

APPROFONDIMENTI

LE SFIDE ODIERNE E FUTURE DEL SETTORE EOLICO IN EUROPA

di Francesco Sassi - RIE

Vicini al termine dell'anno 2023, l'industria europea dell'eolico si trova in crisi. La cancellazione e la sospensione di diversi progetti in tutto il continente allarmano i policymakers e gli stakeholder dell'industria, nonché le istituzioni economiche e finanziarie che hanno fortemente creduto nel futuro dell'eolico come una delle fonti trainanti della transizione energetica e della decarbonizzazione dei sistemi energetici europei. Un quadro macroeconomico e geopolitico ricco di incognite rende maggiormente complessa la comprensione delle cause che hanno scatenato questo stallo. Altresì, diviene ancor più difficile prevedere quali saranno le principali tendenze che influenzeranno il settore nel corso del 2024. La seguente analisi si focalizza in particolare su tre fattori i quali, in maniera significativa, incidono e incideranno sugli aspetti economici, politici e sociali più rilevanti per determinare il futuro dell'eolico europeo.

Energia eolica: una forza trascinante della transizione energetica in Europa

Ancora una volta, gli effetti degli accadimenti di maggiore rilievo a livello internazionale nella diplomazia energetica - COP28 di Dubai - nel ciclo democratico del nostro Continente - elezioni europee del 2024 - e della geopolitica dell'energia - invasione dell'Ucraina e conflitto tra Israele ed Hamas - si mescolano, incidendo sul già di per sé complesso bilanciamento tra politiche di sicurezza e transizione energetica. Secondo

il Segretario Generale delle Nazioni Unite Antonio Guterres, la transizione necessita di "leadership, cooperazione e volontà politica" e le energie rinnovabili rappresentano un dono che l'umanità deve cogliere a piene mani¹. Fonti necessarie per migliorare le condizioni di vita, affrontare l'insicurezza degli approvvigionamenti energetici delle fonti tradizionali, stabilizzare l'economia ed espandere l'accesso ad elettricità a basso costo. Temi imprescindibili per una vera giustizia climatica e, ovviamente, affrontare il tema non più rimandabile della decarbonizzazione. Approccio condiviso in toto dalla Presidente della Commissione Europea Ursula von der Leyen. I principi di accessibilità economica, la creazione di nuove filiere industriali e occupazione interna rappresentano le linee guida principali dell'UE². Per la leadership di Bruxelles, l'Unione rappresenta un'avanguardia sia per quanto riguarda gli obiettivi di installazione di nuove fonti che per l'efficientamento dei sistemi energetici, tendendo lo sguardo al 2030 e al raggiungimento di almeno il 42,5% di energia prodotta da fonti rinnovabili.

A più riprese, strategie come Fit-for-55 e REPowerEU sottolineano la criticità di queste fonti per sicurezza e transizione energetica, esaltando le potenzialità dell'eolico onshore e offshore, in particolare in alcune zone del nostro continente come Mare del Nord, Baltico e Mediterraneo³.

continua a pagina 26



Monitoraggio costante ai mercati
**Scarica
la GME APP**

Available on the Google Play | Download on the App Store



**IG Index
GME**

Nuovo indice del prezzo del gas

IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/ NOVEMBRE 2023**

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

■ **APPROFONDIMENTI**

Le sfide odierne e future del settore eolico in Europa

di Francesco Sassi - RIE

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 33

■ **APPUNTAMENTI**

pagina 35

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A novembre, dopo due rialzi consecutivi, il Pun torna in flessione (121,74 €/MWh, -12,52 €/MWh su ottobre). La dinamica, opposta a quella osservata in Francia e Germania, riflette prevalentemente la crescita dei volumi rinnovabili, in presenza di acquisti in stagionale aumento (MGP: 22,8 TWh, con la liquidità del mercato al 77,7%) e importazioni nette invariate. In calo anche tutti i prezzi di vendita (119/125 €/MWh), con il differenziale Nord-Sud che torna positivo.

Sul Mercato Infragiornaliero (MI) i volumi restano elevati e pari a 2,6 TWh (-3,2% su ottobre), di cui quasi 0,7 TWh nella contrattazione XBID, nella quale si osservano oltre 300 mila abbinamenti.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) in ribasso i prezzi di controllo, con il baseload Dicembre 2023 che chiude il mese a 131,34 €/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 novembre il Pun cala a 121,74 €/MWh (-12,52 €/MWh), favorito dalla crescita dei volumi idrici ed eolici, ai massimi da agosto, e da una lieve riduzione dei costi della generazione a gas. Tornano in crescita, invece, i prezzi di Francia e Germania, con conseguente riduzione del differenziale con il Pun, in particolare a fine mese.

La dinamica ribassista del Pun risulta più accentuata nelle ore fuori picco, per un rapporto picco/baseload che si porta ai massimi dell'anno in corso (1,16, +0,05). Si segnalano minimi orari del Pun fino a 2,46 €/MWh nella giornata di domenica 5 novembre, in corrispondenza di un'elevata disponibilità eolica (Grafico 1 e Tabella 1).

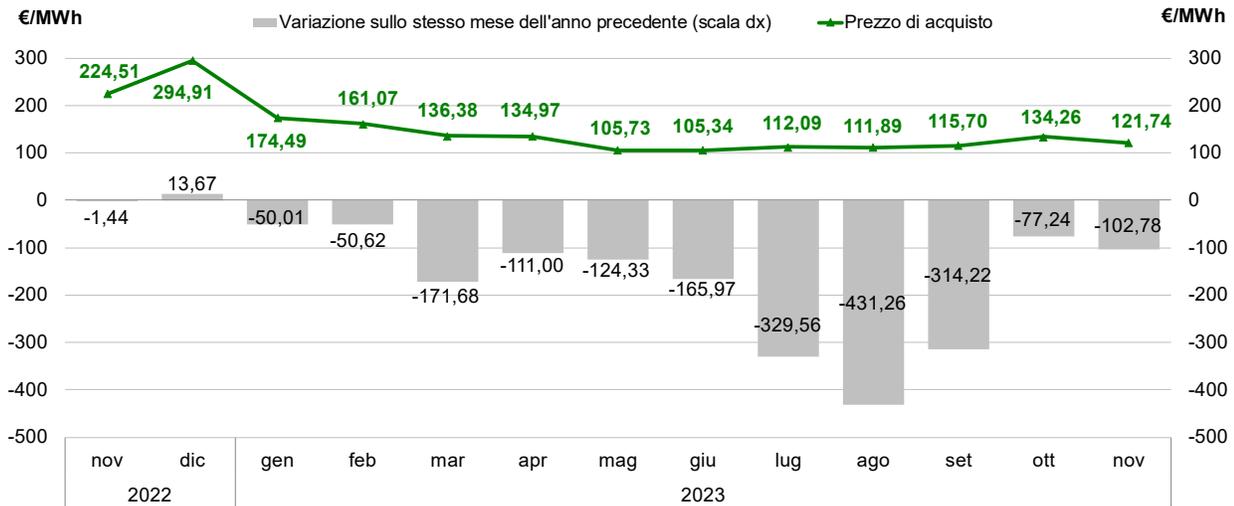
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	121,74	224,51	-102,78	-45,8%	24.563	+5,4%	31.619	-0,5%	77,7%	73,3%
<i>Picco</i>	141,18	274,03	-132,85	-48,5%	29.759	+5,2%	38.622	-0,7%	77,1%	72,7%
<i>Fuori picco</i>	111,26	197,85	-86,58	-43,8%	21.765	+5,6%	27.848	-0,3%	78,2%	73,8%
<i>Minimo orario</i>	2,46	80,33			15.254		20.622		70,9%	64,9%
<i>Massimo orario</i>	235,74	501,10			35.458		45.642		83,7%	81,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



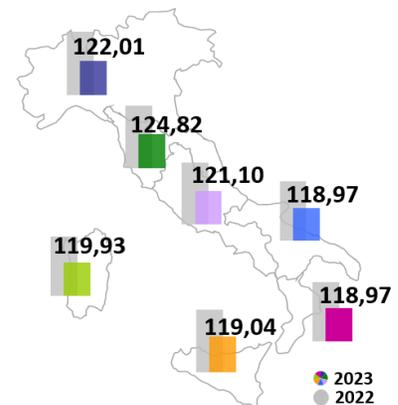
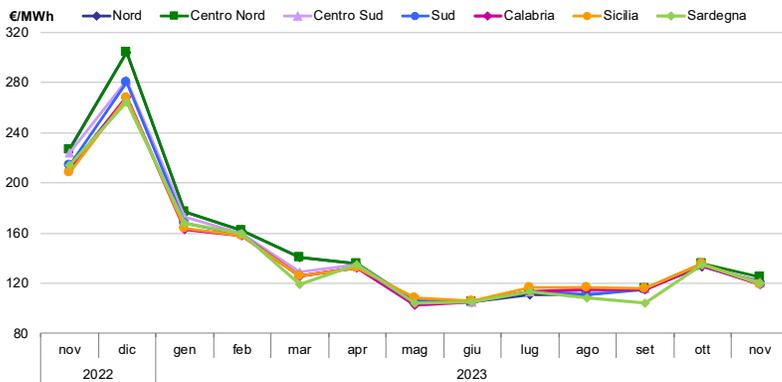
I PREZZI ZONALI

Tornano in calo anche tutti i prezzi zionali (119/125 €/MWh), con il differenziale Nord-Sud che torna positivo, in presenza di limitazioni sui transiti interni, elevata disponibilità eolica al meridione (dove si registrano minimi orari fino a 0 €/MWh)

e, nell'ultima parte del mese, anche di riduzioni dei flussi in import dalla frontiera settentrionale, in corrispondenza di quotazioni estere allineate o superiori a quelle del Nord (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

In crescita mensile l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, a 22,8 TWh, sebbene ai minimi per il mese di novembre. L'aumento interessa solo i volumi negoziati direttamente sulla borsa elettrica del GME (17,7 TWh), mentre risultano in lieve

calo le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP (5,1 TWh). In virtù di tali variazioni la liquidità del mercato sale al 77,7%, tra i valori più alti dell'anno. (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.685.445	+5,4%	77,7%
Operatori	11.188.785	+4,5%	49,1%
GSE	1.598.533	+16,1%	7,0%
Zone estere	4.898.127	+4,4%	21,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.079.966	-16,7%	22,3%
Zone estere	19.821	+1954,0%	0,1%
Zone nazionali	5.060.145	-17,0%	22,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	22.765.411	-0,5%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.900.924	+41,2%	
OFFERTA TOTALE	41.666.335	+14,9%	

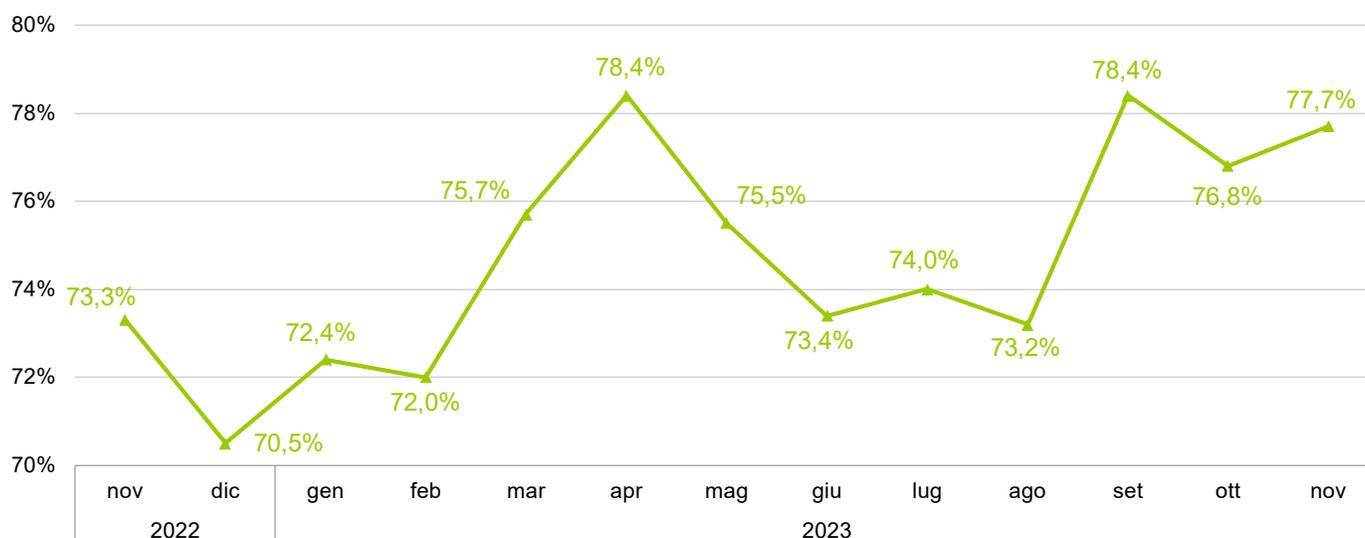
in tabella sono riportate le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.685.445	+5,4%	77,7%
Acquirente Unico	1.294.679	-21,0%	5,7%
Altri operatori	13.767.129	+20,3%	60,5%
Pompaggi	2.813	-78,6%	0,0%
Zone estere	245.045	-57,5%	1,1%
Saldo programmi PCE	2.375.779	-23,4%	10,4%
PCE (incluso MTE)	5.079.966	-16,7%	22,3%
Zone estere	174	-	0,0%
Zone nazionali AU	21.000	-	0,1%
Zone nazionali altri operatori	7.434.571	-19,2%	32,7%
Saldo programmi PCE	-2.375.779	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	22.765.411	-0,5%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	787.536	+23,6%	
DOMANDA TOTALE	23.552.947	+0,2%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, crescono gli acquisti nazionali, a 22,5 TWh (+3,2% su base mensile), in particolare al Nord, e gli acquisti esteri (esportazioni), a 0,2 TWh (+11,3%), in particolare nell'ultima parte del mese quando tornano a stringersi, e talora ad invertirsi, i differenziali di prezzo tra la zona Nord e le borse

limitrofe. La maggiore domanda risulta assorbita soprattutto dalla crescita delle vendite nazionali che salgono a 17,8 TWh (+4,0%), sostenute soprattutto dall'idrico e dall'eolico, a fronte di una sostanziale stabilità delle vendite estere a 4,9 TWh (importazioni) (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	19.184.409	26.645	+22,9%	9.238.948	12.832	+3,6%	13.025.101	18.090	+0,5%
Centro Nord	1.285.288	1.785	-7,3%	1.052.333	1.462	-6,5%	1.934.389	2.687	+1,5%
Centro Sud	5.797.109	8.052	+33,6%	1.966.469	2.731	+9,9%	3.926.820	5.454	+2,6%
Sud	4.357.873	6.053	+6,1%	2.428.979	3.374	-16,5%	1.373.184	1.907	+4,3%
Calabria	2.306.208	3.203	-3,7%	989.841	1.375	+1,8%	411.460	571	+0,0%
Sicilia	2.482.512	3.448	+2,5%	1.162.117	1.614	-17,4%	1.221.925	1.697	-1,2%
Sardegna	1.291.493	1.794	+10,7%	1.008.778	1.401	-5,1%	627.315	871	-2,7%
Totale nazionale	36.704.892	50.979	+16,8%	17.847.465	24.788	-1,8%	22.520.192	31.278	+1,0%
Estero	4.961.443	6.891	+2,6%	4.917.946	6.830	+4,8%	245.219	341	-57,5%
Sistema Italia	41.666.335	57.870	+14,9%	22.765.411	31.619	-0,5%	22.765.411	31.619	-0,5%

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

LE FONTI

La crescita delle vendite nazionali si concentra esclusivamente sulle fonti rinnovabili, ai massimi da agosto, interessando sia l'idrico al Nord che l'eolico al centro-meridione (rispettivamente +1,0 GWh e +1,5 GWh medi), con quest'ultimo su uno dei livelli più alti di sempre. In diffusa riduzione, invece, le vendite solari. Quanto alle fonti tradizionali, vendite in forte calo per

il gas (-1,5 GWh medi e minimo da giugno), mentre cresce il carbone, anche a fronte di indisponibilità di capacità dichiarate ai sensi Remit al Sud. Per effetto di tali dinamiche aumentano le quote di mercato dell'idrico (22,7%), dell'eolico (15,3%) e del carbone (3,4%) e calano quelle del gas (40,2%) e del solare (8,8%) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

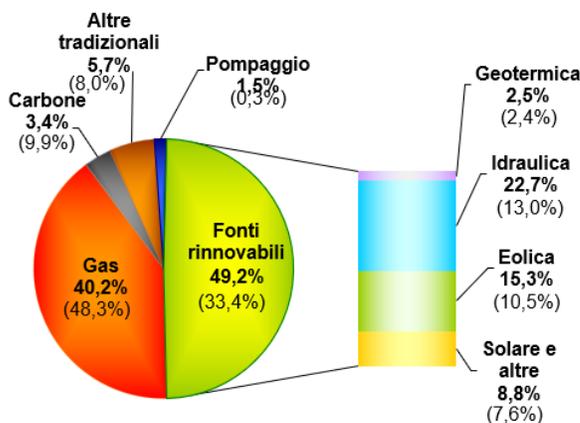
Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	6.715	-24,4%	473	-32,3%	1.201	-4,0%	1.196	-50,4%	887	-13,4%	864	-35,1%	869	-22,7%	12.205	-27,0%
Gas	5.858	-22,1%	427	-33,7%	807	+21,6%	722	-35,1%	808	-11,0%	842	+4,4%	492	-9,5%	9.957	-18,4%
Carbone	27	-95,4%	-	-	217	-31,9%	281	-74,2%	0	-	-	-	321	-37,0%	846	-66,3%
Altre	830	+7,8%	46	-15,7%	178	-34,2%	193	-7,3%	79	-32,2%	22	-95,9%	56	-20,9%	1.403	-30,3%
Fonti rinnovabili	5.749	+67,7%	989	+14,3%	1.522	+24,6%	2.177	+33,8%	488	+49,1%	750	+20,5%	532	+50,6%	12.207	+44,6%
Idraulica	4.315	+95,2%	196	+83,1%	495	+19,5%	372	+11,2%	82	-	126	+23,0%	45	-13,6%	5.631	+72,1%
Geotermica	-	-	612	-0,1%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	612	-0,1%
Eolica	27	+113,7%	42	+51,5%	810	+35,4%	1.602	+44,8%	363	+53,1%	536	+25,0%	407	+74,0%	3.787	+43,2%
Solare e altre	1.407	+16,8%	139	+17,9%	216	+3,5%	203	+9,6%	43	+9,2%	88	-3,6%	80	+18,8%	2.177	+13,7%
Pompaggio	367	+390,2%	-	-	8	-21,4%	-	-	-	-	0,07	-92,2%	0	-	376	+334,8%
Totale	12.832	+3,6%	1.462	-6,5%	2.731	+9,9%	3.374	-16,5%	1.375	+1,8%	1.614	-17,4%	1.401	-5,1%	24.788	-1,8%

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

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

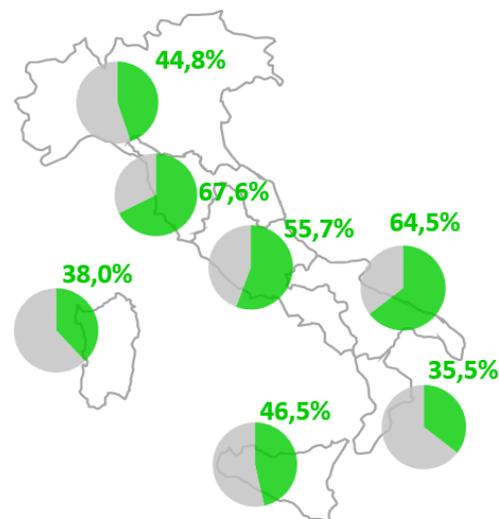
Fonte: GME



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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



LE FRONTIERE ESTERE

Le importazioni nette dell'Italia rimangono sostanzialmente invariate, attestandosi a 4,7 TWh (-0,3% su base mensile). Nello specifico, a fronte della riduzione dei flussi dalla Grecia in virtù della perdurante chiusura del transito con il Sud, si osserva un aumento dell'import dalla frontiera settentrionale, in corrispondenza di un innalzamento della NTC. Su tale frontiera, si segnalano, tuttavia, frequenti

applicazioni del vincolo generalizzato per la gestione congiunta dei flussi in coupling - che in alcune ore del mese generano flussi in export anche in presenza di quotazioni sulle borse estere inferiori al prezzo del Nord - e una forte riduzione dell'import nell'ultima parte del mese in corrispondenza di quotazioni al Nord allineate o inferiori a quelle estere limitrofe (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia*	1.746.193 (2.060.663)	97,5% (98,6%)	1,7% (1,0%)	0,8% (0,4%)	70,4% (66,1%)	1,0% (0,1%)	2.783 (3.302)	1.754.587 (2.065.116)	1.754.587 (2.065.110)	1.068 (1.365)	8.394 (4.453)	8.394 (4.445)
Italia - Svizzera	2.232.261 (1.836.515)	100,0% (99,9%)	- (0,1%)	- (-)	- (-)	- (-)	3.633 (3.887)	2.279.694 (1.904.022)	n/a n/a	3.480 (2.934)	47.433 (67.507)	n/a n/a
Italia - Austria*	113.495 (127.503)	81,4% (74,2%)	13,8% (22,8%)	4,9% (3,0%)	77,8% (65,8%)	13,1% (20,0%)	213 (267)	122.542 (140.570)	122.542 (140.568)	88 (105)	9.047 (13.067)	9.047 (13.061)
Italia - Slovenia*	300.914 (140.238)	80,1% (64,2%)	14,7% (31,1%)	5,1% (4,7%)	65,7% (43,6%)	6,7% (17,1%)	653 (664)	347.616 (252.448)	347.616 (252.448)	669 (669)	46.702 (112.210)	46.702 (112.210)
Italia - Montenegro	379.975 (75.459)	98,2% (58,3%)	1,8% (41,3%)	0,0% (0,4%)	29,3% (10,3%)	- (1,1%)	602 (601)	413.509 (222.896)	n/a n/a	706 (609)	33.534 (147.436)	n/a n/a
Italia - Grecia	0 (-44.320)	- (44,9%)	- (54,6%)	100,0% (0,5%)	- (-)	- (-)	25 (516)	0 (107.239)	0 (107.239)	25 (516)	0 (151.559)	0 (151.559)
Italia - Malta	-65.387 (-11.929)	- (3,1%)	98,3% (17,8%)	1,7% (79,1%)	- (-)	0,8% (0,6%)	225 (225)	0 (673)	n/a n/a	225 (225)	65.387 (12.602)	n/a n/a
TOTALE**	4.707.450 (4.184.129)							4.917.948 (4.692.964)	2.224.745 (2.565.365)		210.498 (508.835)	64.143 (281.276)

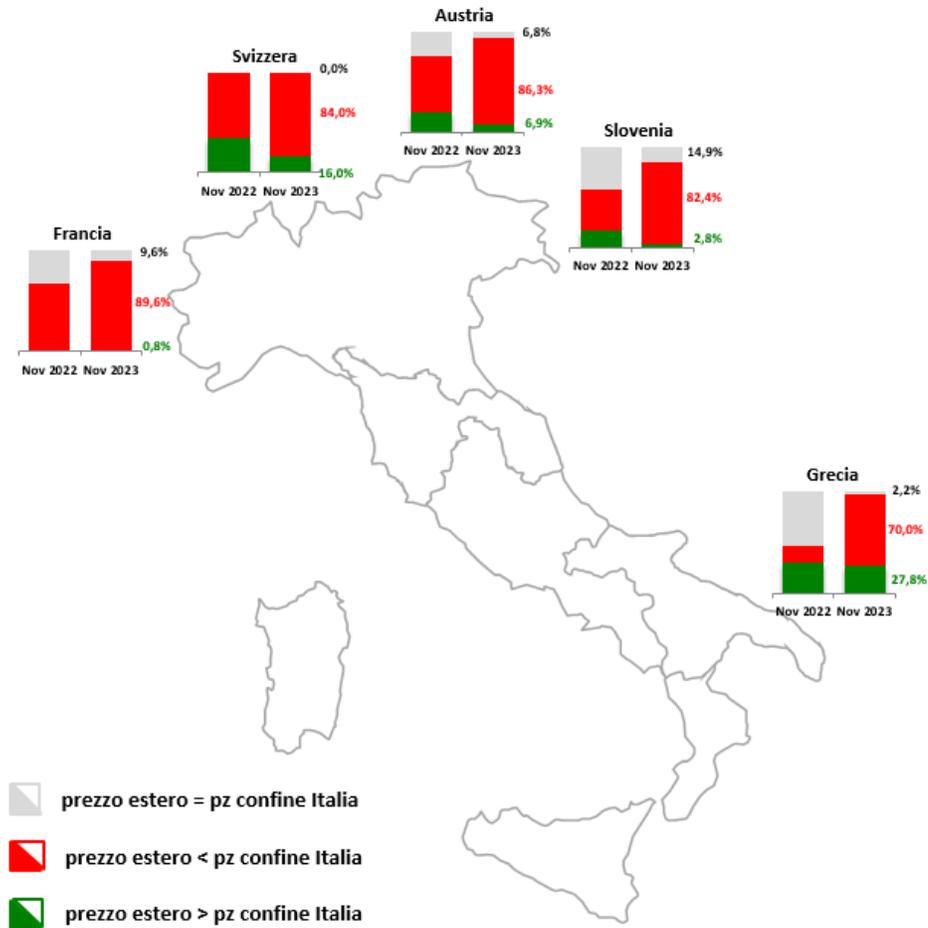
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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



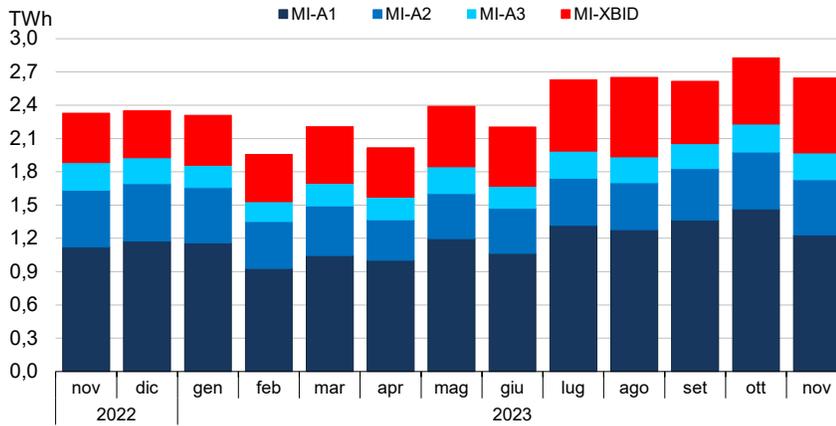
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A novembre, pur mantenendosi su livelli elevati, calano i volumi complessivamente scambiati sui mercati infragiornalieri, a 2,6 TWh (-3,2% su ottobre). La flessione interessa i mercati in asta (2,0 TWh, di cui 1,2 TWh sul MI-A1), a eccezione del MI-A2 in lieve aumento, mentre risultano in crescita gli scambi su XBID (675,4 GWh), inferiori solo al massimo storico di agosto. In crescita su XBID anche il numero di abbinamenti (oltre 300 mila), di cui circa l'85% realizzato a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3), con la quota degli scambi aventi controparte estera in calo al 40% e ai suoi minimi, e quella degli scambi tra zone

nazionali e all'interno della medesima zona nazionale in aumento, rispettivamente al 46% e al 14%. Stabili su MI-A3 e in calo sugli altri mercati i prezzi medi, attestatisi a 123/133 €/MWh (-8%/-6%), e tutti leggermente superiori ai corrispondenti valori del MGP. Come sul MGP, il ranking dei prezzi zonal mostra quotazioni nelle zone settentrionali e centrali superiori a quelle delle altre zone (Grafico 6, Grafico 7, Tabella 7, Tabella 8, Tabella 9). Registrati su XBID abbinamenti a prezzi negativi, distribuiti nell'arco del mese su tutte le zone (fino a -282 €/MWh al Centro Sud).

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



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	606.708	11,8%	181.024	1,8%	97.295	10,2%	885.026	9,5%	171.628	48,9%	1.056.655	14,4%
Centro Nord	61.122	-6,6%	37.849	25,0%	14.339	2,5%	113.310	3,3%	54.577	158,4%	167.887	28,3%
Centro Sud	187.517	-5,0%	88.626	-12,9%	31.575	-22,9%	307.719	-9,5%	63.589	17,9%	371.308	-5,7%
Sud	164.597	21,2%	94.055	-8,6%	42.822	-6,7%	301.474	5,9%	93.361	37,1%	394.835	12,0%
Calabria	21.327	-24,5%	13.926	46,6%	7.185	-2,4%	42.437	-5,9%	10.946	66,0%	53.383	3,2%
Sicilia	95.168	22,7%	28.532	-15,2%	16.697	-26,8%	140.397	4,7%	22.085	10,5%	162.482	5,5%
Sardegna	30.839	11,7%	19.273	32,7%	7.934	-26,4%	58.046	9,7%	12.071	-13,7%	70.117	4,8%
Estero	61.098	30,7%	38.179	-10,4%	22.188	24,5%	121.465	13,3%	247.149	67,2%	368.613	44,6%
Totale	1.228.376	9,6%	501.464	-2,3%	240.035	-3,1%	1.969.874	4,7%	675.405	51,1%	2.645.280	13,6%

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	598.164	-1,4%	233.010	16,8%	105.437	26,1%	936.611	5,3%	252.479	112,8%	1.189.090	17,9%
Centro Nord	66.787	-9,4%	23.022	28,0%	10.430	45,7%	100.239	1,4%	41.959	91,6%	142.199	17,8%
Centro Sud	176.398	34,4%	70.273	10,3%	27.142	-18,7%	273.813	19,9%	62.011	57,4%	335.824	25,5%
Sud	162.908	42,8%	74.972	-8,7%	38.193	-0,1%	276.073	17,8%	77.656	35,2%	353.729	21,2%
Calabria	32.662	-37,5%	20.737	8,6%	9.777	-22,2%	63.176	-24,8%	12.481	19,9%	75.657	-19,8%
Sicilia	127.111	58,1%	36.761	-5,3%	14.050	-20,1%	177.922	30,1%	23.535	27,7%	201.457	29,8%
Sardegna	26.942	77,3%	15.452	6,6%	7.046	14,6%	49.440	37,9%	14.219	-6,6%	63.659	24,7%
Estero	37.404	-21,6%	27.236	-64,8%	27.960	-43,1%	92.601	-46,8%	191.065	15,5%	283.666	-16,5%
Totale	1.228.376	9,6%	501.464	-2,3%	240.035	-3,1%	1.969.874	4,7%	675.405	51,1%	2.645.280	13,6%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

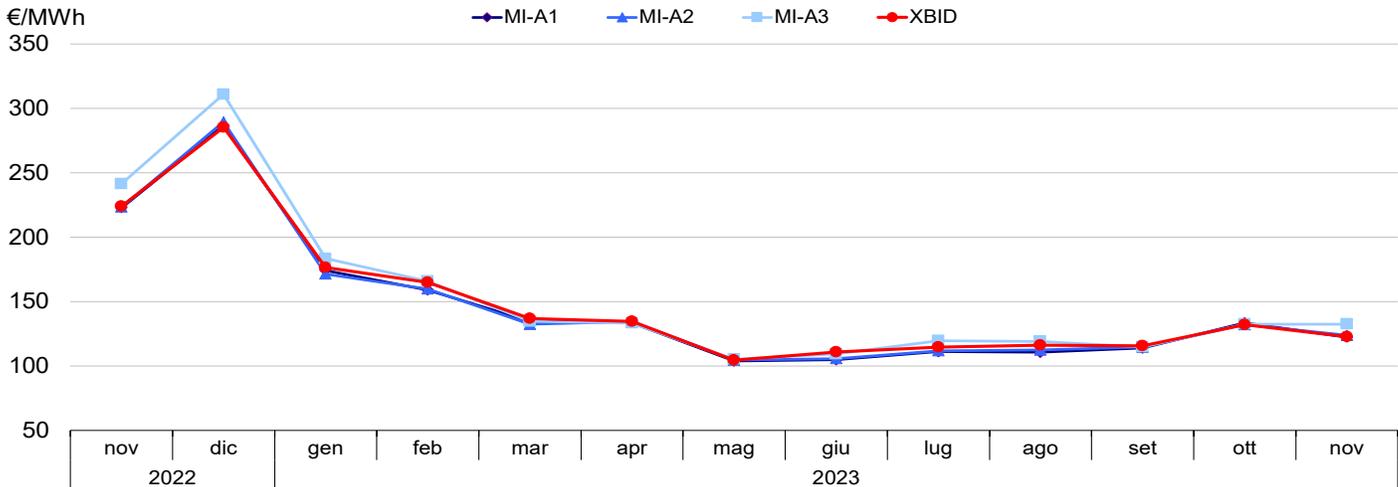


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero							
	MGP (1-24 h)	MGP (13-24 h)	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA	
			MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		X-BID (1-24 h)	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	122,01	130,37	122,88	-46,1%	123,72	-45,7%	133,52	-45,6%	123,21	-45,9%
			(+0,7%)		(+1,4%)		(+2,4%)		(+1,0%)	
Centro Nord	124,82	133,88	128,72	-43,4%	127,65	-44,0%	136,53	-44,6%	129,14	-44,3%
			(+3,1%)		(+2,3%)		(+2,0%)		(+3,5%)	
Centro Sud	121,10	130,57	123,78	-44,8%	125,01	-44,5%	133,43	-45,5%	124,65	-44,9%
			(+2,2%)		(+3,2%)		(+2,2%)		(+2,9%)	
Sud	118,97	127,84	119,94	-44,3%	122,76	-43,0%	129,98	-45,2%	121,85	-44,2%
			(+0,8%)		(+3,2%)		(+1,7%)		(+2,4%)	
Calabria	118,97	127,84	121,57	-42,5%	122,72	-42,6%	128,92	-44,6%	120,27	-43,8%
			(+2,2%)		(+3,2%)		(+0,8%)		(+1,1%)	
Sicilia	119,04	127,88	117,77	-42,8%	122,87	-41,6%	128,97	-43,9%	120,07	-42,5%
			(-1,1%)		(+3,2%)		(+0,8%)		(+0,9%)	
Sardegna	119,93	129,60	120,68	-43,6%	124,00	-42,7%	132,75	-43,4%	122,85	-43,6%
			(+0,6%)		(+3,4%)		(+2,4%)		(+2,4%)	

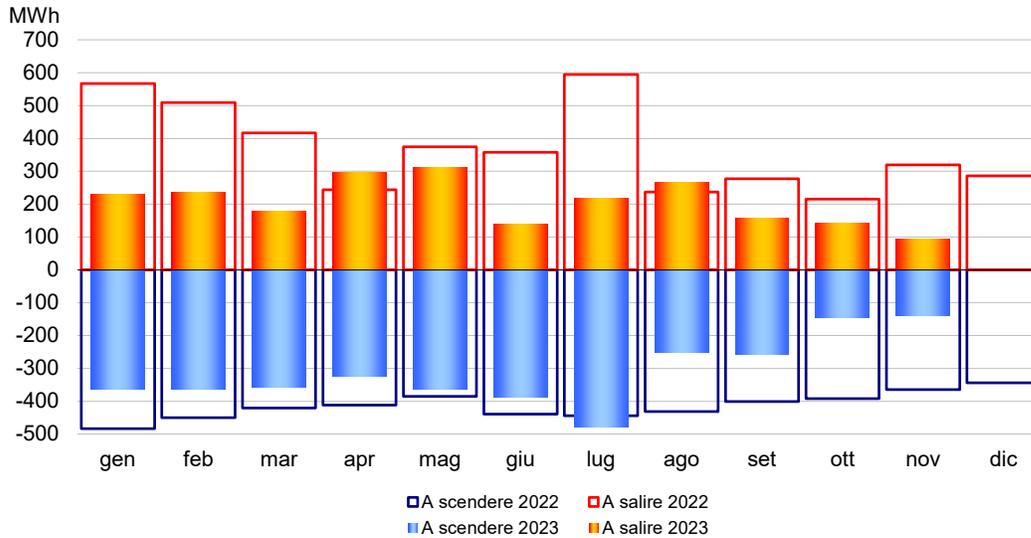
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Risultano ancora in calo e ai minimi storici i volumi sia sul mercato a salire, con gli acquisti di Terna a 68 GWh, sia sul mercato a scendere, con le sue vendite a 101 GWh (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

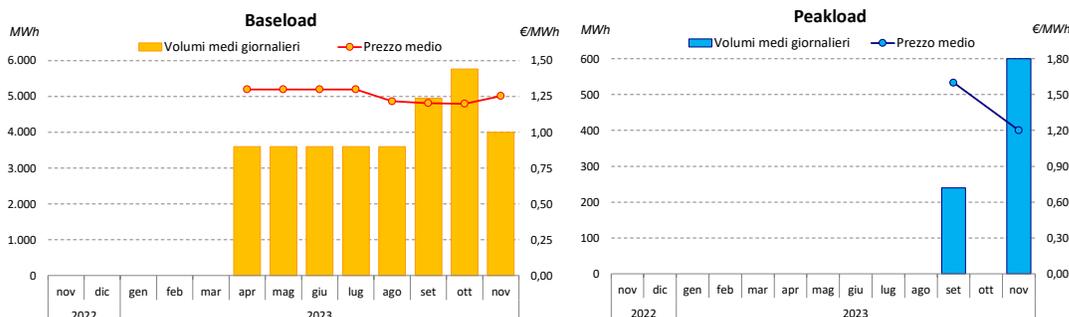
Nel MPEG risultano più che dimezzate rispetto ad ottobre sia le negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' (44 abbinamenti, -66) che i volumi complessivi (60,6 GWh, -72,1 GWh). Gli scambi si realizzano prevalentemente sul prodotto baseload, a un prezzo medio di 1,25 €/MWh (+0,05 €/MWh), ma si osserva anche un abbinamento sul peakload (0,6 GWh) a un prezzo di 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	43	15/30	1,25	1,20	1,30	60.000	4.000
	(-)	0/30	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Peakload	1	1/22	1,20	1,20	1,20	600	600
	(-)	0/22	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Totale	44					60.600	
	(-)					(-)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE è stata registrata a fini di clearing una contrattazione bilaterale per 8,8 GWh, relativa al prodotto Anno 2024 baseload il cui prezzo di controllo si riduce (-8,6%). Il prodotto Dicembre 2023 chiude il periodo di contrattazione a un

prezzo di 131,34 €/MWh sul baseload e di 151,84 €/MWh sul peakload e una posizione aperta di 6,7 GWh. La posizione aperta complessiva a fine mese sale a 32,9 GWh (era 30,8 GWh a fine ottobre) (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a novembre

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Dicembre 2023	131,34	-14,5%	-	-	-	-	-	9	6.696
Gennaio 2024	137,03	-14,3%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2024	137,61	-14,3%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2024	136,46	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2024	137,02	-14,5%	-	-	-	-	-	3	6.549
II Trimestre 2024	126,90	-9,8%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2024	136,89	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2024	150,55	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	137,87	-8,6%	-	-	1	1	-50,0%	3	26.352
Totale			-	-	1	1			32.901

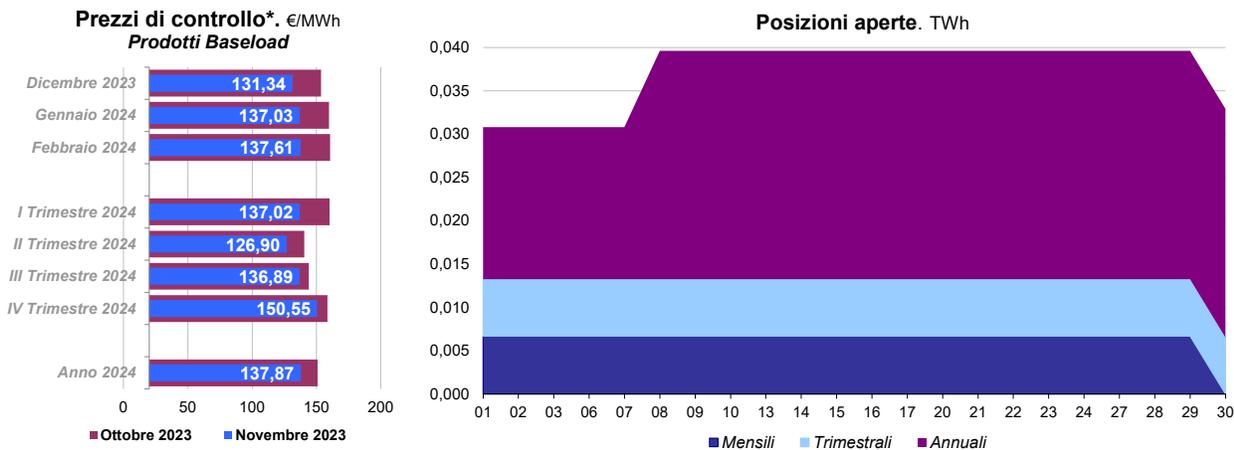
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Dicembre 2023	151,84	-12,3%	-	-	-	-	-	-	-
Gennaio 2024	147,31	-12,0%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2024	144,90	-12,0%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2024	138,39	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2024	143,65	-12,3%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2024	124,38	-7,4%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2024	136,53	-2,5%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2024	170,08	-3,3%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2024	143,73	-6,4%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			-
TOTALE			-	-	1	1			32.901

* 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 novembre risultano pari a 17,5 TWh, con una posizione netta a 10,3 TWh (Tabella 11).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, si attesta a 1,69 (Grafico 10).

Quanto ai programmi registrati, ammontano a 5,1 TWh nei conti in immissione e a 7,5 TWh in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 5,3 TWh e a 2,9 TWh.

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

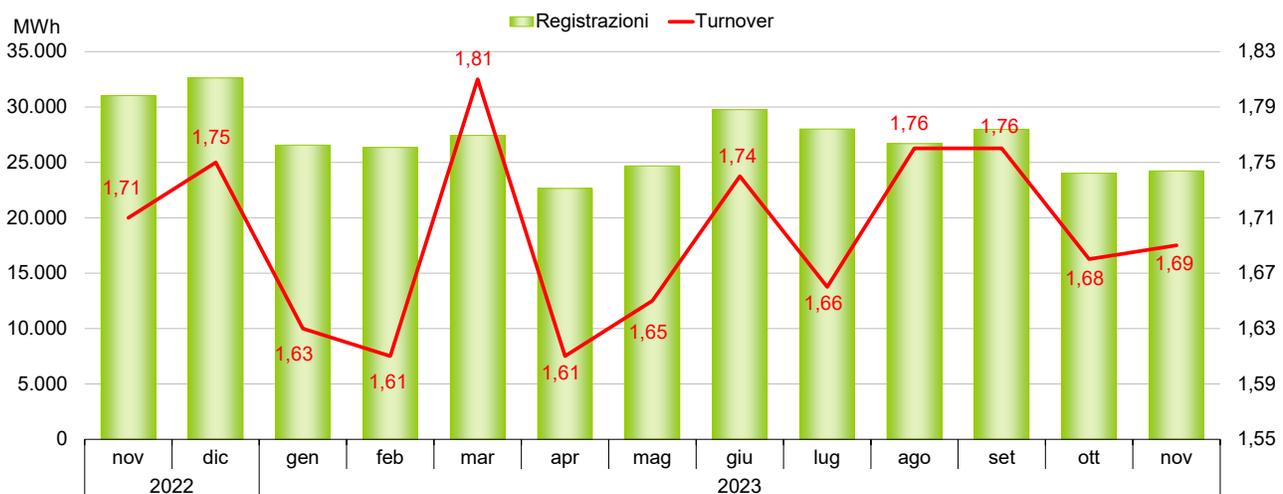
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	2.035.404	- 65,0%	11,6%	Richiesti	5.963.875	-24,5%	7.456.105	-19,0%
Off Peak	912	- 99,8%	0,0%	Rifiutati	883.909	-51,0%	360	-85,6%
Peak	528	- 99,8%	0,0%	Registrati	5.079.966	-16,7%	7.455.745	-19,0%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	2.036.844	- 69,0%	11,6%	Sbilanciamenti a programma	5.269.073	-24,3%	2.893.294	-25,1%
Totale Non standard	15.398.189	- 2,3%	88,0%	Saldo programmi	-	-	2.375.779	-23,4%
PCE bilaterali	17.435.033	- 21,9%	99,6%					
MTE	6.480	+800,0%	0,0%					
MPEG	60.600	100%	0,3%					
TOTALE PCE	17.502.113	- 21,6%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	10.349.039	- 20,8%						

* 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 novembre i consumi di gas naturale in Italia si portano a 5.894 milioni di mc (62,3 TWh), in aumento rispetto al mese precedente, ma ancora su livelli tra i più bassi degli ultimi dieci anni per il mese in analisi. Le importazioni tramite gasdotto e GNL ammontano complessivamente a 4.772 milioni di mc (50,5 TWh), di cui il 35% registrato a Mazara (17,4 TWh), mentre la produzione nazionale risulta pari a 223 milioni di mc (2,4 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, risultano esigue le iniezioni, pari a 0,6 TWh, mentre riprendono le erogazioni, a 10,1 TWh, con la giacenza complessiva a fine mese sui livelli più elevati da oltre dodici anni.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 13,2 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 21,2%. Gli scambi risultano ancora concentrati nei

mercati a contrattazione continua, sia day-ahead (7,2 TWh) che intraday (3,0 TWh), con un peso complessivo del 78% sul totale contrattato a pronti.

In termini di prezzi, le quotazioni sui principali hub europei mostrano lievi ribassi, poco sotto i livelli di ottobre. Mediamente a novembre 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, si attesta a 42,32 €/MWh, in linea con quanto osservato negli stessi giorni sui principali hub europei. Con riferimento, invece, alle quotazioni registrate nel corso del mese su tutti i mercati a pronti si osserva una sostanziale convergenza sotto i 43 €/MWh.

IL CONTESTO

A novembre i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 5.894 milioni di mc (62,3 TWh), valore tra i più bassi degli ultimi dieci anni per il mese in analisi. Di questi, 1.554 milioni di mc (16,4 TWh) sono relativi al settore termoelettrico, in flessione rispetto ai livelli di ottobre (-14,5%), in corrispondenza di una maggiore disponibilità di offerta rinnovabile e di un aumento delle importazioni dall'estero. In ripresa, invece, sul mese precedente i consumi nel settore industriale, pari a 1.024 milioni di mc (10,8 TWh), e, soprattutto, quelli del comparto civile, pari a 2.913 milioni di mc (30,8 TWh), favoriti dal calo delle temperature. In crescita su base mensile le esportazioni e gli altri consumi, a 404 milioni di mc (4,3 TWh).

Sul lato delle importazioni (4.772 milioni di mc, 50,5 TWh) si riducono rispetto a ottobre i volumi di gas in entrata tramite gasdotto, a 3.242 milioni di mc (34,3 TWh), mentre tornano

a crescere quelli tramite rigassificatori GNL, a 1.176 milioni di mc (12,4 TWh). La modulazione dei flussi per singoli punti di entrata mostra diffuse dinamiche ribassiste, in particolare a Mazara, che si conferma, tuttavia, la principale via di approvvigionamento (17,4 TWh, 35% del totale importato, -5 p.p.), a Tarvisio (0,4 TWh), la cui quota scende sotto l'1,0%, e a Melendugno (9,3 TWh). In aumento l'incidenza dei flussi tramite GNL, soprattutto al terminale di Piombino (3,7 TWh, 7,4% del totale importato, +2 p.p.) e Panigaglia (1,9 TWh, 3,8% del totale, +2 p.p.).

A novembre continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (0,6 TWh), concentrate nella prima metà del mese, e ripartono le erogazioni (10,1 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale nell'ultimo giorno del mese che ammontava a 12.722 milioni di mc (134,5 TWh), valore massimo da oltre dodici anni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.772	50,5	-0,8%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.650	17,4	-14,1%
Tarvisio	40	0,4	-73,9%
Passo Gries	383	4,0	+38,0%
Gela	289	3,1	+6,4%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	880	9,3	+3,5%
Panigaglia (GNL)	183	1,9	-39,6%
Cavarzere (GNL)	810	8,6	+1,9%
Livorno (GNL)	183	1,9	-22,5%
Piombino (GNL)	354	3,7	-
Produzione Nazionale	223	2,4	-10,4%
Erogazioni da stoccaggi	956	10,1	+31,5%
TOTALE IMMESSO	5.951	62,9	+2,9%
TOTALE CONSUMATO			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	5.491	58,1	+2,4%
Industriale	1.024	10,8	+4,9%
Termoelettrico	1.554	16,4	-14,5%
Reti di distribuzione	2.913	30,8	+13,3%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	404	4,3	+3,2%
TOTALE CONSUMATO	5.894	62,3	+2,4%
Iniezioni negli stoccaggi	57	0,6	+92,0%
TOTALE PRELEVATO	5.951	62,9	+2,9%

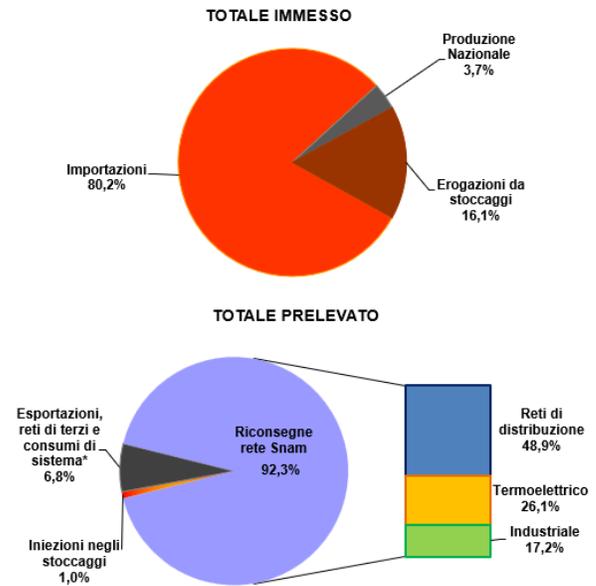
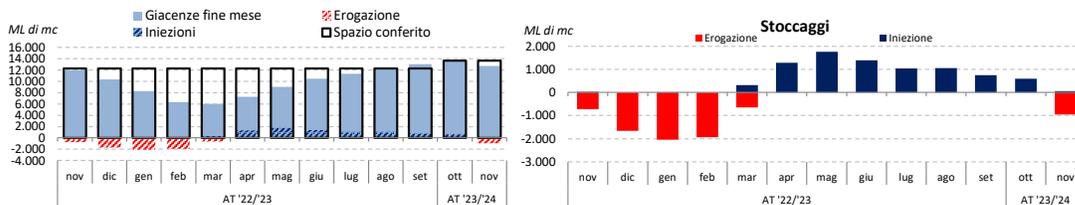


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/11/2023)	12.722	134,5	+6,0%
Erogazione (flusso out)	956	10,1	+31,5%
Iniezione (flusso in)	57	0,6	+92,0%
Flusso netto	899	9,5	+28,9%
Spazio conferito su base annuale	13.664	144,5	+11,3%
Giacenza/Spazio conferito	93,1%		-4,7 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, nel contesto internazionale caratterizzato dall'evoluzione del conflitto in Medio Oriente, sui principali hub europei le quotazioni mostrano lievi segnali ribassisti. In calo, pertanto, sia il prezzo al PSV, pari a 42,9 €/MWh, che al TTF, pari a 43,3 €/MWh, con uno spread mensile che torna negativo (-0,4 €/MWh, era 1,0 €/

MWh il mese precedente), oscillando tra -4,4 €/MWh e +3,2 €/MWh. I due riferimenti sono risultati più bassi nella prima settimana del mese, mostrando poi una lieve progressione rialzista che li ha portati a stabilizzarsi intorno ai 45 €/MWh nella seconda parte di novembre (con il TTF di frequente più alto del PSV).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Con Decreto ministeriale 387 del 20-11-2023, sono state approvate le modifiche ordinarie alla Disciplina del mercato del gas naturale (Disciplina MGAS) per l'introduzione della procedura di Trade Cancellation, attiva a decorrere dal 28 novembre 2023 e finalizzata a consentire agli operatori la cancellazione di transazioni derivanti da errori commessi in sede di presentazione delle offerte.

Con riferimento ai prezzi, a ottobre l'IG Index pubblicato quotidianamente dal GME a partire dal 19 luglio si attesta in media a 42,32 €/MWh, mostrando nei corrispondenti giorni dinamiche sostanzialmente allineate a quelle dei prezzi sui principali hub europei. Nei singoli mercati a pronti le quotazioni si attestano tutte sotto i 43 €/MWh, con un massimo a 44,27 €/MWh osservato nel comparto intraday AGS nell'unica sessione con scambi registrata a fine novembre.

In relazione invece ai volumi, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 13,2 TWh, con una quota sul totale consumato a 21% (era 31% a ottobre).

Rispetto al mese precedente, sull'orizzonte day-ahead gli scambi tornano a ridursi, per effetto del calo registrato dai volumi nel segmento AGS (2,6 TWh), pari al 20% dei volumi totali del MP-GAS, superiore alla ripresa dei volumi contrattati nel comparto a negoziazione continua (7,2 TWh e 55% del mercato a pronti). Relativamente ad AGS, a novembre le

movimentazioni di Snam registrano un arretramento sia lato vendita (2,1 TWh) che lato acquisto (0,5 TWh).

In flessione anche la contrattazione sull'orizzonte intraday, dove gli scambi si portano a 3,1 TWh, concentrati principalmente sul segmento a negoziazione continua (3,0 TWh, 23% del mercato a pronti). Su tale comparto si riducono sia le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,4 TWh, -29%), su entrambi i lati del mercato, che le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (2,7 TWh, -19%). Nel comparto AGS, invece, gli scambi ammontano a 0,02 TWh, registrati nella sessione del 28 novembre, in corrispondenza di acquisti di Snam.

Le quantità scambiate sul MGS ammontano a 0,31 TWh (erano 0,19 TWh a ottobre), in virtù sia di un aumento delle movimentazioni effettuate da Snam (0,20 TWh), dinamica concentrata lato vendita e con finalità di bilanciamento, che delle contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,11 TWh.

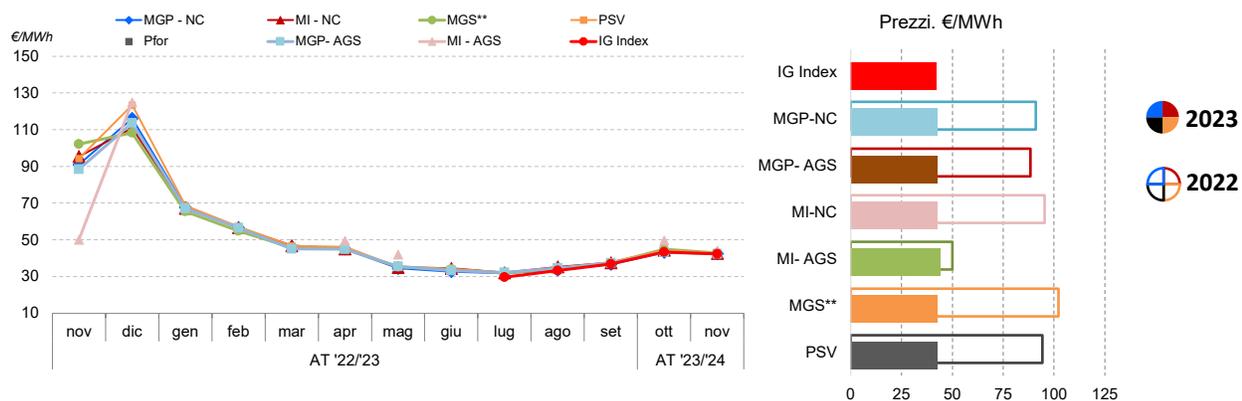
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a novembre non sono stati registrati scambi, nulla anche la posizione aperta.

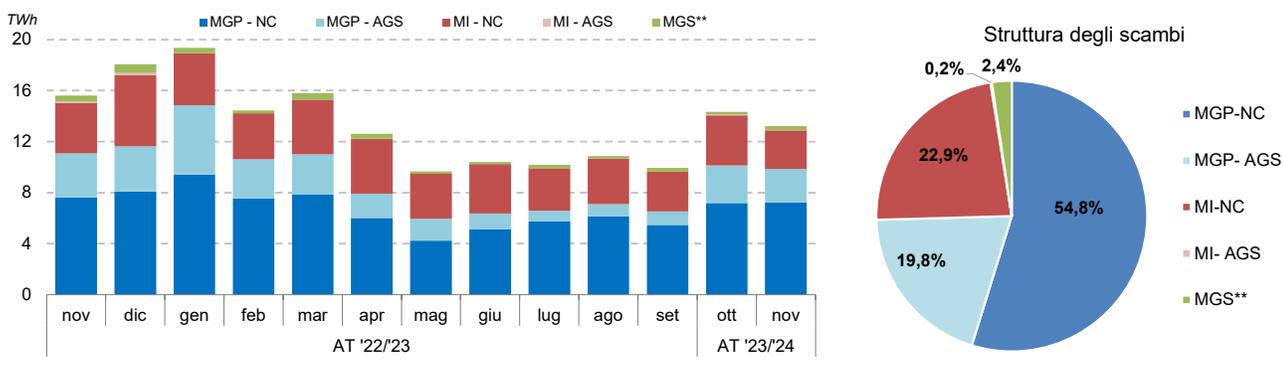
Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a novembre sono stati scambiati 31 MWh, riferiti al periodo di consegna Gennaio 2024, ad un prezzo medio di 50,76 €/MWh.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh	
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var
IG Index	42,32	(-)	36,62	47,30		
MP-GAS						
<i>MGP</i>						
<i>Negoziazione continua</i>	42,43	(91,06)	-53,4%	32,70	49,50	7.242.384 (7.635.888) -5,2%
<i>Comparto AGS</i>	42,34	(88,43)	-52,1%	35,17	49,00	2.617.008 (3.456.384) -24,3%
<i>MI</i>						
<i>Negoziazione continua</i>	42,68	(95,37)	-55,2%	30,00	48,90	3.030.264 (3.949.512) -23,3%
<i>Comparto AGS</i>	44,27	(50,05)	-11,5%	44,27	44,27	21.984 (109.968) -80,0%
<i>MGS**</i>	42,89	(102,14)	-58,0%	39,01	45,47	311.705 (458.377) -32,0%
<i>Stogit</i>	42,89	(102,14)	-58,0%	39,01	45,47	311.705 (458.377) -32,0%
<i>Edison</i>	-	(-)	-	-	-	(-)
<i>MPL</i>	-	(-)	-	-	-	(-)





* 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.

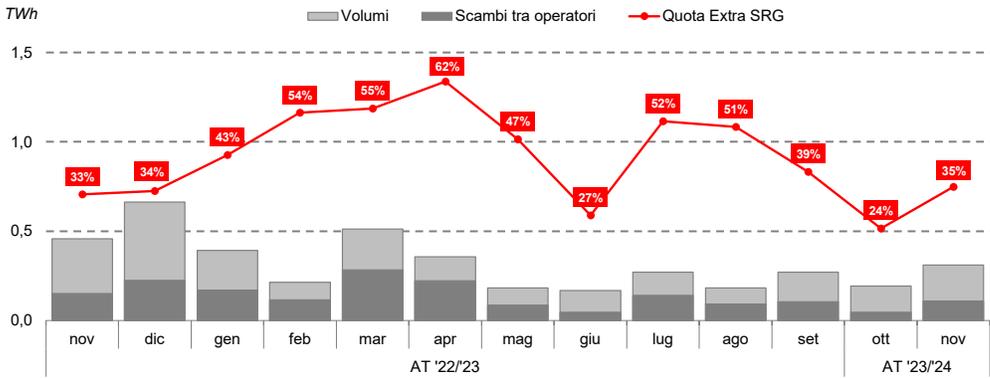
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	
Totale	311.705	(458.377)	311.705	(458.377)	-	(-)	-	(-)
SRG	183.608	(173.504)	19.206	(133.929)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	183.608	(173.504)	19.206	(133.929)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	128.098	(284.873)	292.499	(324.447)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



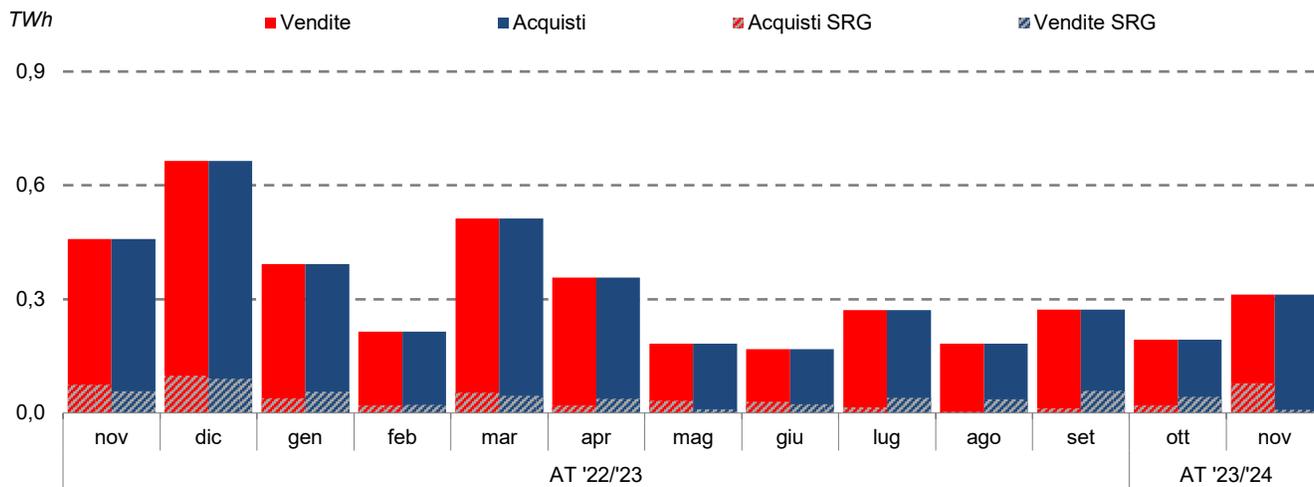


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**			
	Prezzo minimo €/MWh	Prezzo massimo €/MWh	Prezzo di controllo* €/MWh	variazioni %	Negoziazioni N.	Volumi MWh	Registrazioni N.	Volumi MWh	Volumi MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2023-11	-	-	48,65	-2,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2023-12	-	-	46,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-12	-	-	46,59	-14,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-01	-	-	48,22	-14,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-02	-	-	48,98	-11,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2024-03	-	-	47,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-01	-	-	48,39	-14,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-02	-	-	48,01	-11,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-03	-	-	47,72	-10,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-04	-	-	50,98	-11,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2024/2025	-	-	51,75	-10,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2024	-	-	47,93	-12,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2024	-	-	48,75	-12,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
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

■ Ad ottobre si confermano ancora in riduzione mensile il greggio e i suoi derivati e ripiega anche il carbone. Sugli hub del gas torna negativo lo spread tra il PSV italiano, in flessione,

e il TTF olandese, rimasto invece invariato. Anche sulle borse elettriche il Pun italiano, in calo, riduce il suo differenziale dai prezzi in crescita di Francia e Germania.

Le quotazioni del Brent, alla seconda flessione mensile consecutiva, si riportano sotto i 90 \$/bbl (86,07 \$/bbl, -8%), con minimi poco sopra 80 \$/bbl a metà mese. Analoga la dinamica sia per l'olio combustibile e il gasolio, rispettivamente a 556,05 \$/MT (-4%) e 832,09 \$/MT (-7%), sia per il prezzo del carbone che torna in calo dopo il rimbalzo di ottobre

(125,75 \$/MT, -10%). In ottica prospettica i mercati a termine rivedono al ribasso le quotazioni di greggio e combustibili, tutte attese su livelli inferiori agli attuali spot.

In crescita mensile il tasso di cambio euro/dollaro (1,08 €/€, +2%), dinamica che accentua l'intensità delle riduzioni dei prezzi di greggio e combustibili nella loro conversione in euro.

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

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	86,07	-8%	-8%				81,99	-6%	81,82	-5%		
Olio Combustibile	USD/MT	556,05	-4%	-3%	512,75	479,17	-5%	476,86	-4%	473,81	-4%	461,58	-3%
Gasolio	USD/MT	832,09	-7%	-15%	882,50	823,51	-5%	808,31	-5%	801,82	-5%		
Carbone	USD/MT	125,75	-10%	-42%	138,63	125,75	-3%	117,37	-10%	119,64	-4%	122,95	-11%

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	79,72	-10%	-13%			-	75,59	-	75,34	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	514,86	-6%	-9%		442,47	-	439,65	-	436,28	-	419,78	-
Gasolio	EUR/MT	770,63	-9%	-20%		760,05	-	744,84	-	737,94	-		-
Carbone	EUR/MT	116,51	-12%	-46%		116,08	-	108,17	-	110,12	-	111,77	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,08	2%	6%	1,06	1,08	-	1,08	-	1,09	-	1,10	-

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

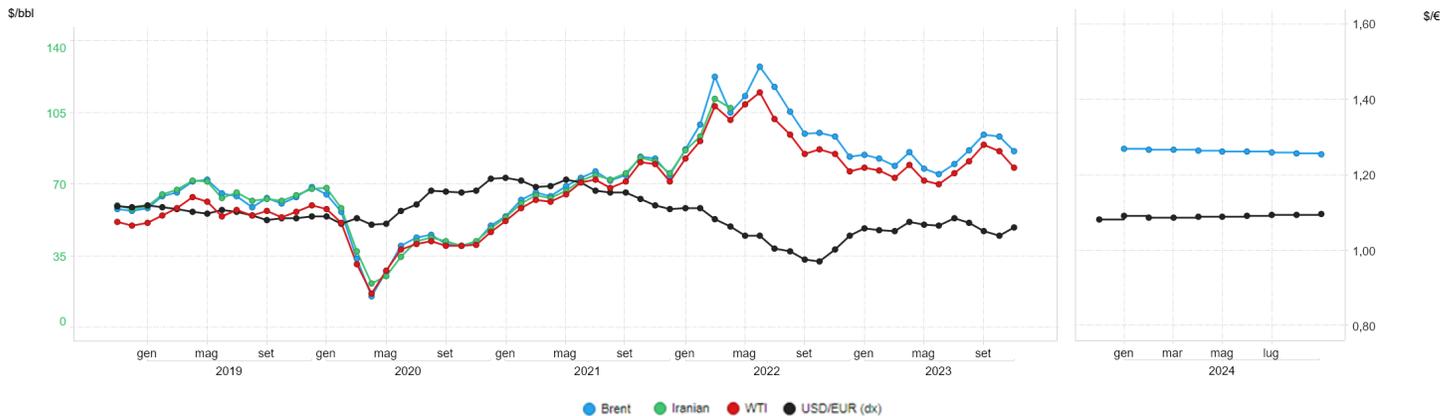


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica Fonte: Refinitiv

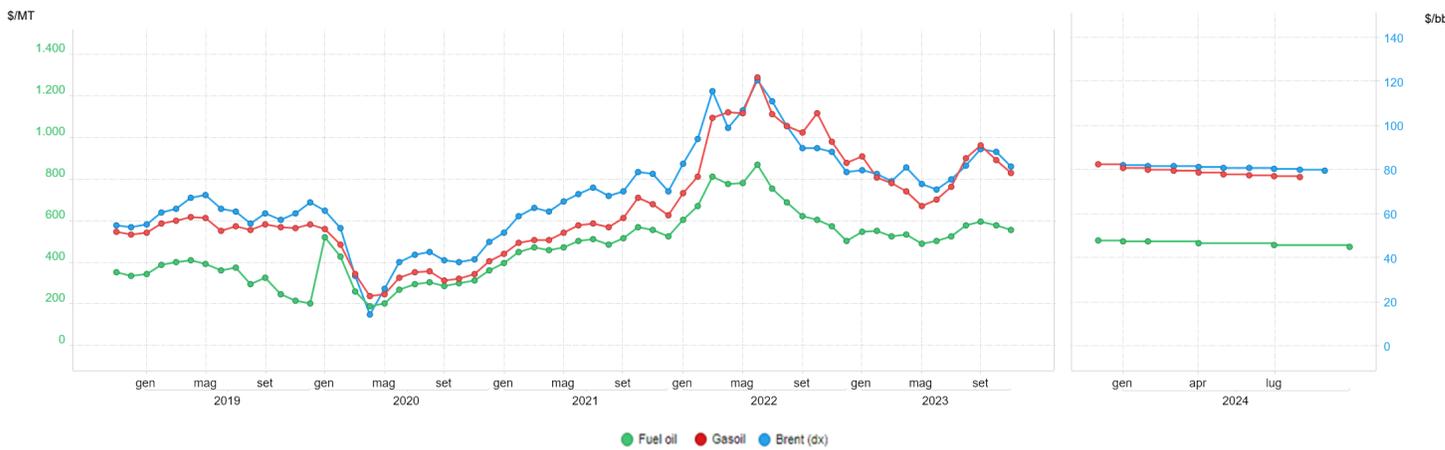
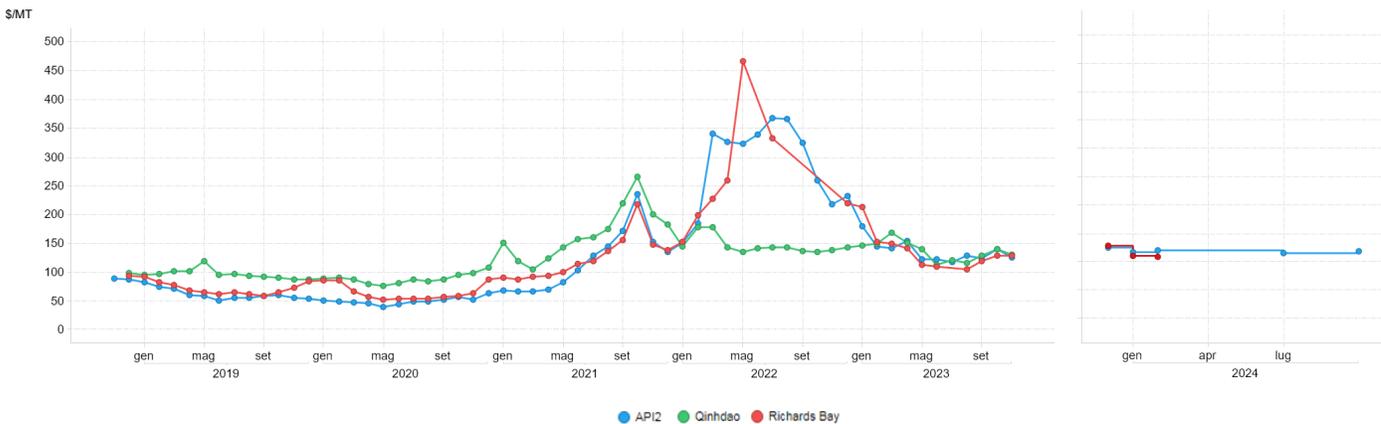


Grafico 3: Carbone*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica Fonte: Refinitiv



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

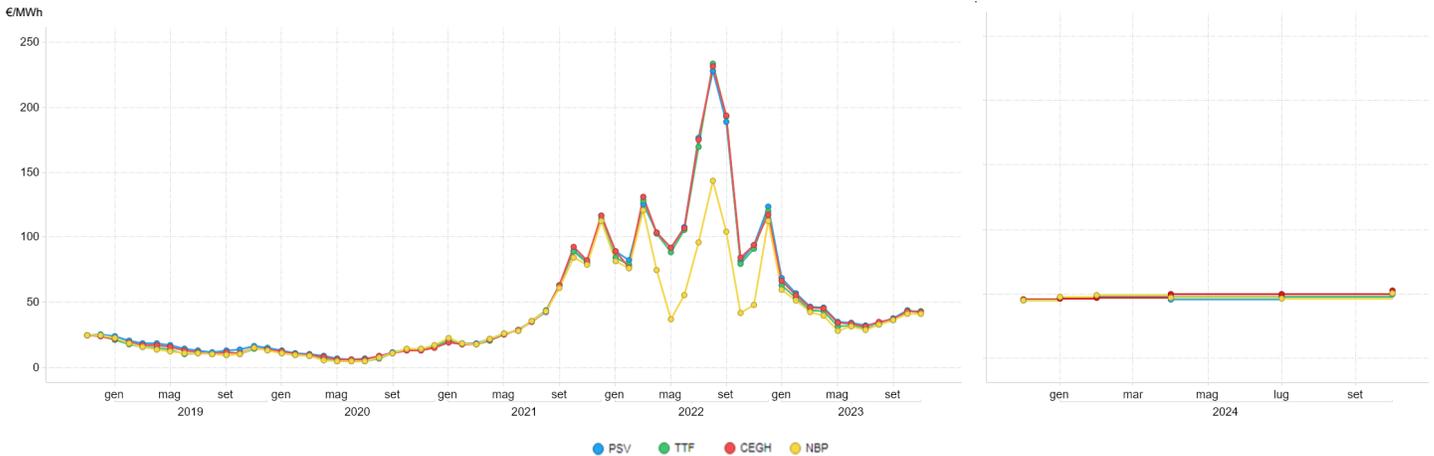
Dinamiche differenziate per i prezzi del gas sui principali hub europei. Dopo tre rialzi consecutivi, il PSV italiano scende a 42,92 €/MWh (-3%), mentre resta invariato il TTF olandese, a 43,26 €/MWh, dinamiche che portano lo spread tra i due riferimenti, in progressiva riduzione negli ultimi mesi, su

livelli negativi per la prima volta da oltre un anno. I mercati a termine esprimono prezzi più elevati degli attuali spot e in progressiva crescita, seguendo la stagionalità tipica della domanda, con uno spread atteso PSV-TTF che torna positivo solo a febbraio.

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	42,92	-3%	-54%	49,03	44,67	-10%	46,88	-4%	48,39	-6%	48,42	-7%
TTF	NL	43,26	0%	-53%	50,00	45,85	-9%	46,88	-10%	47,34	-10%	46,92	-9%
CEGH	AT	42,48	-1%	-55%	50,04	45,47	-10%	46,67	-11%	47,21	-10%	47,98	-10%
NBP	UK	41,46	1%	-13%	49,06	45,23	-10%	47,63	-12%	48,95	-65%		



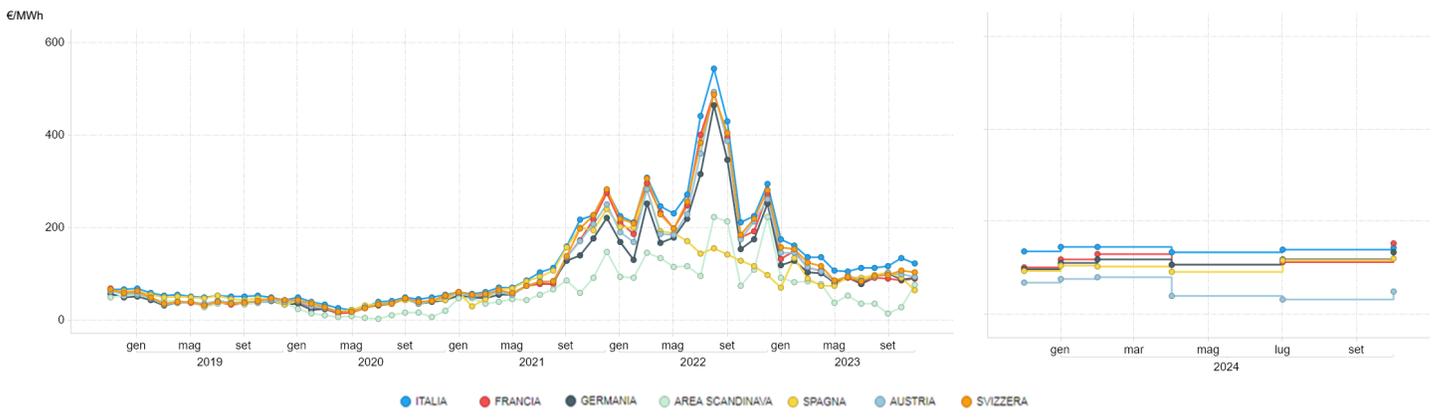
Ancora dinamiche discordanti per i prezzi elettrici in Europa. Il Pun italiano, sostenuto anche dal calo dei costi di generazione, scende a 122 €/MWh (-9%) e riduce il suo differenziale dai prezzi registrati in Francia e Germania (89/91 €/MWh, +4/+6%), soprattutto negli ultimi giorni del mese. Quasi triplicato il prezzo dell'Area scandinava (75 €/MWh, +182%) che torna a

superare quello spagnolo, viceversa in decisa riduzione (63 €/MWh, -30%). Le aspettative espresse dai mercati a termine stimano una crescita dei livelli rispetto agli attuali spot, con una progressiva riduzione dello spread atteso tra Italia-Francia nei primi mesi del 2024 e una inversione e graduale crescita di quello atteso tra Francia e Germania.

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	121,74	-9%	-46%	146,66	135,11	-8%	144,10	-6%	144,71	-10%	141,48	1%
FRANCIA	88,96	6%	-54%	94,00	100,08	-19%	117,61	-20%	128,39	-10%	117,29	-12%
GERMANIA	91,12	4%	-48%	92,23	95,56	-17%	109,66	-16%	117,63	-7%	112,71	-10%
AREA SCANDINAVA	74,58	182%	-32%	56,30	67,81	23%	75,39	8%	78,68	7%	47,27	4%
SPAGNA	63,45	-30%	-45%	84,00	92,40	-17%	103,51	-16%	102,09	-18%	100,46	-13%
AUSTRIA	93,59	-6%	-56%									
SVIZZERA	103,19	-2%	-53%									

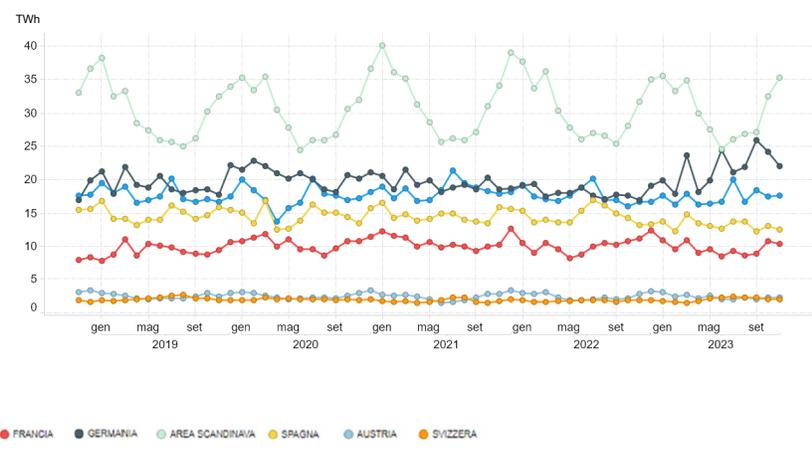


Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici a pronti, i volumi risultano in crescita in Italia (17,7 TWh, +4% su ottobre) e nell'Area scandinava (35,3 TWh, +13%), stabili in Francia (10,5 TWh) e in calo in Germania (22,0 TWh, -6%) e in Spagna (12,6 TWh, -2%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,7	4%	5%
FRANCIA	10,5	0%	-6%
GERMANIA	22,0	-6%	30%
AREA SCANDINAVA	35,3	12%	11%
SPAGNA	12,6	-2%	-5%
AUSTRIA	2,3	-2%	-20%
SVIZZERA	2,1	5%	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.

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

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), a novembre, il prezzo medio sale a 248,23 €/tep (+0,6%), a fronte di una flessione dei volumi scambiati (-20%). Dinamiche ribassiste, invece, sulla piattaforma bilaterale, sia in termini di prezzi (-2%) che di volumi (-8%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO), il mese si connota per l'ingresso in contrattazione delle

nuove tipologie di GO previste all'interno dell'assetto definito dal Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica n. 224 del 14 luglio 2023. In tale contesto il prezzo medio del mercato si porta a 3,01 €/MWh, risultando inferiore alle quotazioni bilaterali (3,49 €/MWh). In calo gli scambi sia sul mercato (-2%) che sulla piattaforma bilaterale (-66%).

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a novembre si attesta a 248,23 €/tep, in crescita dello 0,6% rispetto al mese precedente, a fronte di un lieve calo della quotazione media osservata sulla piattaforma bilaterale, pari a 236,18 €/tep (-2,1%) e di un conseguente ampliamento dello spread tra i due riferimenti a circa 12 €/tep. Tuttavia, limitando il confronto alle sole transazioni bilaterali registrate a prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale è pari al 95% (-4 p.p. su ottobre), il differenziale tra le due quotazioni si inverte risultando di poco superiore a 1 €/tep. In calo al 38% (-18,5 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (247,10-249,50 €/

tep). Nel mese di novembre, i titoli negoziati si riducono sul MTEE e si portano a 167,5 mila tep (-20% su ottobre), con la liquidità del mercato al 48% (-3 p.p. rispetto al mese precedente), mostrando una dinamica analoga a quella rilevata sulla piattaforma bilaterale, in cui i titoli contrattati scendono a 182 mila tep (-8%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine novembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 71.214.107 tep, in aumento di 69.462 tep rispetto a fine ottobre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.128.217 tep, in aumento di 69.462 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	248,23	+0,6%	247,10	249,50	167.511	-19,9%	41,58	-19,5%	9.524	-1,5%	5,7%	+1,1 p.p.	7	+1
Bilaterali	236,18	-2,1%	0,00	252,67	182.468	-8,4%	43,10	-10,3%						
con prezzo >1	249,39	+1,6%	114,83	252,67	172.802	-11,7%	43,10	-10,3%						
Totale	241,95	-0,9%	0,00	252,67	349.979	-14,3%	84,68	-15,1%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

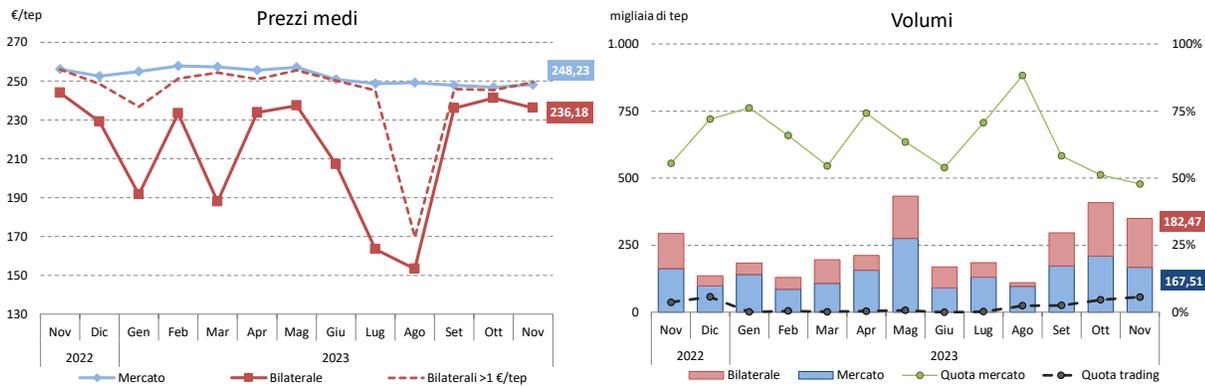


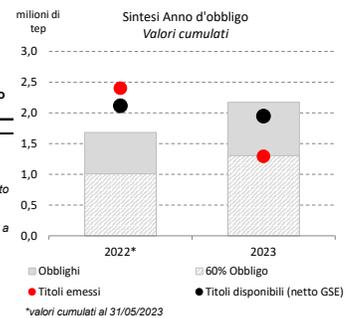
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2023

Fonte: dati GME

Sessioni N°	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep	Titoli sul conto GSE** tep
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	Volumi >260 €/tep						
23	248,26	868.579	649.738	218.841	247,60	589.507	248,18	4.128.217	71.214.107	2.184.190

*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.

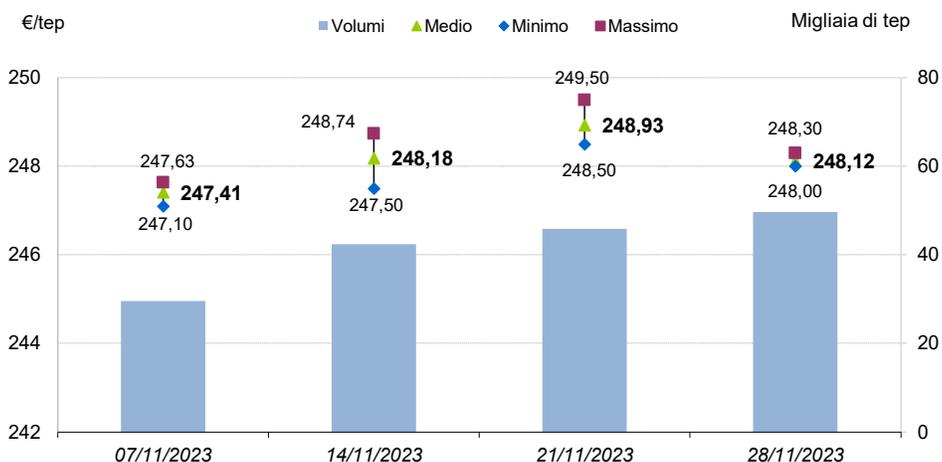


L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie sostanzialmente stabili nell'intorno dei 248 €/tep. Lo spread medio tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta di 0,8 €/tep, toccando il suo valore più elevato nella sessione del 14

novembre (1,24 €/tep). I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano pari a circa 41,9 mila tep, con un lieve andamento rialzista nel corso del mese in prossimità della scadenza della prima sessione di acconto del 30 novembre.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

In data 15 novembre 2023 sono entrate in vigore le modifiche al Regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine, adeguato al fine di: i) dare attuazione alle disposizioni di cui al Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica n. 224 del 14 luglio 2023 (Decreto); ii) recepire le disposizioni di cui al punto 5) della Deliberazione ARERA 496/2023/R/COM del 31 ottobre 2023. Dette modifiche sono volte, in particolare, ad introdurre, nell'ambito dei sistemi P-GO (M-GO/PB-GO), le attività di negoziazione e registrazione delle ulteriori tipologie di GO relative all'energia elettrica e al gas, incluso il biometano, previste ai sensi del suddetto Decreto, nonché a specificare la procedura di modifica in caso di adeguamento a disposizioni normative

e/o regolatorie vincolanti. In tale contesto, sul MGO, nel mese di novembre, il prezzo medio, indipendentemente dalla tipologia, scende a 3,01 €/MWh (-22,9% rispetto al mese precedente), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale crescono a 3,49 €/MWh (+18%), con il loro differenziale che si riduce a 48 c€/MWh. Sul MGO le quotazioni di tutte le tipologie scambiate, tra le quali risulta anche la tipologia Bio di nuova introduzione, si collocano nell'intorno dei 3 €/MWh. Variano, invece, tra 1,9 €/MWh della tipologia Idroelettrico e 4,39 €/MWh della tipologia Solare i prezzi sulla PBGO. I volumi complessivamente scambiati ammontano a circa 38 GWh (-2% rispetto al mese precedente), con maggiore concentrazione proprio sulla tipologia Bio (22,1 GWh). Gli scambi scendono, invece, a 1 TWh sulla PB-GO (-66%).

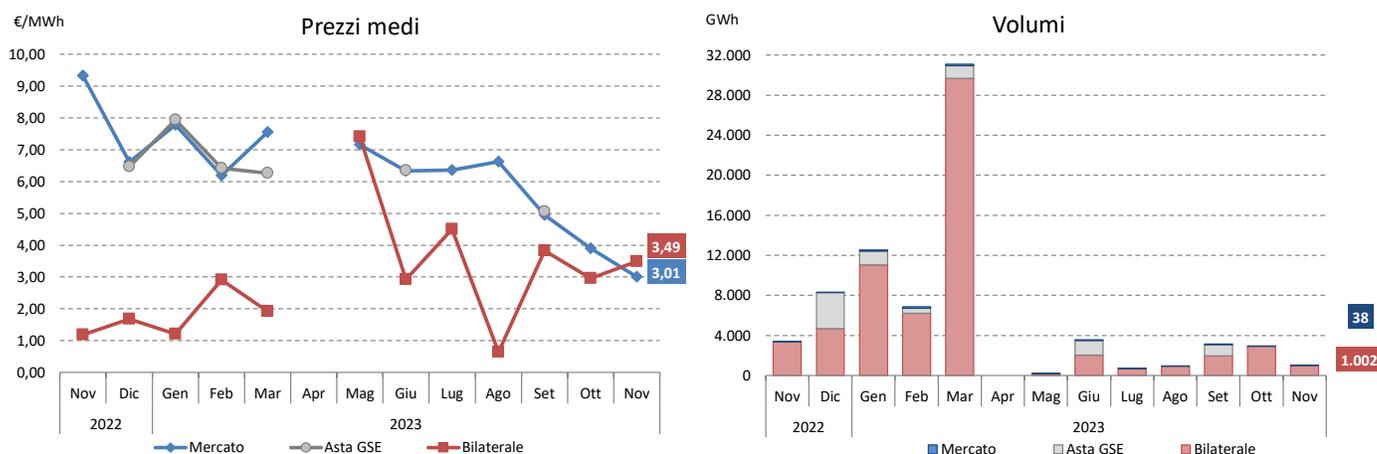
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	3,01	-22,9%	2,81	3,70	37.974	-2,3%	114.344	-24,7%
Bilaterali	3,49	+18,0%	0,01	8,75	1.001.571	-65,7%	3.492.838	-59,5%
con prezzo >0	3,49	+11,7%	0,01	8,75	1.001.571	-63,8%	3.492.838	-59,5%
Totale	3,47	+17,0%	0,01	8,75	1.039.545	-64,9%	3.607.182	-58,9%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

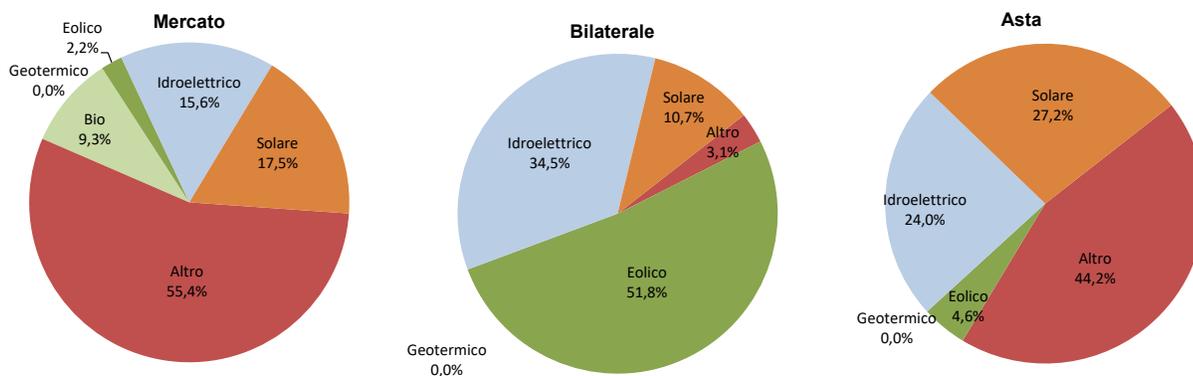
Fonte: dati GME



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 della tipologia Eolico nella contrattazione bilaterale (52%).

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

Fonte: dati GME



LE SFIDE ODIERNE E FUTURE DEL SETTORE EOLICO IN EUROPA

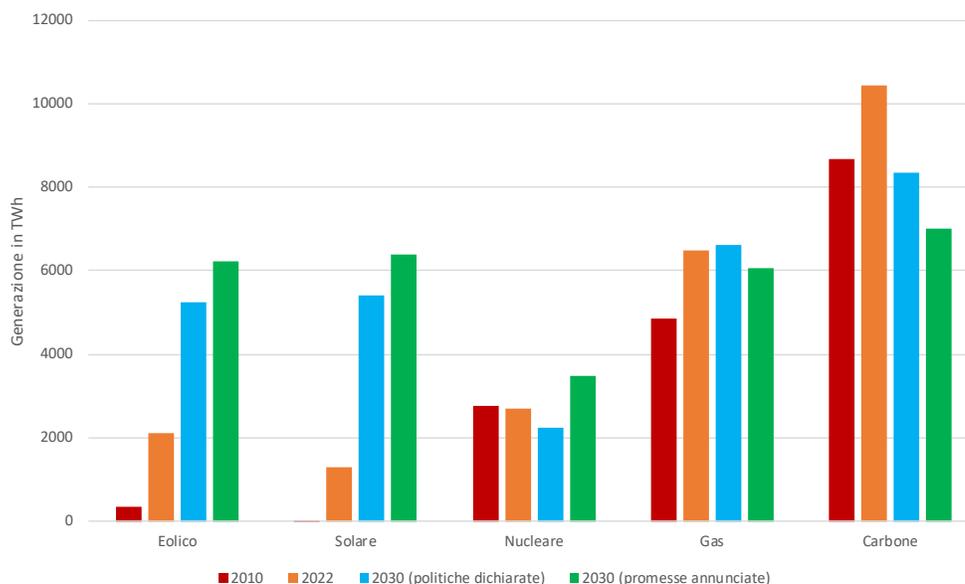
di Francesco Sassi - RIE

(continua dalla prima)

Parallelamente, questi programmi intendono elevare il modello europeo ad esempio per l'intera comunità internazionale. L'appuntamento di COP28 ha riservato, già nelle sue battute iniziali, alcuni accordi di grande rilevanza e in cui l'UE ha giocato un ruolo di protagonista. Da una parte, vi è stato infatti la sottoscrizione di un'intesa tra 20 paesi per triplicare la capacità di generazione dal settore nucleare. Dall'altra si è aggiunta a questa l'impegno di 50 tra le maggiori compagnie energetiche internazionali, da ExxonMobil a BP e TotalEnergies, di ridurre gradualmente ed infine eliminare le emissioni nelle operazioni dell'industria entro il 2050. Infine, è stato raggiunto l'accordo Global Renewable Pledge and Energy Efficiency Pledge (GRPEEP) per triplicare la generazione globale da

fonti rinnovabili entro il 2030⁴. Un successo, quest'ultimo, rivendicato dalla stessa von der Leyen e sottoscritto da 118 paesi oltre ad essere sostenuto da istituzioni finanziarie internazionali come la European Investment Bank. GRPEEP mira ad installare una capacità di fonti rinnovabili pari ad almeno 11 TW entro la fine del decennio in corso - rispetto i 2,3 TW odierni di solare ed eolico – portando a oltre il 4% il tasso globale di efficientamento energetico – ovvero più del doppio rispetto l'andamento corrente. Lo stesso GRPEEP si pone in piena continuità con l'aggiornamento della Strategia Net-Zero al 2050 elaborata dalla International Energy Agency (IEA), un documento che ha ricevuto il completo endorsement da parte della Commissione⁵.

Figura 1: Generazione globale attuale e futura per singola fonte (TWh)

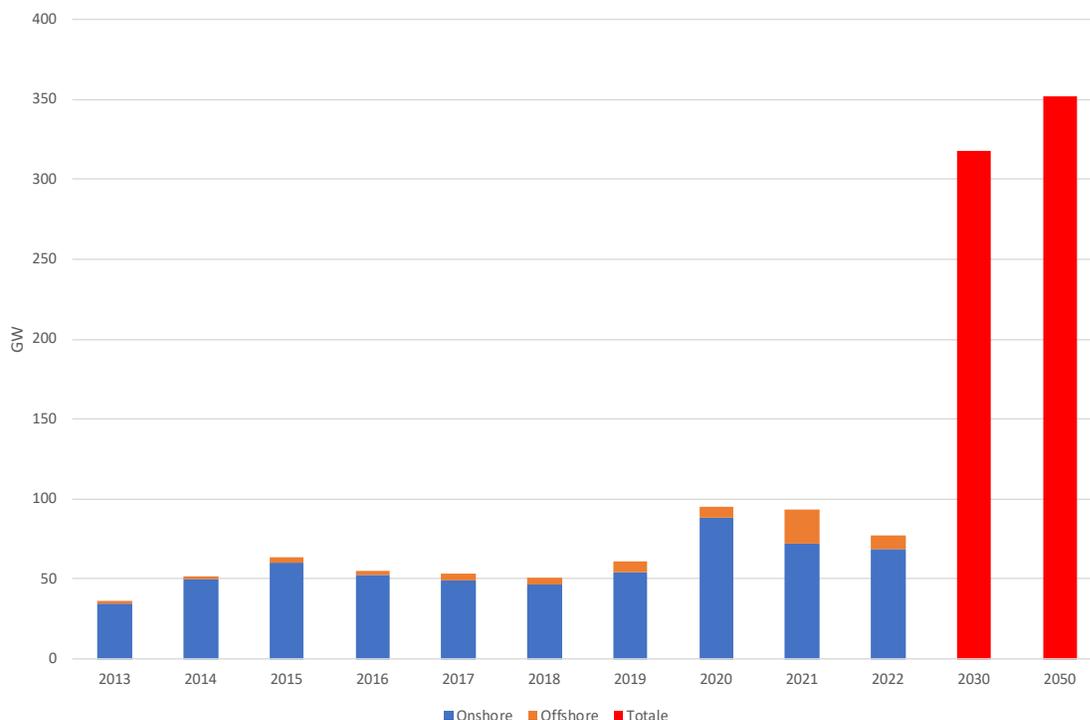


Fonte: Elaborazione dell'autore su dati IEA

Secondo l'IEA, la presenza di energia eolica nel mix della generazione elettrica a livello globale è destinata a triplicare entro il 2030 e quindi ad assumere, insieme al solare, un ruolo preponderante nel percorso verso la neutralità carbonica entro il 2050. La IEA prevede infatti un aumento costante delle fonti rinnovabili sostenuto principalmente da quattro fattori: il numero crescente di paesi che supportano l'introduzione di generazione da solare ed eolico e un parallelo rafforzamento degli obiettivi di medio-lungo periodo, la riduzione dei costi di queste tecnologie e cicli virtuosi a queste connesse, capacità manifatturiere e politiche industriali in forte espansione, e infine condizioni finanziarie particolarmente favorevoli che garantiscono modelli di sviluppo dei progetti

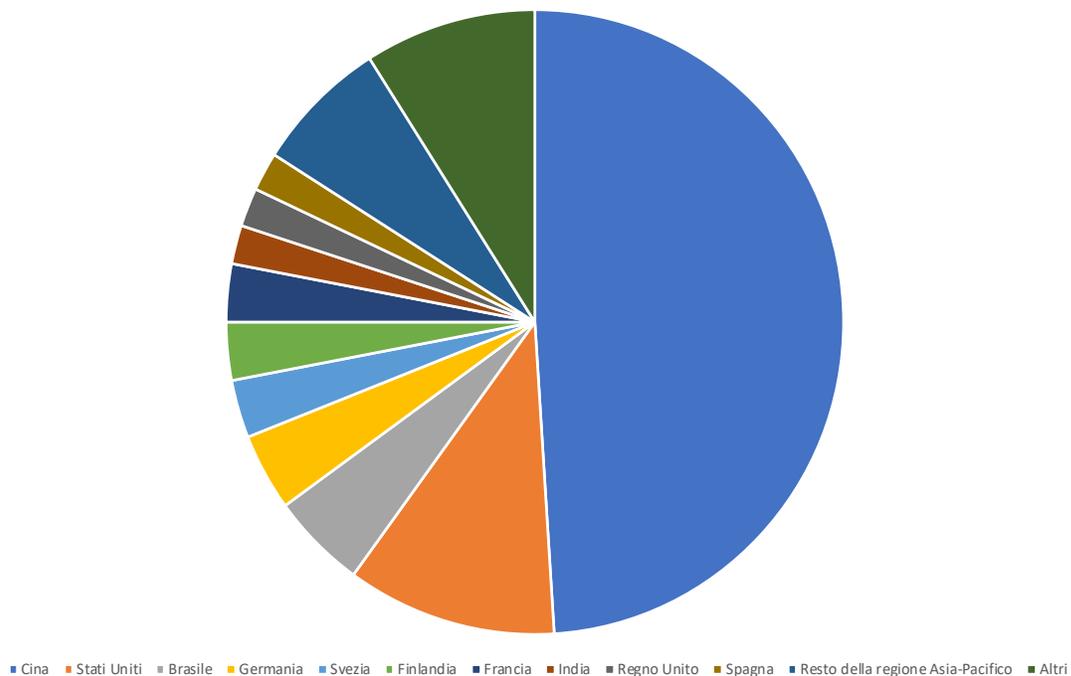
con ritorni garantiti nel lungo periodo⁶. Nello Scenario Net Zero di IEA, queste condizioni sono destinate a semplificare gli investimenti nel settore eolico. Esse dovrebbero portare all'aumento della capacità installata annualmente dai 75 GW del 2022, un anno molto positivo per l'intero settore, ai 318 GW del 2030 e ai 352 del 2050, rispettivamente circa 4 e 5 volte superiori all'andamento attuale (vedi figura 2). Obiettivi incredibilmente ambiziosi. Basti riflettere sul fatto che la capacità eolica globale a oggi installata è pari a 906 GW, con un tasso di crescita dal 2021 in poi pari al 4,5% annuo. Nel corso del 2022, le installazioni di nuovi impianti sono diminuite per il secondo anno consecutivo, pur rimanendo la tendenza positiva se comparata con quella dell'ultimo quinquennio⁷.

Figura 2: Capacità onshore e offshore eolica annuale installata nel mondo (2013-2022) e proiezioni future nello scenario Net-Zero di IEA (2030 e 2050)



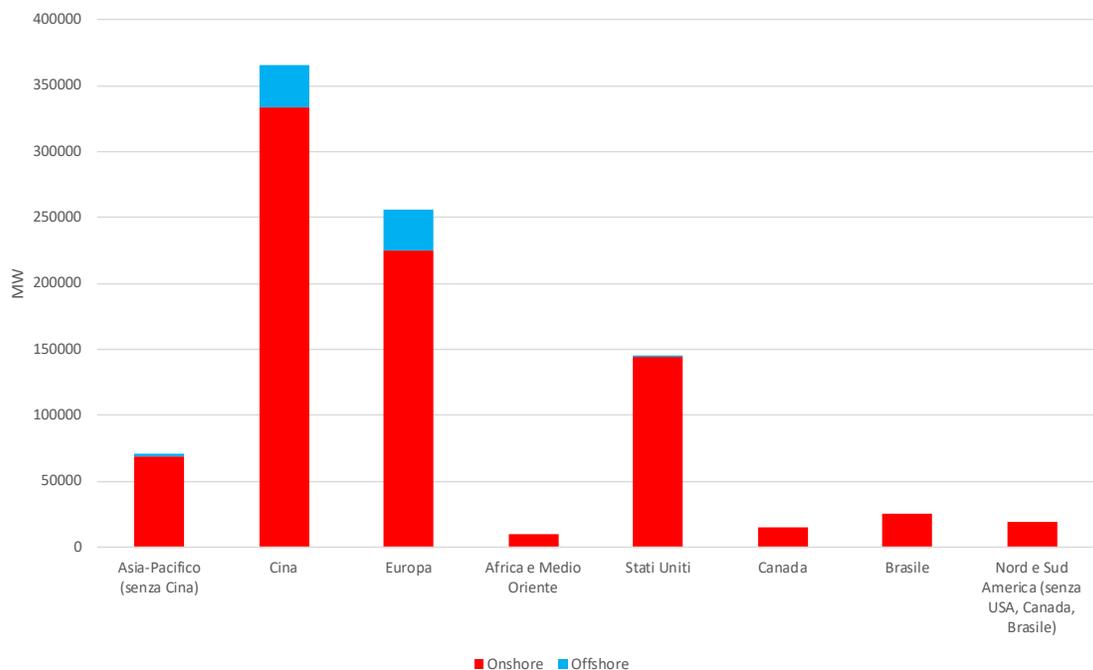
Fonte: Elaborazione dell'autore su dati Global Wind Energy Council e IEA
 N.b.: le proiezioni al 2030 e 2050 accorpano il quantitativo di eolico onshore e offshore

Figura 3: Nuova capacità eolica installata nel 2022 nei 10 mercati principali



Fonte: Elaborazione dell'autore su dati Global Wind Energy Council

Figura 4: Capacità eolica installata onshore e offshore per regione (2022)



Fonte: Elaborazione dell'autore su dati Global Wind Energy Council

Come si può intuire dalle figure 3 e 4, sia il quantitativo di capacità cumulativa che quella installata nel 2022 vertono principalmente su due mercati, Europa e Repubblica Popolare Cinese. Eppure, nel corso degli ultimi tre anni, la situazione economica e finanziaria del settore eolico europeo è andata peggiorando gradualmente. Segnali sempre più allarmanti sono stati lanciati sia dalle autorità politiche comunitarie che da quelle nazionali, senza contare gli stakeholder del settore e i principali media⁸. Sono due, a prima vista, gli sviluppi che minano la stabilità dell'eolico. Il primo è un tasso di installazione annuale di nuovi impianti inferiore ad un terzo di quello richiesto per raggiungere gli obiettivi europei al 2030. Il secondo è una perdita del 7% in soli tre anni delle quote di mercato dell'industria manifatturiera europea a livello globale e a favore delle compagini cinesi. Un riscontro dei dati che ha richiesto "un'azione immediata" da parte di Bruxelles e Stati Membri, sostenendo un settore che affronta un "mix unico di sfide che ne rallentano il tasso di progresso" e che ha portato alla recentissima adozione dello European Wind Power Action Plan e lo European Wind Power Package⁹. Uno scenario, quello dell'eolico europeo, che si è reso assai complesso per via di diversi fattori. Innanzitutto, vi è da registrare un sottoutilizzo della capacità manifatturiera e un'imprevedibilità della domanda del mercato interno, seguita da un aumento dei costi delle materie prime, dei tassi d'inflazione e dei costi di capitale, a cui si aggiungono gare nazionali poco remunerative, una competizione internazionale basata su condizioni disomogenee e infine una mancanza di manodopera specializzata. Secondo IRENA, l'eolico a terra rimane la fonte energetica maggiormente competitiva ad oggi, mentre l'offshore rimane consistentemente più costoso¹⁰. Ciò è dettato da costi iniziali maggiori per via dell'acquisizione e installazione delle fondazioni delle turbine, le infrastrutture elettriche, il design e il management dei progetti stessi e le operazioni di manutenzione. Queste ultime rimangono fondamentali viste le perdite dell'output annuale che le turbine subiscono (nel range 1,4%-1,8%) e che in mancanza di esse tenderebbero ad intensificarsi. D'altro canto, l'eolico offshore offre crescenti potenzialità nella resa al largo delle coste, dove i venti spirano con maggiore intensità¹¹. Nell'ultimo decennio, importanti investimenti sono stati indirizzati verso questo settore, basandosi principalmente su di un atteso ulteriore calo dei costi sopra descritti. Come si è arrivati dunque alla crisi odierna dell'eolico europeo?

Eolico in Europa: tra ambizioni e realtà

La restante parte dell'analisi approfondisce lo stato del settore eolico europeo e i possibili sviluppi nel 2024 raggruppando le problematiche sopra descritte nella letteratura all'interno di tre macrocategorie: costo del capitale e rischi finanziari, costo delle materie prime e problemi logistici delle supply chain, carenza o insufficienza delle policy a sostegno dell'eolico.

Costo del capitale

Il periodo di forte crescita delle economie globali e quelle europee hanno fatto da sfondo per tutto il 2021 e una prima parte del 2022 ad uno scenario caratterizzato da solide

posizioni del capitale investito. L'inizio del conflitto tra Russia e Ucraina ha compromesso soltanto piccola parte delle banche esposte a quest'area geografica. Il vero shock macroeconomico è stato invece dettato all'impennata dei prezzi energetici e una loro insistente volatilità nell'arco dei quasi due anni successivi al febbraio 2022. Una volatilità che dunque ha imposto una persistente pressione inflazionistica sui mercati globali ed in particolare europei, generando al contempo un adeguamento delle politiche monetarie, una restrizione dell'attività creditizia e una rincorsa dei tassi d'interesse in pressoché tutti i principali mercati.

Tutto ciò ha avuto un impatto diretto sugli investimenti europei nella costruzione di nuovi parchi eolici. Costi di finanziamento più elevati, investitori restii a siglare accordi di lungo periodo e portati a considerare altre forme di finanziamento, investitori in equity con necessità di rendimenti elevati in conseguenza dei propri costi di capitale accresciuti sono alcune delle condizioni di questa nuova fase storica. Nel 2022, stima Wind Europe, gli investimenti annuali nel settore sono stati pari a €16,9 miliardi. La cifra corrisponde all'ammontare più basso dal 2009 in poi e ad un volume totale di investimenti del 60% inferiore all'anno precedente. Per la quasi totalità, questi investimenti sono stati indirizzati verso l'eolico onshore, il segmento a volume di investimento iniziale inferiore rispetto il più costoso, ma potenzialmente più redditizio offshore¹².

Investimenti che hanno portato all'avviamento di progetti per circa 12 GW di nuova capacità eolica ma che parallelamente hanno visto la capacità media dei singoli parchi eolici che hanno raggiunto una decisione finale d'investimento (FID) toccare il minimo dal 2017 in poi. Segni inequivocabili che la predisposizione al rischio degli investitori si è di molto ridotta. Uno scenario questo che rischia di far rallentare il percorso di crescita dell'eolico e portarlo a tassi di installazione di oltre il 30% inferiori rispetto gli obiettivi dell'UE al 2030¹³.

In risposta a questa tendenza negativa, un paese chiave per il settore eolico europeo come la Germania ha garantito prezzi incrementali per nuovi progetti di eolico onshore, mentre nel settore offshore una nuova procedura di apprezzamento dinamico ha visto i colossi degli idrocarburi BP e TotalEnergies assumersi rischi imponenti nel finanziare i 12,6 miliardi di euro previsti per i progetti da 7 GW di capacità nell'offshore tedesco¹⁴. Un sistema che evidentemente premia coloro in grado di sostenere impegni economici inusitati per gli attori tradizionali dell'eolico e che rinnova l'attenzione dei governi europei sul ruolo chiave della sostenibilità finanziaria del settore. Nel 2023, due importanti progetti dell'eolico offshore come Dieppe-Le Tréport in Francia (496 MW) e Moray West nel Regno Unito (882 MW), dai rispettivi costi di 2,7 e 2,3 miliardi di euro, si sono assicurati il supporto finanziario di istituzioni pubbliche e private, raggiungendo una decisione finale di investimento ritardata di oltre 12 mesi e causa del difficile quadro¹⁵.

Anche nel maggiormente rischioso eolico offshore la situazione sta leggermente migliorando. Nei primi sei mesi del 2023 i progetti che hanno raggiunto una FID sono pari a 5 GW, mentre quelli completati ammontano a soltanto 2,1 GW e significativamente inferiori ai 11 GW stimati da Wind Europe¹⁶.

Altri progetti stanno però subendo ulteriori ritardi, non solo in Europa, a dimostrazione dell'estesa difficoltà percepita. Baltica III (1 GW) e il gemello Baltica II (1.5 GW), hanno già annunciato ritardi nella FID a causa di problemi del raccogliere finanziamenti e impegni per prestiti necessari alla loro realizzazione¹⁷. I primi progetti su scala commerciale nell'offshore polacco rappresenterebbero un punto di svolta per un paese ancora fortemente dipendente dal carbone per il proprio mix energetico.

Costi delle materie prime e problemi nelle filiere di riferimento

La ripresa economica globale successiva alla pandemia da Covid-19, supportata da una forte spesa pubblica nelle principali economie mondiali, prima fra tutte quella cinese, hanno imposto un nuovo ritmo di crescita a livello globale, riattivando la domanda di materie prime dopo i mesi di lockdown e impasse economico. Sino all'inizio dell'invasione russa dell'Ucraina, questa tendenza ha caratterizzato pressoché qualsiasi settore industriale e produttivo, facendo impennare lo stesso costo delle stesse materie prime. Una volta che la spirale inflazionistica generata dal conflitto russo-ucraino, ha colpito tutti i mercati energetici, questa ha trascinato i tassi di inflazione e impattato le filiere industriali, già soggette alle conseguenze delle problematiche logistiche provocate dalla pandemia. Oggi, la guerra tra Israele e Hamas rischia di riaccendere focolai mai del tutto spenti e ovviamente impattare nuovamente i mercati energetici.

Questa serie di elementi si sono abbattuti sull'intera industria energetica, inclusa quella eolica, intensificando alcune problematiche di lungo corso e generando nuove incognite. Nel periodo dal 2020 al 2022, il costo medio delle turbine a livello globale è cresciuto del 18% se comparato con il periodo pre-pandemico. Un aumento a cui si è andato ad aggiungere l'effetto su materie prime come acciaio (+80%), utilizzato massivamente nella costruzione delle pale, ma anche su altre materie prime chiave per il settore come rame, neodimio, e resine epossidiche, il cui prezzo ha subito rialzi rispettivamente del +30%, +300% e +200%. Un andamento che è stato generalizzato alle 16 materie prime identificate dalla Commissione per la realizzazione degli impianti¹⁸. Gli sviluppatori di parchi eolici hanno dovuto quindi affrontare le sfide poste da costi crescenti delle turbine (+40% in due anni) e sono stati costretti ad inserire un'indicizzazione dei costi nei propri contratti di realizzazione dei progetti che proteggessero le compagnie da ulteriori incrementi¹⁹. Un effetto che, a sua volta, si è ripercosso sui creditori, rendendo ancor più complesse le FID. Un effetto che, a sua volta, si è ripercosso sui creditori, rendendo ancor più complesse le FID.

A ciò si è andata ad aggiungere la sempre più rilevante e compromettente dipendenza dalle filiere cinesi. Da tempo, Pechino si è posizionata nel mercato come produttrice ed esportatrice di turbine. Qui, molte delle stesse compagnie europee hanno stabilito importanti centri produttivi che, a differenza delle società cinesi, hanno avuto gioco facile nell'espandere gli investimenti all'estero.

La dipendenza della filiera europea dell'eolico dai mercati internazionali è oggi l'oggetto di nuove iniziative strategiche dell'UE²⁰. Esse cercano di ridurre l'esposizione alle importazioni di materie prime e, in parallelo, aumentare la capacità manifatturiera dell'industria europea, ridottasi a meno del 20% del totale a livello globale rispetto il 60% rappresentato dall'industria cinese. Guardando allo specifico della produzione delle gondole delle turbine onshore, la quota del mercato cinese si attesta addirittura all'85%, a dimostrazione dell'intensissima competizione internazionale a cui le compagnie europee sono oggi soggette²¹. Particolare attenzione ha ottenuto la cancellazione da parte di Vattenfall del progetto Norfolk Boreas, localizzato nel Mare del Nord e dalla capacità prevista di 1.4 GW, dovuto a costi aumentati del 40% delle materie prime e supply chain particolarmente vulnerabili²². Nell'epoca della globalizzazione degli investimenti delle compagnie europee, occorrerebbe considerare anche l'impatto che la crisi delle stesse sta avendo sul panorama internazionale. Infatti, la danese Ørsted si è trovata costretta a cancellare i progetti Ocean Wind I e II al largo della costa Sud del New Jersey, negli Stati Uniti, e con una capacità installata prevista di 2.2 GW. L'annuncio è arrivato dopo che la stessa Ørsted, insieme alla norvegese Equinor e alla britannica BP hanno richiesto condizioni contrattuali migliorative riguardanti quattro imponenti progetti offshore lungo le coste dello stato di New York, parchi eolici ora a rischio²³. Neppure gli importanti incentivi economici contenuti nell'Inflation Reduction Act (IRA) statunitense e il supporto senza precedenti dell'Amministrazione Biden verso il settore hanno potuto nulla contro il compromesso quadro delle società europee.

Carenza o insufficienza di policy a sostegno del settore

Il North Sea Summit, un appuntamento di assoluta rilevanza internazionale per il settore eolico europeo, si è tenuto nell'aprile del 2023. Ad esso hanno partecipato 9 paesi dell'Europa settentrionale affacciati sul Mare del Nord e uniti dall'interesse comune nel supportare l'industria dell'eolico, e in particolare quello offshore, ribadendo il proprio interesse a trasformare il Mare del Nord in un laboratorio dove sviluppare una rete integrata di infrastrutture che possa raggiungere una capacità minima di 120 GW entro il 2030 e 300 GW entro il 2050²⁴. L'obiettivo di transizione energetica viene affiancato da quello di sicurezza contro ingerenze esterne dei regimi autocratici²⁵.

Come precedentemente ricordato, nell'ottobre 2023 la Commissione Europea ha adottato lo European Wind Power Action Plan, organizzato attorno a sei linee guida:

- Accelerare la messa a terra attraverso una maggiore prevedibilità e velocità nelle procedure di autorizzazione
- Migliorare il design delle aste
- Facilitare l'accesso ai finanziamenti
- Creare più uno scenario internazionali più equo e competitivo
- Accrescere le competenze nel settore
- Approfondire il coinvolgimento del settore nella stesura

delle policy ed espandere gli impegni degli Stati Membri a favore dell'eolico.

Un decalogo composto da 15 azioni mirate che vanno dal miglioramento dei criteri qualitativi pertinenti alle aste relative a fonti rinnovabili, con un focus specifico su fattori quali l'apporto di innovazione e sostenibilità dei progetti stessi, alla facilitazione per i produttori europei di accedere ai mercati esteri e limitare la competizione straniera che distorce la funzionalità del mercato interno, infine alla sottoscrizione di una Carta comune tra privati e istituzioni pubbliche per l'eolico in Europa²⁶.

Un programma estremamente articolato che si poggia sui due pilastri della cooperazione internazionale e nella decarbonizzazione per dar forma ad un settore maggiormente equo e competitivo, in grado di trascinare il resto del mondo verso uno scenario che guardi al di là delle fonti fossili.

Non a caso l'industria europea ha richiamato le autorità, e prima tra tutte la Commissione, a garantire una stabilità regolatoria al settore, una continuità in termini di guadagni, un supporto per l'ampliamento delle capacità manifatturiere e una più veloce assegnazione dei permessi per la realizzazione di progetti in aree dal basso impatto ambientale. Tutti punti accolti nello European Wind Power Action Plan, ma che risultano insufficienti se confrontati con il persistente problema delle lunghe attese per le connessioni

alle reti nazionali. Una questione spinosa che rallenta inesorabilmente l'implementazione di nuovi progetti e che richiederebbe perlomeno 220 miliardi di euro di investimenti al 2030 e 700 miliardi al 2050²⁷.

Oltre agli investimenti, è infatti necessario incentivare una pianificazione coordinata delle infrastrutture, l'accelerazione delle interconnessioni transnazionali e procedure di assegnazione più snelle, nonché minori rischi finanziari per coloro che sviluppano le reti, regolamentazioni con autorità predisposte a vigilare sul raggiungimento del traguardo Net-Zero e un'adeguata capacità manifatturiera per la messa a terra delle reti.

Una dimostrazione ulteriore della complessa trasformazione che il settore eolico europeo sta attraversando in questa fase. Nel 2024, un anno di importanza storica per riconfermare le ambizioni di leadership globale dell'Unione Europea come attore protagonista della decarbonizzazione, queste sfide dovranno essere affrontate collegialmente e con uno sguardo rivolto non solo alla competitività dell'industria eolica ma anche alla sostenibilità della stessa nel lungo periodo. L'ottica da adottare è infatti quella di raddoppiare la capacità di messa a terra del settore e accrescere quella manifatturiera di diverse volte in meno di un decennio, mantenendo tale infrastruttura almeno per i successivi 20 anni. Una precondizione necessaria per un mondo Net-Zero al 2050.

- ¹ Guterres A., Secretary-General's remarks at opening of World Climate Action Summit, United Nations, 1 dicembre, 2023;
- ² Durante COP28, l'UE ha annunciato un investimento da 2,3 miliardi di euro in supporto alle economie in via di sviluppo e destinati ad accelerare la transizione laddove il costo del capitale rimane proibitivo per le disponibilità locali;
- ³ Von der Leyen U., Speech by President von der Leyen at COP28 on tripling renewable energy and doubling energy efficiency by 2030, 2 dicembre, 2023
European Commission, REPowerEU Plan, SWD(2022) 230 final, Annex 1, 18 maggio, 2022;
- ⁴ Da notare vi è come la sottoscrizione degli accordi necessari di una lettura che, oltre il successo diplomatico inizialmente rilevato, approfondisca le contraddizioni tra le parti in causa. L'invio per il Clima degli Stati Uniti John Kerry ha infatti sostenuto esplicitamente che senza l'apporto nucleare e dei sistemi di cattura, utilizzazione e stoccaggio sarà impossibile raggiungere una neutralità carbonica entro il 2050. Affermazioni del tutto antitetiche a quanto sostenuto in diversi paesi dell'Unione Europea. Le compagnie di stato di alcuni paesi tra i maggiori produttori petroliferi e gassiferi al mondo come Iran, Russia, Cina, Messico e Kuwait non hanno sottoscritto l'accordo per eliminare le proprie emissioni entro il 2050. Allo stesso modo occorre sottolineare come sia Cina che India, tra i maggiori emettitori di emissioni di CO₂ e il cui coinvolgimento è fondamentale per accelerare la transizione, non siano tra i firmatari del Global Renewable Pledge and Energy Efficiency Pledge. COP 28 UAE, Global Renewables and Energy Efficiency Pledge, 2 dicembre, 2023. Per un ulteriore approfondimento: Reuters, Countries promise clean energy boost at COP28 to push out fossil fuels, 2 dicembre, 2023; Financial Times, Fossil fuel companies sign up to emissions reduction pact at COP28, 2 dicembre, 2023;
- ⁵ International Energy Agency, Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5°C Goal in Reach – 2023 Update, IEA, 2023;
- ⁶ International Energy Agency, World Energy Outlook, IEA, 2023;
- ⁷ Global Wind Energy Council, Global Wind Report, 2023;
- ⁸ Bloomberg, Why Offshore Wind Is Stumbling and What Can be Done, 16 novembre, 2023; Financial Times, The struggles of the offshore wind industry, 31 ottobre, 2023;
- ⁹ European Commission, European Wind Power Action Plan, COM(2023) 669 final, 24 ottobre, 2023; European Commission, Questions and Answers on the European Wind Package, 24 ottobre, 2023;
- ¹⁰ IRENA stima in \$0,035/kWh – \$0.033/kWh i costi per l'eolico onshore, seguito da solare - entrambe queste fonti con un costo medio inferiore nel passaggio dal 2021 al 2022 - mentre per l'eolico offshore i costi sono leggermente aumentati (\$0.079/kWh-\$0.081/kWh) attestandosi oltre il doppio dell'onshore; IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2022, Agosto 2023;
- ¹¹ Borawski P. et al., Development of wind energy market in the European Union, Renewable Energy, 161, 2020, pp.691-700; Soares-Ramos E.P.P. et. al., Current status and future trends of offshore wind power in Europe, Energy, 2020;
- ¹² Wind Europe, Financing and Investment Trends: The European wind industry in 2022, marzo 2023;
- ¹³ Ibid. Un altro elemento che aiuta a comprendere il difficile momento dell'intero settore è il calo drastico nell'ammontare del debito senza rivalsa per la costruzione di nuovi parchi si è assestato a €3,7 miliardi, meno di un quarto di quanto offerto nel 2021, ovvero il minimo storico sin dal 2005, e pari soltanto al 22% di quanto investito nel settore nel 2022, la proporzione più bassa dal 2013;
- ¹⁴ Reuters, TotalEnergies defends price paid for offshore wind lease, 27 luglio, 2023;
- ¹⁵ RenewableUK, Major Scottish offshore wind farm will strengthen Britain's energy security and provide cheap power, 21 aprile, 2023; Ocean Winds, Dieppe Le Tréport offshore wind farm reaches Final Investment Decision and starts construction, 26 aprile, 2023;
- ¹⁶ Wind Europe, Offshore wind investments recovering but still "way to go" – including on supply chain, 16 agosto, 2023;
- ¹⁷ Uxolo, Baltica III: A delay to Poland's fledgling offshore wind sector, 4 settembre, 2023;
- ¹⁸ Joint Research Centre, Wind Energy in the European Union: Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets, EU Commission, 2022;
- ¹⁹ Vedi nota 12;
- ²⁰ Vedi nota 9;
- ²¹ Vedi nota 7, pp.24-26;
- ²² Bloomberg, Key UK Offshore Wind Project Axed in Blow to Climate Plans, 20 luglio, 2023;
- ²³ Associated Press, Offshore wind projects face economic storm. Cancellations jeopardize Biden clean goals, 4 novembre, 2023; Reuters, Offshore wind developers likely to cancel some contracts after New York decision, 20 ottobre, 2023;
- ²⁴ Il Summit ha radunato i governi di Germania, Francia e Paesi Bassi, insieme a Irlanda, Lussemburgo, Belgio e Danimarca, a cui si aggiungono i partner non-UE Regno Unito e Norvegia;
- ²⁵ Secondo il governo tedesco infatti oltre al pericolo della crisi climatica occorre considerare quello dei regimi autocratici in grado di "spegnere la luce nei nostri salotti e fermare la produzione delle nostre industrie." Bundesregierung, North Sea Summit Article: Making the North Seas Europe's biggest power plant, 24 aprile, 2023
- ²⁶ Vedi nota 9, pp.9-18.
- ²⁷ ENTSO-E, Recommendations for the EU's Announced Grid Action Plan, 16 novembre, 2023; Wind Europe, EU Grid Action Plan will help renewables, but urgent action needed on excessive connection queues, 28 novembre, 2023

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Comunicato del GME | “Mercato locale della flessibilità: comunicazione ai sensi dell'articolo 23, comma 23.2, del Regolamento” | pubblicato in data 17 novembre 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Comunicato del GME | “Avvio Mercato Locale Flessibilità: prima asta a termine, aggiudicata e superata la quantità richiesta inizialmente da ARETI” | pubblicato in data 22 novembre 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il primo dei comunicati, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME), facendo seguito alla richiesta presentata dal DSO¹ Areti S.p.A. - ai sensi dell'articolo 23, comma 23.2 del Regolamento del Mercato locale della flessibilità (MLF) - ha reso noto agli operatori le informazioni relative alla prima sessione di negoziazione del mercato locale a termine della flessibilità (MLT-Flex), programmata per il giorno del 22 novembre u.s..

Con il secondo dei comunicati, il GME ha successivamente reso noti gli esiti della prima asta a termine del MLF, mediante la quale Areti si è approvvigionata di 3 MW di risorse di flessibilità per il periodo gennaio – aprile 2024, quantitativo superiore del 50% rispetto alla richiesta iniziale. In particolare, a tale asta hanno partecipato 11 Balance Service Providers, che hanno offerto al DSO Areti le proprie risorse di flessibilità, contribuendo attivamente al processo di transizione energetica.

Comunicato stampa del NEMO Committee | “CEOs of European NEMOs call for deletion of the Single Legal Entity in the current review of the European Electricity Market Design (EMD)” | pubblicato in data 9 novembre 2023 | Download <https://www.nemo-committee.eu>

Con il comunicato stampa sopra indicato, i NEMO² europei hanno nuovamente rappresentato le forti criticità associate alla proposta di introdurre un'entità unica (i.e. “Single Legal Entity”) per la gestione integrata dei mercati day-ahead e intra-day comunitari, proposta quest'ultima inserita dalla Commissione Europea nell'ambito della riforma dell'Electricity Market Design (EMD) (i.e. emendamenti agli articoli 7 e 59 del Regolamento UE n. 2019/943).

Nello specifico, i CEOs di tutti i NEMOs europei evidenziano che tale centralizzazione - oltre a limitare la libertà di ciascuno Stato Membro di disciplinare i propri mercati, nonché quella dei singoli NEMO e Transmission System Operators (TSO) di esercitare la propria attività economica - qualora introdotta comporterebbe, inter alia:

i) una riduzione nel livello di efficienza dei mercati; ii) un rilevante aumento dei rischi operativi e iii) forti ritardi nell'implementazione dei nuovi progetti legati allo sviluppo dei progetti SDAC/SIDC³.

Inoltre, i NEMOs sostengono congiuntamente che l'introduzione di un'entità unica non risulta assolutamente in linea con gli obiettivi della riforma dell'EMD, finalizzata a rendere il sistema europeo ancora più stabile e resiliente in caso di eventuali ed ulteriori crisi energetiche.

A tal fine, i NEMOs propongono invece di preservare l'attuale struttura di governance, ottimizzandola tramite un adeguamento delle risorse a disposizione e una semplificazione contrattuale, così da agevolare l'implementazione dei futuri progetti pan-europei.

GAS

Comunicato del GME | “Introduzione della procedura di Trade Cancellation: approvazione della Disciplina del mercato del gas naturale” | pubblicato in data 22 novembre 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (nel seguito: MASE), con il Decreto Ministeriale n. 387 del 20 novembre 2023, ha approvato le modifiche ordinarie alla Disciplina del mercato del gas naturale (Disciplina MGAS), apportate dal GME - ai sensi dell'articolo 3, comma 3.5, della medesima Disciplina - al fine di introdurre, nell'ambito dei mercati a pronti del gas, la procedura di Trade Cancellation.

Al riguardo, le suddette modifiche sono entrate in vigore a partire dal 28 novembre u.s., contestualmente alla Disposizione Tecnica di Funzionamento (DTF) n. 21 MGAS - contenente le norme attuative della procedura di Trade Cancellation - e alle versioni aggiornate delle DTF n. 13 e n. 16.

Con il sopramenzionato Decreto 387/2023, il MASE, sentito il parere favorevole dell'ARERA, ha altresì approvato le modifiche urgenti alla Disciplina MGAS e al Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (Disciplina ME) - efficaci dalla data del 21 marzo 2022 - apportate dal GME al fine di introdurre modalità transitorie in tema di regolazione dei pagamenti.

AMBIENTALI

Comunicato del GME | “Contrattazioni sulla PGO – indisponibilità temporanea della piattaforma per

adeguamento dei sistemi P-GO al D.M. n. 224 del 14 luglio 2023” | pubblicato in data 10 novembre 2023 | Download <https://mercatoelettrico.org>

Comunicato del GME | “Modifiche al Regolamento P-GO e alle DTF nn. 02, 03, 05, 06 e 07: introduzione di ulteriori tipologie di GO relative all’energia elettrica e al gas, incluso il biometano, e adeguamenti ex Deliberazione ARERA 496/2023/R/COM” | pubblicato in data 15 novembre 2023 | Download <https://mercatoelettrico.org>

Con il primo dei comunicati in oggetto, il GME ha reso nota la temporanea indisponibilità della Piattaforma di scambio delle garanzie di origine (P-GO) dalle ore 16:00 del giorno 14 novembre 2023 u.s. alle ore 13:00 del giorno successivo, ai fini dell’adeguamento della stessa alle previsioni di cui al Decreto del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica n. 224 del 14 luglio 2023⁴ (nel seguito: Decreto). Successivamente, con il secondo comunicato pubblicato contestualmente al ripristino dell’operatività della Piattaforma P-GO, il GME ha reso nota l’entrata in vigore delle modifiche al “Regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine” (Regolamento P-GO), apportate al fine di adeguare il Regolamento P-GO alle disposizioni di cui al Decreto, nonché a quanto previsto dalla Deliberazione ARERA 496/2023/R/COM⁵.

Nello specifico, le suddette modifiche sono state effettuate allo scopo di: i) disciplinare, nell’ambito dei sistemi P-GO, le attività di negoziazione e registrazione delle ulteriori tipologie di GO introdotte dal Decreto (tra cui, in una prima fase, le GO derivanti dal gas, incluso il biometano⁶); ii) recepire le disposizioni dettate da ARERA con riferimento alla procedura di modifica del Regolamento P-GO in caso di adeguamenti derivanti da disposizioni normative e/o regolatorie vincolanti.

Ai fini della gestione operativa delle nuove tipologie di GO, con il medesimo comunicato, il GME ha altresì pubblicato le versioni aggiornate delle DTF P-GO nn. 02, 03, 05, 06 e 07, contenenti le norme attuative e procedurali del Regolamento P-GO.

DCO 2/2023 | “Contrattazioni di lungo termine delle garanzie di origine (GO). Proposta per l’introduzione

della Bacheca GO” | pubblicato in data 20 novembre 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il Documento di consultazione in oggetto il GME ha illustrato la proposta di introduzione di una bacheca informatica funzionale alla stipula di contratti di lungo termine delle garanzie di origine, in attuazione di quanto previsto dall’Art. 5, comma 3, del Decreto del Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica n. 224 del 14 luglio 2023.

In particolare, tale Bacheca, una volta operativa, consentirà agli operatori interessati di: i) pubblicare i propri annunci di vendita e/o di acquisto delle GO; ii) manifestare interesse “non vincolante” per gli annunci pubblicati da altri operatori; iii) mettersi in contatto tra loro al fine di procedere, al di fuori della Bacheca, alla stipula degli accordi di compravendita a termine delle GO.

Il termine per la raccolta delle osservazioni da parte dei soggetti interessati è fissato dal GME al 18 dicembre p.v..

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali – I QUADRIMESTRE 2024” | pubblicato in data 10 novembre 2023 | Download <https://mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 1° e il 22 dicembre 2023, i soggetti sottoposti all’obbligo di comunicazione di cui all’articolo 2.1 del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n. 17433 (nel seguito: soggetti obbligati) dovranno inviare al medesimo Gestore - mediante accesso alla “Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali” (di seguito: PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali nella propria disponibilità riferita al periodo gennaio - aprile 2024. Il GME ha altresì ricordato che saranno esclusi dalla rilevazione dei predetti dati i depositi di GPL ad uso autotrazione⁷.

È stato inoltre rinnovato l’invito per i soggetti obbligati non ancora iscritti alla PDC-OIL ad effettuare la registrazione alla Piattaforma al fine di poter assolvere all’obbligo di comunicazione dei dati di propria pertinenza.

¹Distribution System Operator;

²Nominated Electricity Market Operators;

³Single Day-Ahead Coupling/Single Intra-Day Coupling;

⁴cfr. Newsletter n. 173 di agosto 2023;

⁵cfr. Newsletter n. 175 di novembre 2023;

⁶Il Decreto 224/2023 ha altresì introdotto le garanzie di origine derivanti dalla produzione di idrogeno e di energia termica e/o frigorifera, rimandando tuttavia la loro gestione operativa ad una fase successiva;

⁷Circolare ministeriale n. 14614 del 5 giugno 2018

Gli appuntamenti

15-17 dicembre

International Conference on Computational Modeling and Sustainable Energy

Gandhinagar, Gujarat, India

Organizzato da Pandit Deendayal Energy University

<https://www.iccmse2023.com>

19 dicembre

Ideas on Sustainability for a New Humanism

Venezia, Italia

Organizzato da Università di Venezia Ca' Foscari

<https://www.unive.it/data/agenda/8/81242>

19-20 dicembre

Summit sull'eolico offshore

Roma, Italia

Organizzato da Anev

<https://www.qualenergia.it>

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/>

17 gennaio

Zero Carbon Technology Pathways

Milano, Italia

Organizzato da ES Energy & Strategy e Politecnico di Milano

<https://www.energystrategy.it>

19-21 gennaio

International Forum on Clean Energy Engineering

Evento online e in presenza

Tokyo, Giappone

Organizzato da Fcee

<http://fcee.net/>

19-21 gennaio

International Conference on Advances in Environment Research

Evento online e in presenza

Tokyo, Giappone

Organizzato da Icaer

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

20-21 gennaio

International Conference on Data Mining and Database

Zurigo, Svizzera

Organizzato da Dmdb

<https://ccseit2024.org/dmdb/index>

23 gennaio

Protocollo d'Intesa INAIL-Utilitalia

Roma, Italia

Organizzato da Utilitalia

<https://www.utilitalia.it>

23-24 gennaio

Handelsblatt Energy Summit

Evento online e in presenza

Organizzato da Handelsblatt

<https://veranstaltungen.handelsblatt.com/energy-summit/>

25 gennaio

Houston Executive Summit for Oil and Gas Experts

Evento online e in presenza

Houston, Tx, Usa

Organizzato da Advena World Conferences

<https://advenaworld.com>

30-31 gennaio

Eceee's Aero Carbon Industry

Evento online e in presenza

Antwerp, Belgio

Organizzato da Eceee

<https://www.eceee.org/industry/>

31 gennaio – 3 febbraio

Klimahouse

Bolzano, Italia

Organizzato da Fiera Bolzano

<https://www.fierabolzano.it/it/klimahouse/home>

6-8 febbraio

Genera 2024

Madrid, Spagna

Organizzato da Ifema

<https://www.ifema.es/genera>

8-9 febbraio

International Conference on Climate Change

Evento online e in presenza

Colombo, Sri Lanka

Organizzato da The International Institute of Knowledge Management

<https://climatechangeconferences.com/>

13-15 febbraio

Pipeline Coating

Vienna, Austria

Organizzato da Applied Market Information

<https://www.ami-events.com>

15 febbraio

Welfare & HR Summit

Evento online e in presenza

Organizzato da Il Sole 24 Ore

<https://24oreventi.ilsole24ore.com/welfare-e-hr-summit-2024/>

25-27 febbraio

International Conference on Smart Grid and Green Energy

Evento online e in presenza

Nha Trang, Vietnam

Organizzato da Sgge

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

27-29 febbraio

International Conference on Mechatronics and Robotics Engineering

Evento online e in presenza

Milano, Italia

Organizzato da Ieee

<http://icmre.org/>

28 febbraio – 1 marzo

KEY – The Energy Transition Expo

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

<https://www.key-expo.com/>



22-24 marzo

International Conference on Energy and Environmental Science

Evento online e in presenza

Chongqing, Cina

Organizzato da Chongqing Jiaotong University

<http://www.icees.org>

22-24 marzo

International Conference On Renewable Energy Technologies

Evento online e in presenza

Chongqing, Cina

Organizzato da Icret

<http://icret.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.