8%						
Totale	244,09	+0,5%	0,00	260,00	408.392	+37,7%	99,68	+38,4%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

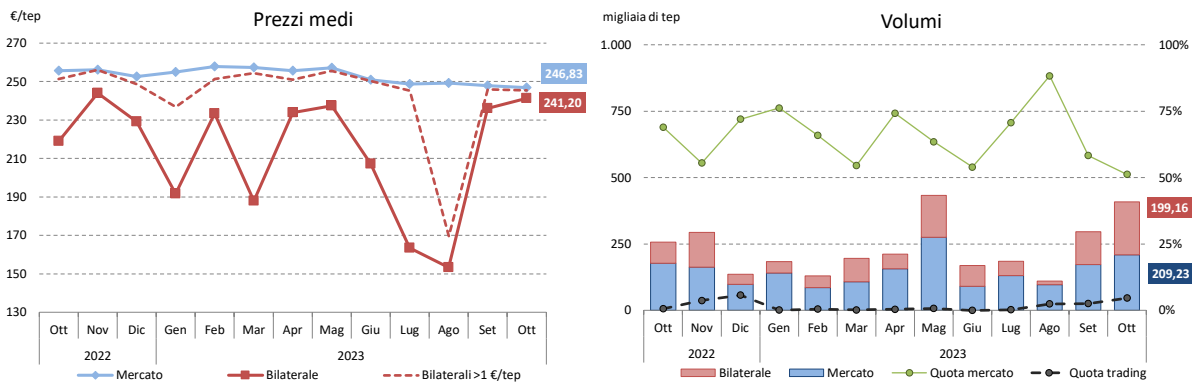


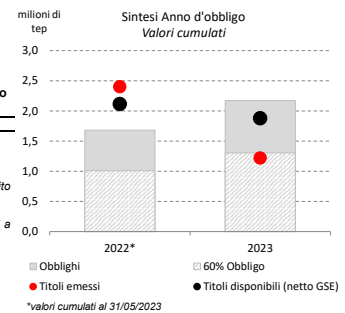
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2023

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260	€/tep						
N°	€/tep	tep	tep	€/tep						
19	248,26	701.068	467.270	246,77	416.983	247,89	4.058.755	71.144.645	2.182.686	

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

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

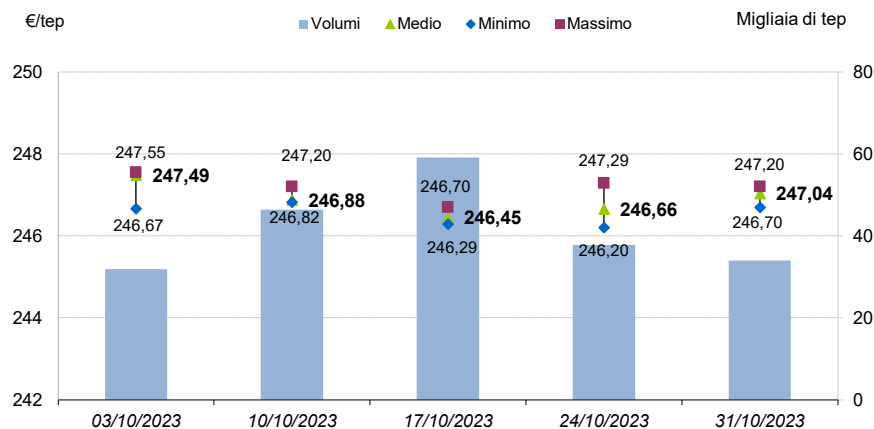


L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie sostanzialmente stabili tra i 246 €/tep ed i 247 €/tep. Lo spread medio tra il prezzo minimo e massimo

di seduta risulta ridotto e pari a 0,65 €/tep. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 41,8 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Sul Mercato delle Garanzie di Origine il prezzo medio, indipendentemente dalla tipologia, cala a 3,90 €/MWh (-21%), così come le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale che si attestano, invece, a 2,95 €/MWh (-23%), con un differenziale dal mercato che si riduce a 95 c€/MWh. Sul MGO tutte le quotazioni delle tre tipologie scambiate si

attestano poco sotto i 4 €/MWh. Variano, invece, tra 1,94 €/MWh della tipologia Eolico e 6,49 €/MWh della tipologia Altro i prezzi sulla PB-GO. In flessione i volumi negoziati sul MGO (39 mila MWh, -45%) mentre su PB-GO gli scambi crescono a 2,9 TWh (+48%).

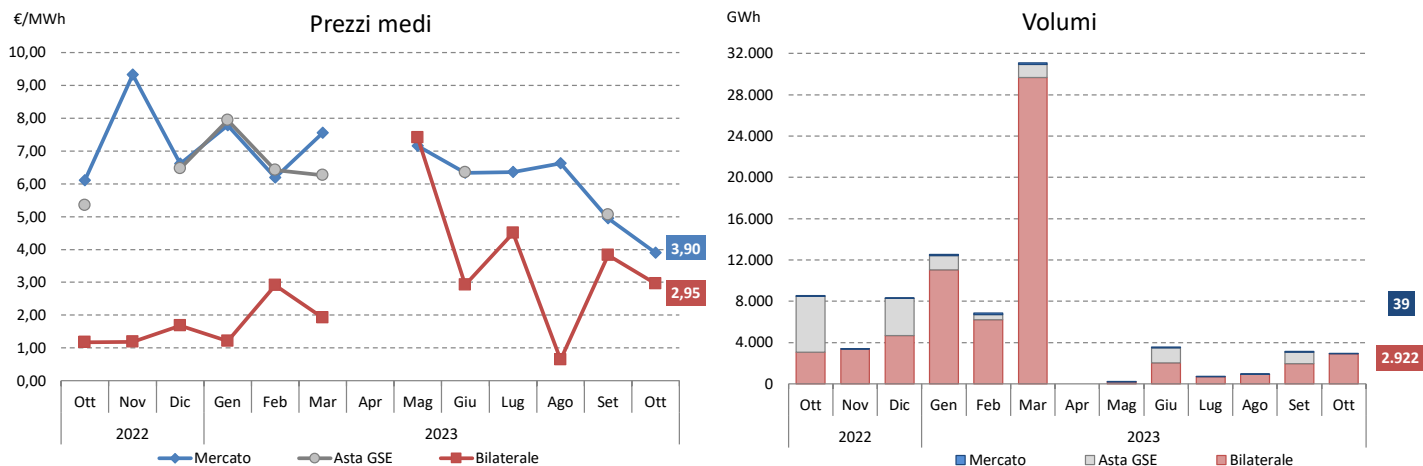
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	3,90	-21,2%	3,75	4,10	38.881	-45,0%	151.758	-56,7%
Bilaterali	2,95	-22,7%	0,00	8,30	2.921.512	+48,3%	8.630.904	+14,7%
con prezzo >0	3,12	-20,8%	0,01	8,30	2.765.122	+44,8%	8.630.904	+14,7%
<b>Totale</b>	<b>2,97</b>	<b>-23,1%</b>	<b>0,00</b>	<b>8,30</b>	<b>2.960.393</b>	<b>+45,0%</b>	<b>8.782.662</b>	<b>+11,5%</b>

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



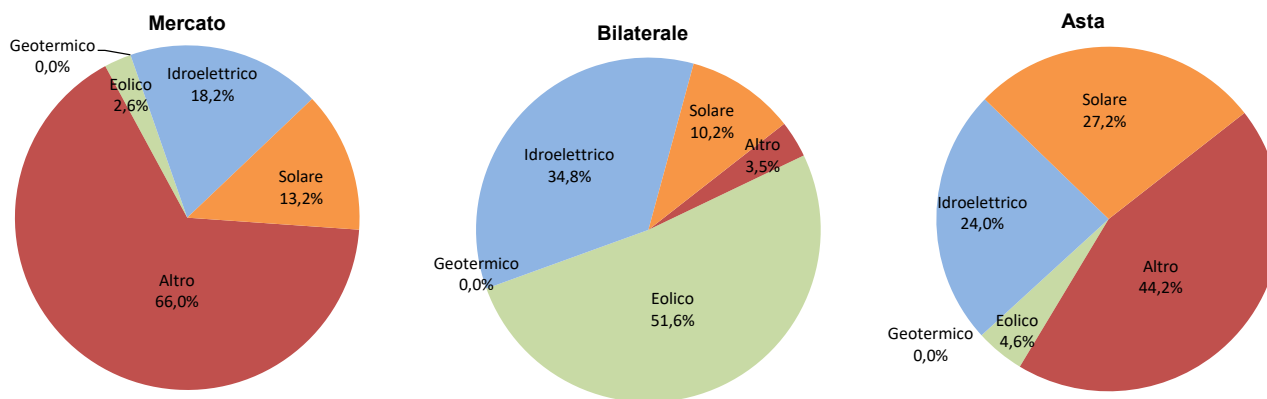


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2023 evidenzia una predominanza della tipologia Altro sul mercato e nelle

aste di assegnazione del GSE (rispettivamente 66% e 44%) e della tipologia Eolico nella contrattazione bilaterale (52%).

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

Fonte: dati GME



## L'UNIONE EUROPEA TRA CRISI ENERGETICA E OBIETTIVI CLIMATICI

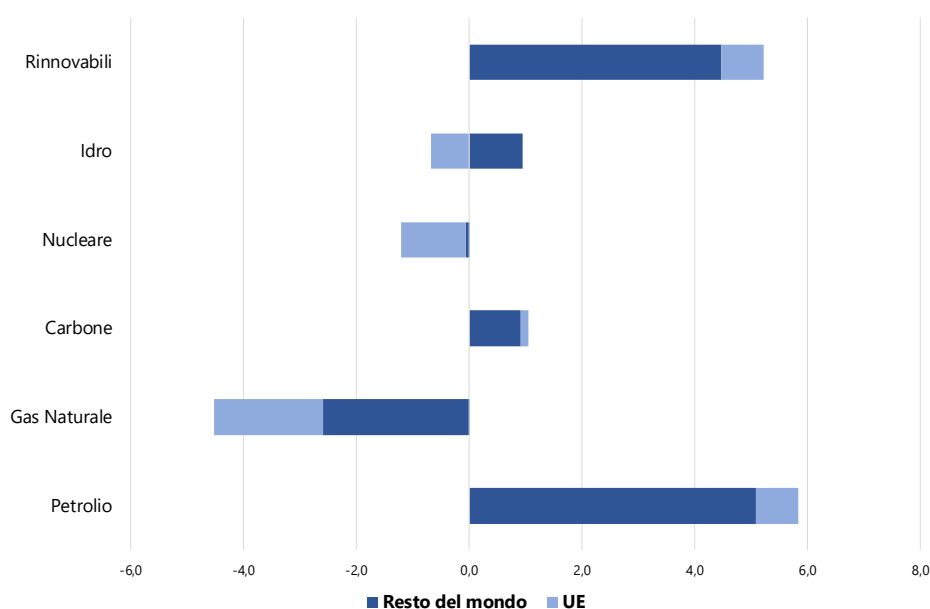
di Chiara Proietti Silvestri - RIE

(continua dalla prima)

Dall'altra, sono intervenuti fattori di tipo ambientale, dovuti a temperature miti nel periodo invernale che hanno portato drasticamente al ribasso i consumi per il riscaldamento. Ed è sempre uno squilibrio tra domanda e offerta quello che ha determinato la crisi dei prezzi energetici che ha colpito l'UE durante il periodo estivo quando la corsa al riempimento degli stoccaggi, a fronte di un progressivo azzeramento delle forniture russe, ha portato le quotazioni di gas ed elettricità a livelli mai visti. Il risultato è stato un crollo dei consumi specialmente da parte delle industrie ad alta intensità energetica, dove si è iniziato ad assistere ad una distruzione della domanda dovuta alla chiusura degli stabilimenti<sup>4</sup>. Tutto ciò ha prodotto necessariamente ripercussioni lato offerta dove l'UE sperimenta un cambio di tendenza rispetto agli ultimi anni. La quota fossile sul mix energetico, infatti, torna a crescere dopo alcuni anni di costante seppur lieve calo; un aumento trainato sorprendentemente da petrolio e carbone rispetto ad un calo nella quota del gas naturale. Segnale del forte impatto che l'invasione russa dell'Ucraina ha avuto sulla sicurezza degli approvvigionamenti di gas nel vecchio continente. Resta, in ogni caso, il forte divario tra il peso delle fossili in UE che si attesta intorno al 71% rispetto a quanto accade a livello mondiale che ancora registra una quota sopra

l'80%. Andando più nel dettaglio, il petrolio è la fonte che, in termini assoluti, cresce di più rispetto al 2021 e raggiunge quota 38% sul mix energetico europeo, la percentuale più alta dal 2009 a questa parte. Il carbone ha registrato un aumento del 2% ma il suo ruolo è fortemente ridimensionato in Europa, dove rappresenta la quarta fonte di consumo a quota 12%. Situazione ben diversa rispetto al preponderante ruolo che ancora ricopre a livello globale, specialmente nelle economie emergenti come la Cina dove è ancora la principale fonte di energia<sup>5</sup>. Sul fronte low carbon, le rinnovabili confermano il loro trend di crescita nel mix energetico europeo, con un aumento del 9,5% rispetto all'anno precedente e una quota che sfiora il 15%, più del doppio della quota FER sul mix energetico a livello mondiale. Nucleare e idroelettrico, per contro, subiscono un consistente calo rispettivamente del 17% e del 21% e scendono a quota 9% e 4%, risentendo di eventi congiunturali come manutenzioni agli impianti e un periodo di forte siccità. Nel caso del nucleare, pesano anche le decisioni politiche di abbandono di questa fonte; il driver principale è stato la Germania che nel 2022 ha dimezzato la sua capacità produttiva rispetto al 2021 e ad aprile del 2023 ha spento le ultime centrali operative dicendo addio a questa fonte di energia.

Fig. 1 – Variazione del consumo di energia primaria per fonte nel 2022 vs 2021 (exajoule)



Fonte: Elaborazioni RIE su EI Statistical Review 2023

Le maggiori novità provengono dal fronte gas la cui quota è arretrata di quasi 3 punti percentuali (p.p.) al 21%. Questa fonte ha subito le ripercussioni dell'instabilità geopolitica scatenata dalla guerra in Ucraina e dal progressivo azzeramento delle forniture di gas russo via gasdotto, con la necessità per i paesi membri di sostituire in breve tempo il fornitore di gas più rilevante per il mercato europeo.

Se, da una parte, le importazioni tramite pipeline sono crollate prevalentemente a seguito dell'interruzione delle forniture russe, dall'altra, il GNL ha acquisito un ruolo crescente, con le importazioni aumentate del 57% in Europa nel 2022 e in continuo aumento anche nel 2023. Con un mutamento delle modalità di trasporto del gas naturale, si modificano anche i fornitori: tra le novità maggiori, la scalata degli Stati Uniti a principale fornitore di GNL in Europa incidendo per oltre il 40% dell'import totale. Altro dato importante riguarda sorprendentemente la Russia, la cui centralità resta elevata: nonostante abbia via via cancellato le proprie esportazioni di gas via tubo in Europa, infatti, ha aumentato quelle di GNL, attestandosi come secondo fornitore europeo, coprendo una quota del 15% sull'import europeo. Inoltre, occorre ricordare che la Russia rifornisce ancora l'UE di petrolio e carbone

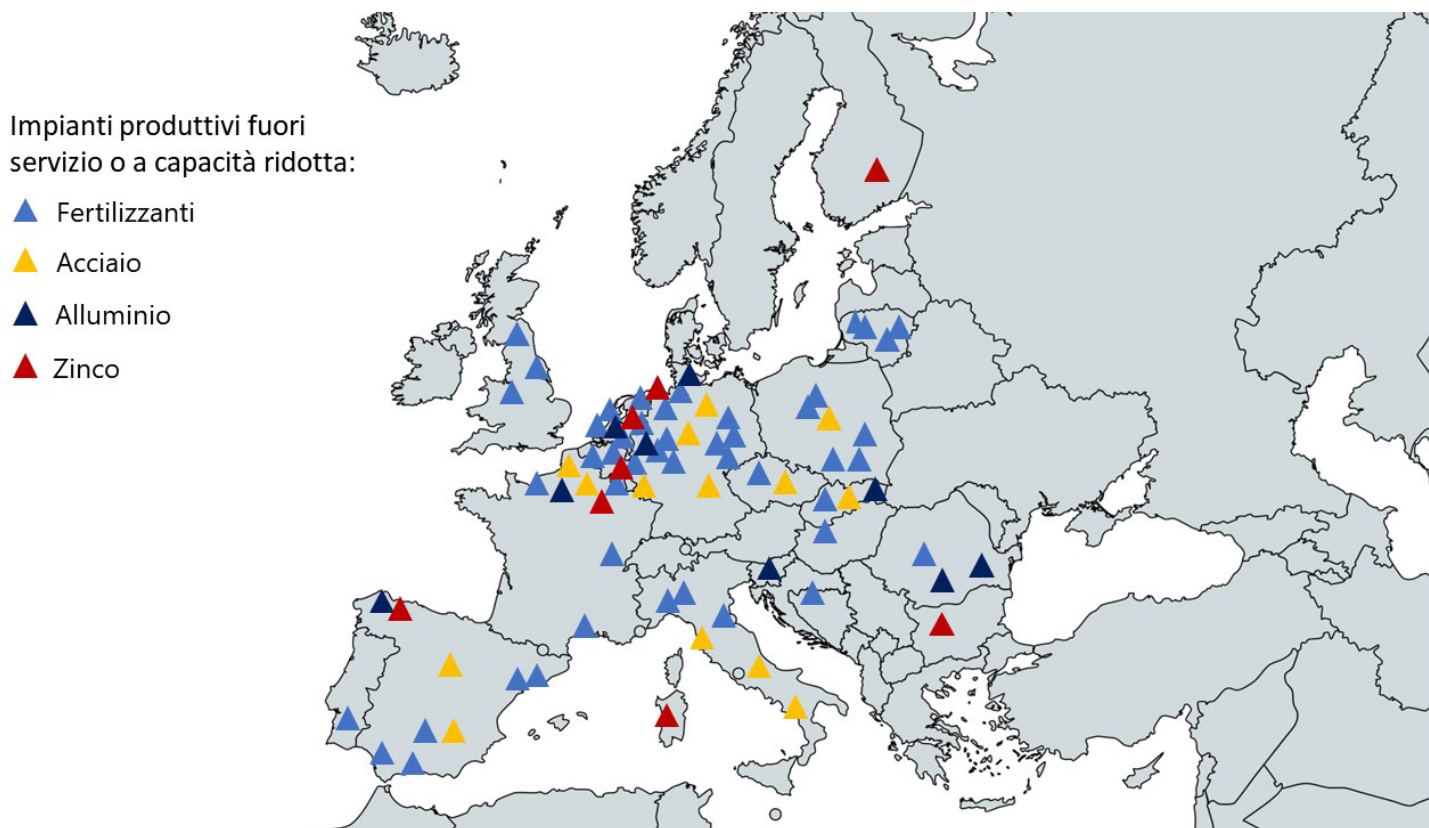
che nel 2022 hanno inciso sul totale delle importazioni rispettivamente per il 23% e il 30%. Una sfida, quindi, ancora aperta per l'UE e i governi dei paesi membri che, pur avendone ridimensionato il peso, continuano ad essere dipendenti da Mosca per l'approvvigionamento energetico nazionale<sup>6</sup>.

### Generazione elettrica, nuove sfide e vecchie contraddizioni

Anche la generazione elettrica è stata colpita dalla crisi energetica ed economica, mostrando nel 2022 un generoso calo di oltre il 3% arrivando a 2812 TWh, il livello più basso mai raggiunto dal 2002 a questa parte. L'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) prevede che la domanda di elettricità nell'UE diminuirà di un ulteriore 3% nel 2023 che, cumulato a quello dell'anno passato, equivale al più grande calo della domanda elettrica mai registrato nell'UE<sup>7</sup>.

L'aumento del mercato delle pompe di calore (+38%) e delle auto elettriche (+15%) ha solo leggermente compensato tale riduzione che deriva, in gran parte, dal crollo della domanda industriale delle imprese ad alta intensità energetica che nel 2022 sono state costrette a chiudere gli impianti a causa dell'aumento record dei prezzi energetici<sup>8</sup>.

Fig. 2 – Mappatura di impianti industriali in UE messi fuori servizio o a capacità ridotta nel biennio 2021-2022



Nota: la localizzazione del singolo impianto è indicativa del paese dove è ubicato.

Fonte: elaborazioni RIE su dati Eurometaux, GMK Center, ICIS

Questa tendenza è continuata, seppur in misura minore, anche nel 2023, nonostante i prezzi delle materie prime energetiche e dell'elettricità siano scesi rispetto ai massimi storici dello scorso anno, evidenza delle enormi difficoltà che sta affrontando l'industria energivora europea.

Altri fattori congiunturali hanno contribuito a minare la produzione elettrica europea, in particolare: una severa siccità che ha fortemente ridotto la capacità idroelettrica del Vecchio Continente, tanto da determinare un calo senza precedenti superiore al 20%; una serie di manutenzioni e controlli straordinari agli impianti nucleari francesi che hanno fatto venir meno buona parte della capacità operativa del paese<sup>9</sup>. Non sorprende, quindi, che il principale responsabile del calo della produzione elettrica in UE sia la Francia, la quale da sola ha perso nel 2022 circa 80 TWh, pari all'intera generazione del Venezuela, seguita a distanza dalla Germania (-12 TWh)<sup>10</sup>.

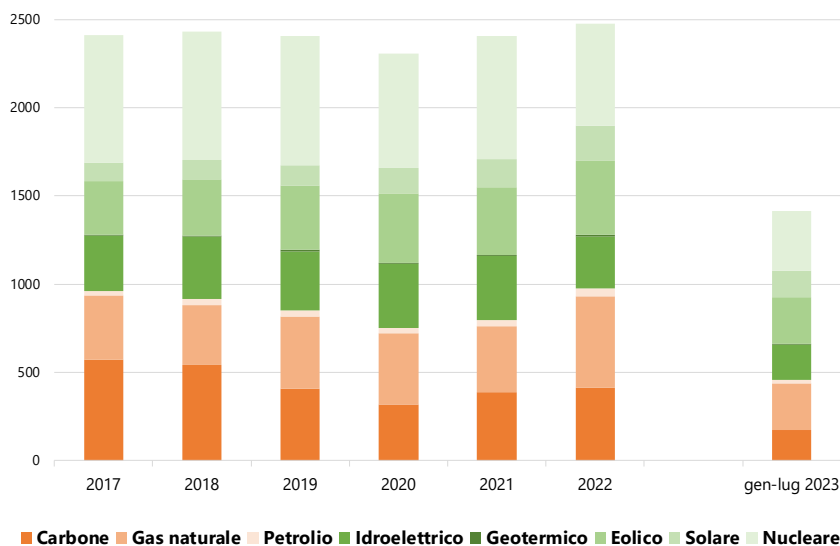
Tali problematiche lato offerta hanno influenzato anche il peso delle diverse fonti nel mix elettrico europeo. Nel 2022, le rinnovabili (FER) sono state la prima fonte di energia elettrica in UE con una quota del 29%, avendo superato il nucleare in calo di 3 p.p. sull'anno precedente che si è fermato a quota 22%. Rispetto al 2021, le FER hanno

registrato l'aumento più cospicuo tra le diverse fonti (+3,5%), anche se contenuto rispetto alla crescita medio-annua del decennio passato (+8% sul periodo 2011-2021).

Tuttavia, il 2022 ha visto contemporaneamente anche una crescita della quota fossile di 2 p.p. sull'anno precedente, raggiungendo quota 38% sul mix elettrico e tornando quindi al livello pre-pandemico del 2019. Il gas naturale è preponderante nella generazione elettrica europea (20%), seguito dal carbone che ha ripreso quota (16%) rispetto al periodo della pandemia in cui aveva subito un forte calo, ma comunque con un ruolo ridimensionato rispetto al passato in prospettiva di decarbonizzazione. In misura nettamente residuale, invece, il petrolio (2%).

Guardando ai dati provvisori del 2023, i primi 7 mesi dell'anno hanno registrato un calo complessivo delle fossili rispetto alle fonti low carbon. Gas naturale e carbone, in particolare, risentono della stretta delle sanzioni alla Russia, subendo una riduzione rispettivamente del 14% e 26%. L'idroelettrico è in ripresa rispetto alla performance negativa dello scorso anno, registrando la crescita più elevata tra le fonti (+11%). Seguono le rinnovabili che proseguono il loro trend crescente, confermandosi come prima fonte di generazione elettrica anche nel dato parziale del 2023.

Fig. 3 – Generazione elettrica netta UE nei primi 7 mesi 2023 per fonte (TWh) e confronto con 2022 e 2021



	Primi 7 mesi 2023	Primi 7 mesi 2022	Primi 7 mesi 2021	Tasso di crescita 2023 sul 2022	Tasso di crescita 2023 sul 2021
Rinnovabili	418	384	324	9%	29%
Nucleare	340	348	404	-2%	-16%
Gas Naturale	260	301	219	-14%	19%
Idroelettrico	200	181	234	11%	-14%
Carbone	176	238	206	-26%	-14%
Petrolio	22	24	18	-10%	22%

Nota: le rinnovabili includono solare, eolico e geotermico. Escludono le biomasse.

Fonte: Elaborazioni RIE su dati Eurostat

Tuttavia, guardando agli obiettivi climatici dell'UE, non bastano questi risultati in termini di crescita delle rinnovabili per raggiungere i paesi membri verso un futuro net zero. Da tali dati, infatti, emerge come la strada da percorrere per decarbonizzare il mix elettrico europeo sia ancora lunga, con un apporto delle fonti low carbon che dovrebbe crescere a ritmi più elevati. Come hanno ben evidenziato alcuni analisti del settore, di fronte alla spinta verso una crescente penetrazione

elettrica, "non è sufficiente che i TWh generati da fonti green crescano in modo robusto: la crescita dovrà essere superiore al 100% dell'incremento di domanda elettrica perché solo così si verificherà la diminuzione delle emissioni totali"<sup>11</sup>. Altrimenti, il rischio paradossale è che la penetrazione elettrica che pure è alla base della transizione energetica costituisca un fattore di aumento anche dell'apporto delle fossili e quindi delle emissioni climalteranti.

Inoltre, l'obiettivo di elettrificare i consumi non richiede solo una riconversione del mix elettrico, ma necessita di investimenti cospicui in infrastrutture in grado di adeguare la rete di trasmissione e distribuzione ai nuovi carichi. Secondo la Commissione Europea, l'Europa necessita ancora di investire 584 miliardi di euro entro il 2030 per modernizzare ed espandere le proprie reti, sostenendo la crescita della distribuzione decentrata<sup>12</sup>. A livello politico, il lancio di un piano industriale del Green Deal è un passo importante per rilanciare gli investimenti nelle tecnologie pulite al fine di proseguire nel percorso verso la neutralità climatica<sup>13</sup>. È ancora aperto, però, il dibattito sulle tecnologie energetiche considerate "strategiche" – a cui quindi è riconosciuto un sostegno particolare in termini di agevolazioni ai procedimenti autorizzativi e accesso ai finanziamenti – segnale di una Europa divisa sulle modalità con cui portare avanti la transizione. Occorre ricordare che non esiste una sola via alla decarbonizzazione, ma vi sono diversi strumenti di policy per ridurre l'apporto emissivo<sup>14</sup>. Gli Stati Uniti hanno accelerato la propria decarbonizzazione sostituendo il gas naturale con il carbone, mentre la Francia lo ha fatto tramite l'utilizzo del nucleare. La politica ha il compito di valutare quindi la fattibilità di tutte le modalità a disposizione, consapevole che la complessità della questione richiede risposte altrettanto complesse.

### Emissioni, obiettivi climatici ancora lontani

Le sfide che l'Europa deve affrontare per portare avanti il percorso obbligato della transizione energetica sono molteplici. Innanzitutto, occorre partire da un dato: le emissioni a livello mondiale continuano a crescere, nonostante aumenti progressivamente anche la quota rinnovabile. In UE, la situazione è leggermente migliore, con le emissioni di CO<sub>2</sub> che registrano un leggero calo dello 0,6% nel 2022: tuttavia, questo risultato è evidentemente troppo contenuto per essere in linea con quanto richiesto

dall'Accordo di Parigi e dagli ultimi pacchetti climatici europei. Secondo alcune stime, infatti, l'obiettivo di riduzione del 55% al 2030 richiederebbe attualmente un calo medio annuo delle emissioni di circa il 6,5% nei prossimi otto anni<sup>15</sup>.

Il trend del 2023 lascia presagire un calo più accentuato per l'UE rispetto al 2022 dovuto ad una ulteriore riduzione della domanda elettrica e ad un aumento della generazione rinnovabile<sup>16</sup>. Tuttavia, non solo non può bastare ad allinearci agli obiettivi climatici 2030 e alla traiettoria di neutralità carbonica al 2050, ma peraltro è essenzialmente motivato dalla riduzione della domanda più che dalla sua decarbonizzazione.

C'è molto di congiunturale nei cambiamenti che stanno attraversando il mercato energetico europeo, causati dalla straordinarietà di eventi che hanno impattato la vita politica, economica e sociale dell'UE. Quanto di questi mutamenti resterà strutturale è tutto da valutare, ma la portata storica di quanto accaduto fa pensare ad una continuità di tendenze almeno nel prossimo futuro. Il conflitto russo-ucraino, come anche la crisi dei prezzi energetici, ha scardinato alcune certezze del sistema energetico europeo e messo sotto pressione la competitività industriale europea. L'UE si trova ora alla ricerca di un nuovo equilibrio che tenga insieme gli obiettivi di sostenibilità ambientale, con quelli di sicurezza degli approvvigionamenti e di fattibilità economica. L'espandersi delle aree di conflitto in aree chiave come il Medio Oriente non farà che aumentare l'incertezza sui mercati e la necessità della politica di rispondere a priorità di sicurezza prima ancora che ambientali.

Sembra più che mai attuale la battuta "Two steps forward, one step back" con cui iniziava la presentazione del BP Statistical Review of World Energy del 2018 sulla situazione della transizione energetica. Di fronte ad un mondo profondamente diverso, nonostante siano passati solo pochi anni, si ha la sensazione di continuare a fare due passi avanti, e uno indietro.

<sup>1</sup> Energy Institute, Statistical Review of World Energy 2023, giugno;

<sup>2</sup> Dati del BP Statistical Review 2022 e dello EI Statistical Review 2023;

<sup>3</sup> Regolamento UE n. 2022/1369 del 5 agosto 2022;

<sup>4</sup> Proietti Silvestri C., Lo spettro della deindustrializzazione, World Energy n.55, dicembre 2022;

<sup>5</sup> Anche nel 2022, in Cina il carbone ha visto un aumento dell'1% sul 2021, attestandosi a quota 55% sul mix energetico cinese;

<sup>6</sup> Ciò A., GNL non olet, Rivistaenergia.it, 4 settembre 2023;

<sup>7</sup> IEA, "Electricity Market Report – Outlook for 2023 and 2024", luglio 2023;

<sup>8</sup> EHPA, "Heat Pumps in Europe - Key Facts & Figures", maggio 2023; Basterra J., Europe's best-selling electric cars in 2022, Electromaps, 10 maggio 2023;

<sup>9</sup> Alla fine dell'estate, 26 dei 56 reattori francesi erano fuori servizio riducendo fortemente la produzione elettrica del paese;

<sup>10</sup> In controtendenza rispetto al resto d'Europa, la Spagna che compensa in parte tale riduzione facendo registrare un +7%, in termini assoluti quasi 20 TWh. La Spagna è passata dall'essere un importatore netto ad esportare energia nei paesi europei vicini, in particolare in Francia dove la riduzione della capacità nucleare ha messo a dura prova il sistema e si è fatto maggiore affidamento a gas e rinnovabili;

<sup>11</sup> Di Giulio E., Migliavacca S., Le politiche climatiche funzionano? in Rivista Energia n.3/23;

<sup>12</sup> Opening address by Commissioner Simson at the 9th Energy Infrastructure Forum, 12 giugno 2023;

<sup>13</sup> Per un approfondimento del Green Deal Industrial Plan, si veda Proietti Silvestri C., Il piano industriale del green deal, in Newsletter GME n.169, aprile 2023;

<sup>14</sup> Per un maggior approfondimento, si veda Di Giulio E., Migliavacca S., cit. 2023;

<sup>15</sup> Gracceva F., Cambiamenti temporanei e strutturali dopo la crisi energetica, in Rivista Energia n. 2/23.

<sup>16</sup> Secondo il recente report di Ember "Global Electricity Mid-Year Insights 2023" nel primo semestre del 2023 le emissioni del settore energetico dell'UE sono diminuite di 59 milioni di tonnellate (-17%), a seguito di un calo del 4,6% dei consumi di energia elettrica e di un aumento della propria produzione solare (+13%) ed eolica (+4,8%) anche se molto più lentamente della crescita media globale.

# Novità normative di settore

a cura del GME

## ELETTRICO

**Comunicato del GME | “Mercato locale della flessibilità: prove in bianco” | pubblicato in data 16 ottobre 2023 | Download <https://mercatoelettrico.org>**

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME) ha reso noto di aver programmato, nelle date del 6, 7 e 8 novembre 2023, apposite sessioni di prove in bianco, organizzate al fine di consentire ai soggetti interessati di testare le funzionalità relative al Mercato locale della flessibilità (MLF).

A tali sessioni di test hanno potuto partecipare i Balance Service Providers (BSP) in possesso delle credenziali per l'accesso alla piattaforma e preliminarmente accreditati presso Areti S.p.A.<sup>1</sup>.

Con il medesimo comunicato, il GME ha altresì specificato che, in vista della prima asta a termine del MLF, ai fini della partecipazione alla stessa è necessario aver esperito la procedura di ammissione al mercato presso il GME nonché aver effettuato l'iscrizione presso Areti.

**Consultazione Terna | “Meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico: avvio consultazione” | avviata in data 31 ottobre 2023 | Download <https://www.terna.it>**

Con la consultazione in oggetto, Terna S.p.A. ha sottoposto alle osservazioni dei soggetti interessati la proposta di disciplina del meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico – unitamente ai relativi allegati – previsto dall'Art.18 del Decreto Legislativo n. 210 dell'8 novembre 2021.

Nello specifico, il meccanismo posto in consultazione consente l'approvvigionamento di nuova capacità di stoccaggio elettrico attraverso contratti di approvvigionamento di lungo termine, in esito allo svolgimento di apposite aste competitive organizzate e gestite da Terna.

In particolare, i soggetti selezionati in esito a tali aste avranno l'obbligo di realizzare il relativo impianto per lo stoccaggio elettrico nel rispetto delle “Tecnologie di riferimento”<sup>2</sup> individuate preliminarmente dal Gestore di rete (i.e. in una prima fase, batterie agli ioni di litio e pompaggi idroelettrici) nonché, successivamente, di rendere disponibile a terzi - per il tramite di una apposita piattaforma organizzata e gestita dal GME - la capacità contrattualizzata ai fini dell'utilizzo della stessa nei mercati dell'energia elettrica.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire le proprie osservazioni entro il 30 novembre 2023 al seguente indirizzo di posta elettronica: [ConsultazioneMACSE@terna.it](mailto:ConsultazioneMACSE@terna.it).

**Press Release Europex | “Call on EU energy ministers to prioritise well-functioning, well-integrated and liquid short- and long-term electricity markets” | pubblicata in data 17 ottobre 2023 | Download <https://www.europex.org>**

Con la press release in oggetto, Europex - associazione delle borse elettriche e del gas europee - in occasione della riunione del Consiglio "Trasporti, telecomunicazioni e energia" dell'UE (Consiglio TTE)<sup>3</sup>, tenutasi il 17 ottobre u.s., ha invitato i 27 Stati Membri a considerare approfonditamente tutte le possibili conseguenze ed impatti negativi che taluni emendamenti proposti nell'ambito della riforma del "Electricity Market Design" (EMD) potrebbero avere sul corretto funzionamento, sull'integrazione e sul livello di liquidità dei mercati elettrici dell'UE.

Al riguardo, Europex ha ribadito le proprie posizioni e le criticità già espresse in occasione della risposta al documento di consultazione relativo all'EMD<sup>4</sup> - pubblicata in data 13 febbraio u.s. - richiedendo, in particolare, di rimuovere dal pacchetto delle modifiche proposte qualsivoglia riferimento all'introduzione della c.d. "Single Legal Entity" per la gestione del SDAC e del SIDC europei.

## AMBIENTALE

**Deliberazione 31 ottobre 2023 496/2023/r/com | “Aggiornamento dei provvedimenti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente in attuazione del decreto Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica 14 luglio 2023, n. 224, in materia di garanzie di origine e verifica positiva delle modalità di acquisizione, da parte del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A., delle misure dell'energia elettrica, termica e/o frigorifera prodotta e immessa in rete ai fini dell'emissione delle garanzie di origine” | pubblicata il 2 novembre 2023 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/23/496-23.pdf>**

Con la Deliberazione 496/2023/r/com, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha positivamente verificato il documento, predisposto dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE), avente ad oggetto le “Modalità di acquisizione delle misure dell'energia elettrica, termica e/o frigorifera prodotta da fonti rinnovabili”, nonché aggiornato - in attuazione di quanto disposto dal D.M. MASE 14 luglio 2023 - i provvedimenti dell'Autorità in materia di Garanzie di Origine (GO) con riferimento:

i) alla Deliberazione ARG/elt n.104/11 per le parti attinenti la disciplina dei contratti di vendita di energia rinnovabile; ii) al Codice di condotta commerciale, relativamente alle modalità di diffusione delle informazioni di cui ai contratti di vendita di energia elettrica; iii) alla Bolletta 2.0, in merito alle informazioni da riportare nei documenti di fatturazione per la composizione del mix energetico utilizzato nella produzione dell'energia elettrica fornita.

Con la medesima Deliberazione, l'ARERA ha altresì aggiornato le disposizioni afferenti le modalità di approvazione delle eventuali modifiche e/o integrazioni che si dovessero rendere necessarie per adeguare i documenti regolatori del GME e/o del GSE a nuove disposizioni normative e/o regolatorie vincolanti in materia di GO. Al riguardo, l'ARERA ha disposto che il GME e/o il GSE procedano autonomamente alla pubblicazione dei rispettivi documenti aggiornati, previa informativa all'Autorità.

### **Deliberazione 10 ottobre 2023 454/2023/R/efr | “Revisione della disciplina del contributo tariffario unitario in acconto nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza**

**energetica. Modifiche alla deliberazione dell'Autorità 270/2020/r/efr” | pubblicata il 12 ottobre 2023 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/23/454-23.pdf>**

Con la Deliberazione 454/2023/R/efr, l'ARERA, nell'accogliere parte delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati con riferimento al documento di consultazione 382/2023/R/efr, ha sostituito integralmente l'articolo 5 dell'Allegato A della Deliberazione 270/2020/R/efr<sup>5</sup>, con l'obiettivo di revisionare il contributo tariffario da riconoscere ai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi di risparmio energetico, nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE).

In particolare, tale revisione è stata effettuata al fine di rendere il contributo tariffario maggiormente allineato ai costi sostenuti dalle imprese per l'ottenimento dei TEE, nonché per stimolare le medesime ad anticipare il raggiungimento della maggior parte degli obiettivi di risparmio energetico alla prima metà dell'anno d'obbligo, limitando in tal modo la loro esposizione finanziaria.

<sup>1</sup> Areti S.p.A. è il gestore della rete di distribuzione (DSO) che, nell'ambito del proprio progetto pilota – RomeFlex – ha manifestato l'intento di avvalersi del MLF per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali;

<sup>2</sup> Alle procedure saranno ammesse anche altre tecnologie di stoccaggio, sebbene, in tal caso, Terna indica che il quantitativo ad esse assegnabile sarà limitato al 10% del totale;

<sup>3</sup> Dipartimento del Consiglio dell'Unione europea, formato dai Ministri dell'Energia degli Stati Membri e dai pertinenti commissari europei;

<sup>4</sup> <https://www.europex.org/consultation-responses/europex-response-to-the-commission-consultation-on-electricity-market-design>;

<sup>5</sup> cfr. Newsletter n.140 agosto 2020.

## Selezioni aperte per la XXV edizione del Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche

■ Sostenibilità, lotta al cambiamento climatico, economia circolare, fonti energetiche rinnovabili, idrogeno, elettrificazione dei consumi, nuove soluzioni di mobilità e rivoluzione digitale, sono solo alcuni dei temi che saranno approfonditi in occasione della XXV edizione del Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche.

La transizione energetica richiede figure professionali con competenze diversificate e trasversali, non solo in ambito tecnico, ma anche in ambito gestionale e manageriale.

Il Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche, progettato in collaborazione con oltre 200 realtà del settore, ti permetterà di acquisire non solo le conoscenze tecniche, ma anche le fondamentali soft skills richieste dalle principali aziende che operano sul mercato energetico. Queste capacità relazionali e comportamentali, come il team building, la leadership e la comunicazione, sono essenziali per eccellere in un settore in continua evoluzione.

Il programma didattico è costantemente aggiornato per adeguarsi ai cambiamenti nel settore energetico e alle mutevoli esigenze del mercato del lavoro. Le lezioni sono tenute da manager tecnici dell'industria e della consulenza, rappresentanti delle istituzioni e accademici, che

condividono il loro know-how per formare i futuri leader del settore. Il percorso di formazione SAFE è un'esperienza di 6 mesi a tempo pieno, che vedrà impegnati i partecipanti da gennaio a luglio 2024. Comprende 500 ore tra digital learning, lezioni in aula, visite aziendali, esperienze pratiche sul campo e circa 300 ore di project work aziendali.

Oltre il 95% dei partecipanti alle edizioni precedenti ha trovato opportunità professionali in settori come progettazione, project management, energy management, marketing e comunicazione, affari istituzionali e regolatori, trading, sviluppo aziendale e consulenza strategica.

GME collabora con il Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche, offrendo le competenze dei suoi professionisti e giornate di formazione pratica.

Che tu sia un neolaureato o un professionista con esperienza minima nel settore, questa è l'opportunità che cambierà la tua carriera. Candidati ora e preparati a diventare un leader nel settore energetico del futuro!

Per maggiori informazioni:

<https://formazione.safeonline.it/master-safe-2024>

Telefono: 06.53272239





# Gli appuntamenti

13-14 novembre

## **Energy Transition Europe**

Londra, Regno Unito

Organizzato da Reuters Events

<http://go.evnt.com/1797052-0?pid=80>

14-15 novembre

## **Submarine Power Cable and Interconnection Forum**

Berlino, Germania

Organizzato da Leadvent

<https://www.leadventgrp.com>

14-15 novembre

## **Gas, LNG and The Future of Energy**

Londra, Regno Unito

Organizzato da Wood Mackenzie

<https://www.woodmac.com/events/gas-lng-future-energy>

15-16 novembre

## **Renewable Power Generation and Future Power Systems Conference**

Evento in presenza

Glasgow, Regno Unito

Organizzato da IET

<https://renewablepower.theiet.org>

15-18 novembre

## **Earth Technology Expo**

Firenze, Italia

Organizzato da EWA, Firenzefiera e Sicrea

<https://ewafoundation.org>

16 novembre

## **EV Charging General States**

Bologna, Italia

Organizzato da E-Charge 2023

<https://e-charge.show/ev-charging-general-states>

16-17 novembre

## **International Network on African Energy Transition**

Roma, Italia

Organizzato da Luiss

<https://www.luiss.edu>

16-18 novembre

## **La sfida territoriale, geografie e strategie contro le crisi climatica e demografica**

Treia (Macerata), Italia

Organizzato da Symbola

<https://symbola.net>

17-19 novembre

## **International Conference on Power, Control and Electrical Engineering**

Evento online e in presenza

Xiamen, Cina

Organizzato da Pcee

<http://www.pcee.net>

23 novembre

## **Convention nazionale sulla sostenibilità-ESG**

Roma, Italia

Organizzato da Finco

<https://www.fincoweb.org>

23 novembre

## **Terza Conferenza Nazionale delle Comunità Energetiche**

Roma, Italia

Organizzato da IFEC

<https://www.wec-italia.org>

23-24 novembre

## **Africa International Conference on Clean Energy and Energy Storage**

Evento online

Organizzato da AICCEES

<https://toveroenergy.com/aiccees>

24-26 novembre

## **Power Electronics and Power System Conference**

Hangzhou, Cina

Organizzato da Hangzhou Dianzi University

<https://www.pepsc.org/>

24-26 novembre

## **International Conference on Smart City and Green Energy**

Evento online e in presenza

Hong Kong, Cina

Organizzato da ICSCGE

<http://icscge.org>

28-29 novembre

## **L'altra strada per la transizione. XV Conferenza nazionale sull'efficienza energetica**

Roma, Italia

Organizzato da Amici della Terra

<https://www.amicidellaterra.it>

29 e 30 novembre

## **Conferenza Nazionale sul Mobility Management**

Parma, Italia

Organizzato da Euromobility

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

30 novembre

## **The New Utility in the New Energy Market**

Milano, Italia

Organizzato da iKN Italy

<https://ikn.it/the-new-utility-in-the-new-energy-market/>

1-4 dicembre

## **International Conference on Smart Power & Internet Energy Systems**

Evento online e in presenza

Shenyang, Cina

Organizzato da Northeastern University

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

4-5 dicembre

## **Forum Italia Solare 2023**

Roma, Italia

Organizzato da Italia Solare

<https://www.italiasolare.eu>

8-10 dicembre

## **International Conference on Power Electronics and Control Engineering**

Evento online e in presenza

Krakow, Polonia

Organizzato da AGH University of Science and Technology

<http://www.pece.net>

8-10 dicembre

## **International Conference on Power Engineering**

Evento online e in presenza

Macau, Cina

Organizzato da Macau University of Science and Technology

<http://www.icpe.net/>

22-24 dicembre

## **International Conference on Power and Energy Engineering**

Evento online e in presenza

Chengdu, Cina

Organizzato da Sichuan University

<http://www.icpee.org>

29-31 dicembre

## **International Conference on Mechanical Engineering and Power Engineering**

Evento online e in presenza

Wuhan, Cina

Organizzato da Mepe

<http://www.mepe.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](http://www.mercatoelettrico.org)**  
[governance@mercatoelettrico.org](mailto: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.