

APPROFONDIMENTI
BIOMETANO 2023: STATO DELL'ARTE E NUOVI OBIETTIVI
di Gian Paolo Repetto - RIE

Policy e regolazione a livello europeo e nazionale stanno cercando di costruire un contesto favorevole allo sviluppo dell'industria del biometano, per la sua importanza come contributo alla transizione, per la riduzione della dipendenza da fonti energetiche extra UE, come opportunità per l'economia circolare data la possibilità di impiegare per la sua produzione rifiuti organici, fanghi di depurazione, scarti agricoli e sottoprodotti dell'agroalimentare. Analogamente ad altri settori coinvolti nelle politiche UE per la transizione, anche gli obiettivi per il biometano sono estremamente ambiziosi e non facilmente raggiungibili, implicando ingenti impieghi di capitale, condizioni di sostegno molto favorevoli e il superamento di alcune criticità. L'articolo intende sintetizzare, nell'ambito del quadro europeo, lo stato del comparto in Italia anche rispetto ai target definiti dal PNRR, dal RepowerEU e dal nuovo Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC 2023).

La situazione in Europa e gli indirizzi del RepowerEU

A fine 2022, l'Europa contava in totale 1.222 impianti di produzione di biometano, in deciso aumento negli ultimi anni, essendo quasi raddoppiati rispetto al 2017 (627). La produzione ha registrato una crescita notevole nell'ultimo decennio: i dati consolidati del 2021 (ultimi disponibili) indicano un output complessivo di circa 3,5 mld mc, con un incremento del 20% rispetto al 2020 (fig. 1); per il 2022 è stimato un aumento anche maggiore¹. Il 58% degli impianti attivi è allacciato alla rete di distribuzione gas, il 19% è connesso alla rete di trasporto, il 9% non è allacciato alla rete gas e per il restante 14% non sono disponibili informazioni. I maggiori produttori di biometano nel 2021 sono stati Germania (1,2 mld mc), Regno Unito (0,6 mld mc), Danimarca (0,5 mld mc), Francia (0,4 mld mc), Paesi Bassi (0,22 mld mc) e Italia (0,17 mld mc).


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/ LUGLIO 2023

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI
*Biometano 2023: stato dell'arte e
nuovi obiettivi*
di Gian Paolo Repetto - RIE
NOVITA' NORMATIVE

pagina 32

APPUNTAMENTI

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A luglio il Pun, pari a 112,09 €/MWh, registra il primo lieve rialzo mensile da inizio anno guidato da una domanda in crescita rispetto a giugno (MGP: 27,0 TWh, con la liquidità del mercato al 74,0%), sebbene a ridosso dei livelli minimi osservati nel mese in esame dal 2015. La crescita dei prezzi, ascrivibile allo stagionale aumento dei volumi, risulta in parte contenuta dai deprezzamenti osservati nell'offerta termica in presenza di un ulteriore calo dei costi del gas al PSV oltre che da un aumento delle importazioni nette. A livello zonale, torna negativo lo spread Nord-Sud (111 €/MWh vs 113 €/MWh)

mentre più alto che nel resto della penisola risulta il prezzo in Sicilia (117 €/MWh).

Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra scambi per 2,6 TWh (+15,0%). Ai massimi storici i volumi e gli abbinamenti registrati sul XBID, pari rispettivamente a oltre 0,6 TWh e circa 321 mila abbinamenti.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), il baseload Agosto 2023 chiude il mese a un prezzo di 102,74 €/MWh. In calo mensile le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

A luglio il Pun torna in aumento mensile, a 112,09 €/MWh (+6,75 €/MWh), sostenuto dalla stagionale ripresa della domanda, in corrispondenza anche delle elevate temperature registrate nel corso del mese (27,0 GWh, +4,7 GWh su giugno, valore massimo dell'ultimo anno, ma livello tra i più bassi dal 2015 per luglio). La spinta rialzista della domanda è mitigata dall'aumento di offerta competitiva a

ciclo combinato, concomitante con prezzi del gas al PSV ancora in calo e ai minimi dall'estate 2021 (32 €/MWh, -2 €/MWh), e con importazioni nette in ripresa, anche per effetto di quotazioni elettriche in calo mensile sulle limitrofe borse estere settentrionali. Il rialzo del prezzo, diffuso in tutti i gruppi di ore, è più intenso nei giorni festivi, per un rapporto picco/baseload che rimane stabile a 1,05 (Grafico 1 e Tabella 1).

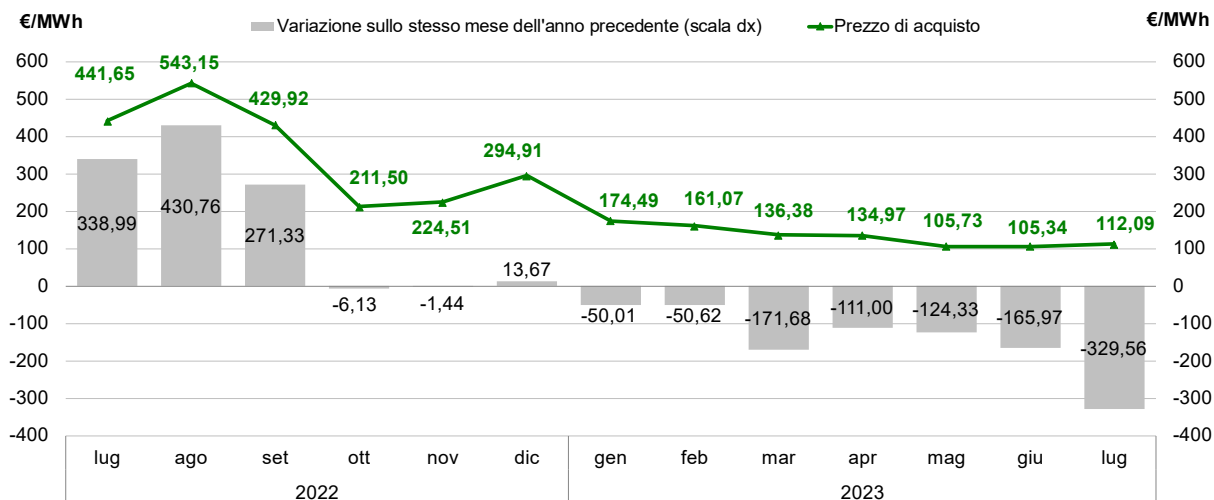
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	112,09	441,65	-329,56	-74,6%	26.890	-1,0%	36.329	-3,7%	74,0%	72,0%
<i>Picco</i>	117,72	500,59	-382,87	-76,5%	32.502	-1,2%	43.817	-3,8%	74,2%	72,2%
<i>Fuori picco</i>	109,21	411,45	-302,25	-73,5%	24.016	-0,9%	32.494	-3,6%	73,9%	71,9%
<i>Minimo orario</i>	40,00	148,60			17.385		22.814		67,0%	56,1%
<i>Massimo orario</i>	205,00	651,00			37.540		50.149		83,7%	85,4%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



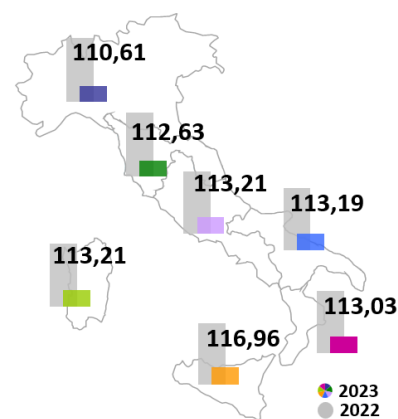
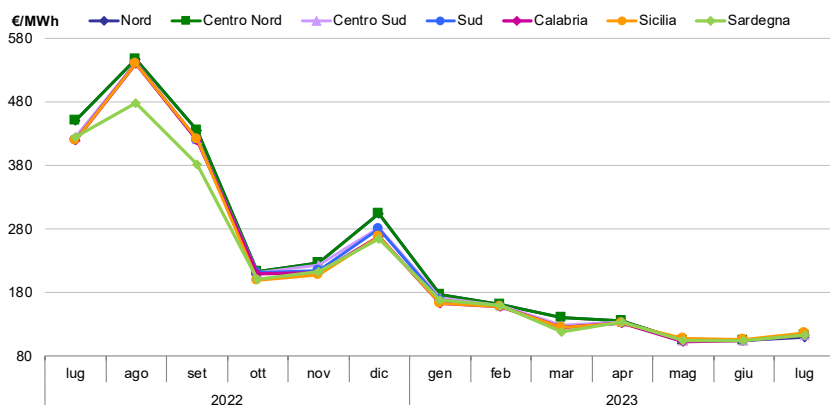
I PREZZI ZONALI

A livello zonale crescono tutti i prezzi di vendita. In un contesto più favorevole per effetto dei maggiori ribassi registrati nell'offerta termica e della meno intensa crescita degli acquisti, il prezzo del Nord torna, per la prima volta negli ultimi due anni, inferiore a quello delle altre zone peninsulari (110,61 €/MWh, +5 €/MWh vs. 113 €/MWh, +7/+8 €/MWh), penalizzate anche dal restringimento del transito NORD-

CNOR nell'ultima parte del mese. Più alto il prezzo in Sicilia (117 €/MWh, +11 €/MWh) che importa frequentemente fino a saturazione del transito con la Calabria nella seconda parte del mese, quando, in presenza anche di indisponibilità di capacità termica dichiarata ai sensi Remit, si osserva un massimo orario a 400 €/MWh (nella giornata del 25 luglio) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Cresce su base mensile l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, attestandosi a 27,0 TWh, valore comunque tra i più bassi dal 2015. La variazione mensile si registra in corrispondenza di un più accentuato incremento dei volumi negoziati sulla borsa elettrica del GME (20,0 TWh), rispetto all'aumento delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP (7,0 TWh). Per

effetto di tali dinamiche la liquidità del mercato sale al 74,0% (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Lato domanda, crescono gli acquisti nazionali, a 26,6 TWh (+14,6% su base mensile), e gli acquisti esteri (esportazioni) a circa 0,4 TWh (+26,7%). Lato offerta, aumentano le vendite nazionali, a 22,2 TWh (+12,0%), e le importazioni, a 4,9 TWh (+29,3%) (Tabella 4).

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

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.006.186	-1,0%	74,0%
Operatori	12.489.144	-2,8%	46,2%
GSE	2.669.617	+9,2%	9,9%
Zone estere	4.847.425	-0,9%	17,9%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	-
PCE (incluso MTE)	7.022.621	-10,5%	26,0%
Zone estere	8.252	-81,4%	0,0%
Zone nazionali	7.014.369	-10,5%	26,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	27.028.806	-3,7%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.601.302	+48,4%	
OFFERTA TOTALE	43.630.108	+11,2%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.006.186	-1,0%	74,0%
Acquirente Unico	1.695.487	-33,0%	6,3%
Altri operatori	15.550.413	+1,5%	57,5%
Pompaggi	15.155	+255,1%	0,1%
Zone estere	417.529	+108,5%	1,5%
Saldo programmi PCE	2.327.602	+8,0%	8,6%
PCE (incluso MTE)	7.022.621	-10,5%	26,0%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.350.222	-6,5%	34,6%
Saldo programmi PCE	-2.327.602	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	27.028.806	-3,7%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	860.891	+17,6%	
DOMANDA TOTALE	27.889.697	-3,1%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME

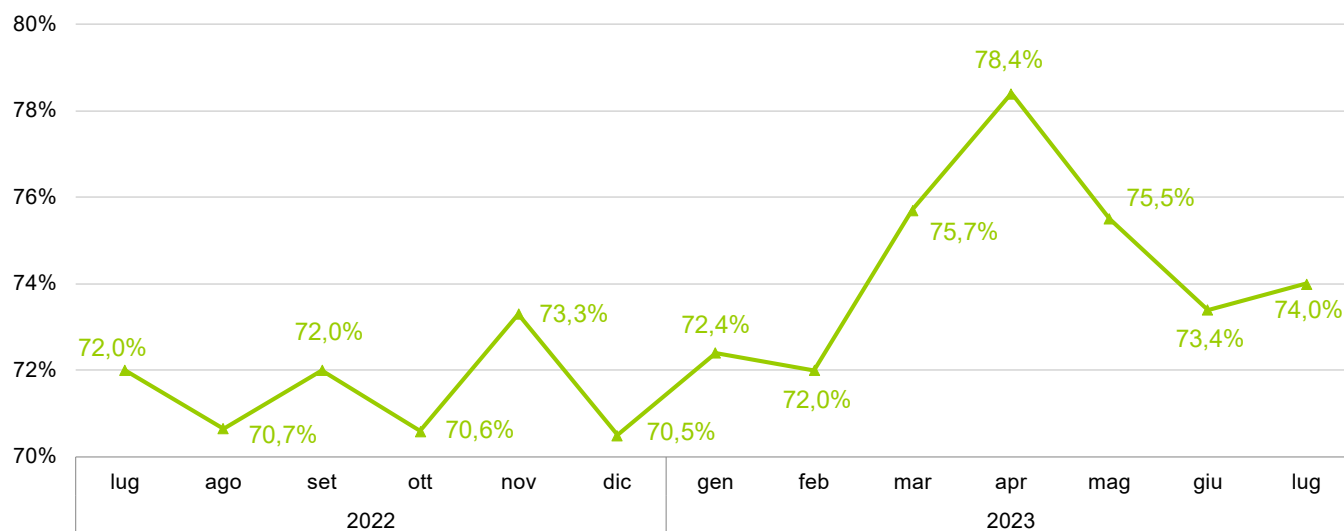


Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.194.284	27.143	+23,2%	11.619.579	15.618	+5,6%	14.422.869	19.386	-5,8%
Centro Nord	1.554.049	2.089	+7,4%	1.376.393	1.850	+6,9%	2.324.941	3.125	-3,7%
Centro Sud	5.772.483	7.759	+1,1%	2.481.328	3.335	-19,1%	4.831.662	6.494	-3,5%
Sud	5.327.550	7.161	+9,2%	2.960.295	3.979	-16,0%	1.855.515	2.494	-2,7%
Calabria	2.539.296	3.413	+18,1%	1.663.460	2.236	+20,5%	561.519	755	-3,0%
Sicilia	2.098.438	2.820	-13,5%	1.107.067	1.488	-33,8%	1.767.700	2.376	-1,6%
Sardegna	1.240.772	1.668	-3,4%	965.006	1.297	-19,4%	847.072	1.139	+0,7%
Totale nazionale	38.726.871	52.052	+12,9%	22.173.127	29.803	-4,1%	26.611.278	35.768	-4,5%
Estero	4.903.236	6.590	-1,1%	4.855.679	6.526	-1,6%	417.529	561	+108,5%
Sistema Italia	43.630.108	58.643	+11,2%	27.028.806	36.329	-3,7%	27.028.806	36.329	-3,7%

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

LE FONTI

L'aumento mensile delle vendite nazionali si concentra sugli impianti a ciclo combinato (+3,9 GWh medi), mentre, tra le altre fonti tradizionali, risulta in calo il carbone, anche nell'ambito del contesto regolatorio che fa seguito al comunicato di Terna del 7 luglio relativo alle modifiche al programma di massimizzazione della produzione degli impianti alimentati da fonti termiche diverse dal gas. In flessione anche le vendite rinnovabili, riduzione che interessa soprattutto l'idrico al Nord

(ancora su valori modesti per il periodo) e in parte compensata dalla modesta crescita dei volumi eolici al centro meridione e sulle isole, in rialzo rispetto ai bassi livelli di giugno. In virtù delle sopra citate dinamiche, risulta in netto aumento la quota di mercato del gas (47,0%) e in più modesta crescita quella dell'eolico (5,7%), mentre si riducono le quote dell'idrico (21,1%), del carbone (4,7%) e del solare (12,2%) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	8.638	-2,5%	772	+10,9%	1.867	-35,2%	2.358	-25,5%	1.823	+26,8%	885	-47,3%	865	-30,3%	17.208	-13,8%
Gas	7.640	-1,3%	717	+9,4%	1.141	-38,4%	1.561	-16,6%	1.692	+31,0%	839	-34,2%	409	-24,9%	14.000	-8,1%
Carbone	69	-82,5%	-	-	450	-43,4%	513	-54,6%	0	-	-	-	377	-40,2%	1.409	-52,2%
Altre	929	+27,3%	55	+35,8%	276	+18,3%	285	+74,4%	130	-10,6%	46	-88,6%	78	+19,5%	1.799	+0,9%
Fonti rinnovabili	6.705	+18,8%	1.078	+4,2%	1.400	+15,5%	1.620	+3,0%	413	-0,9%	590	+6,1%	428	+16,6%	12.234	+13,2%
Idraulica	4.592	+24,9%	188	+22,5%	591	+31,4%	502	-1,6%	147	-	185	+8,7%	96	-4,2%	6.301	+21,0%
Geotermica	-	-	602	-1,4%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	602	-1,4%
Eolica	22	+116,8%	17	+39,4%	320	+21,1%	752	+7,6%	184	-5,1%	238	+10,0%	174	+63,0%	1.707	+13,6%
Solare e altre	2.091	+6,9%	270	+4,9%	489	-1,9%	367	+0,7%	83	+4,0%	167	-1,6%	157	-1,5%	3.624	+4,0%
Pompaggio	275	-1,1%	-	-	68	+134,8%	-	-	-	-	12,96	+20,4%	5	+3254,0%	361	+13,4%
Totale	15.618	+5,6%	1.850	+6,9%	3.335	-19,1%	3.979	-16,0%	2.236	+20,5%	1.488	-33,8%	1.297	-19,4%	29.803	-4,1%

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

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia Fonte: GME

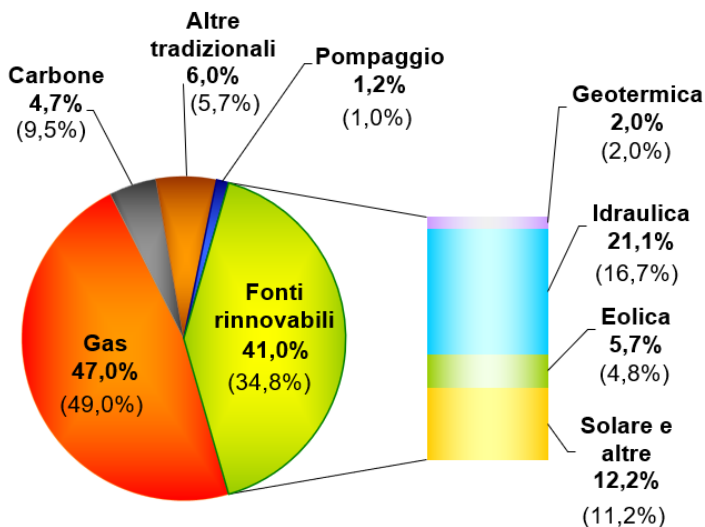
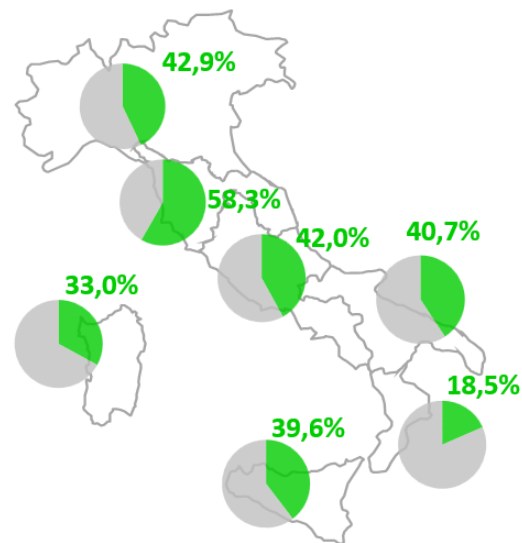


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto dell'Italia registra una ripresa, portandosi a 4,5 TWh (+29,5%). L'aumento dei flussi in entrata si concentra sulla frontiera francese e svizzera e riflette sia dinamiche di prezzo, con le quotazioni di queste ultime più frequentemente

inferiori al riferimento del Nord (almeno nel 92% delle ore), che un innalzamento della NTC (Tabella 6 e Figura 1). Si segnala, infine, la riapertura della interconnessione con la Grecia, inibita dall'ultima decade di maggio.

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*	1.925.542 (1.708.440)	99,7% (96,6%)	0,1% (3,1%)	0,2% (0,3%)	90,2% (62,9%)	- (0,9%)	2.680 (2.678)	1.925.900 (1.719.294)	1.925.900 (1.685.814)	1.230 (997)	358 (10.854)	358 (10.854)
Italia - Svizzera	2.167.526 (2.006.943)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	3.266 (3.052)	2.179.717 (2.014.925)	n/a n/a	3.091 (3.034)	12.191 (7.983)	n/a n/a
Italia - Austria*	104.901 (194.265)	78,4% (97,2%)	8,2% (1,9%)	13,4% (0,9%)	87,2% (95,7%)	8,6% (1,5%)	168 (272)	109.576 (195.509)	109.576 n/a	69 (89)	4.675 (1.243)	4.675 (1.243)
Italia - Slovenia*	172.106 (350.503)	77,2% (97,3%)	22,0% (1,9%)	0,8% (0,8%)	67,7% (87,5%)	14,2% (0,4%)	478 (513)	255.311 (354.551)	255.311 (354.551)	631 (621)	83.205 (4.049)	83.205 (4.049)
Italia - Montenegro	220.495 (295.057)	81,2% (90,7%)	12,8% (9,3%)	6,0% (-)	13,0% (51,5%)	- (-)	557 (528)	288.527 (323.935)	n/a n/a	611 (524)	68.031 (28.879)	n/a n/a
Italia - Grecia	-12.629 (317.166)	35,9% (94,4%)	38,3% (5,6%)	25,8% (-)	- (-)	- (-)	396 (521)	96.646 (326.739)	96.646 (326.739)	396 (521)	109.276 (9.573)	109.276 (9.573)
Italia - Malta	-91.995 (-73.099)	- (-)	92,5% (95,7%)	7,5% (4,3%)	- (-)	18,3% (1,7%)	200 (200)	0 (-)	n/a n/a	200 (200)	91.995 (73.099)	n/a n/a
TOTALE**	4.485.945 (4.799.275)							4.855.677 (4.934.954)	2.387.433 (2.562.614)		369.732 (135.679)	197.514 (25.719)

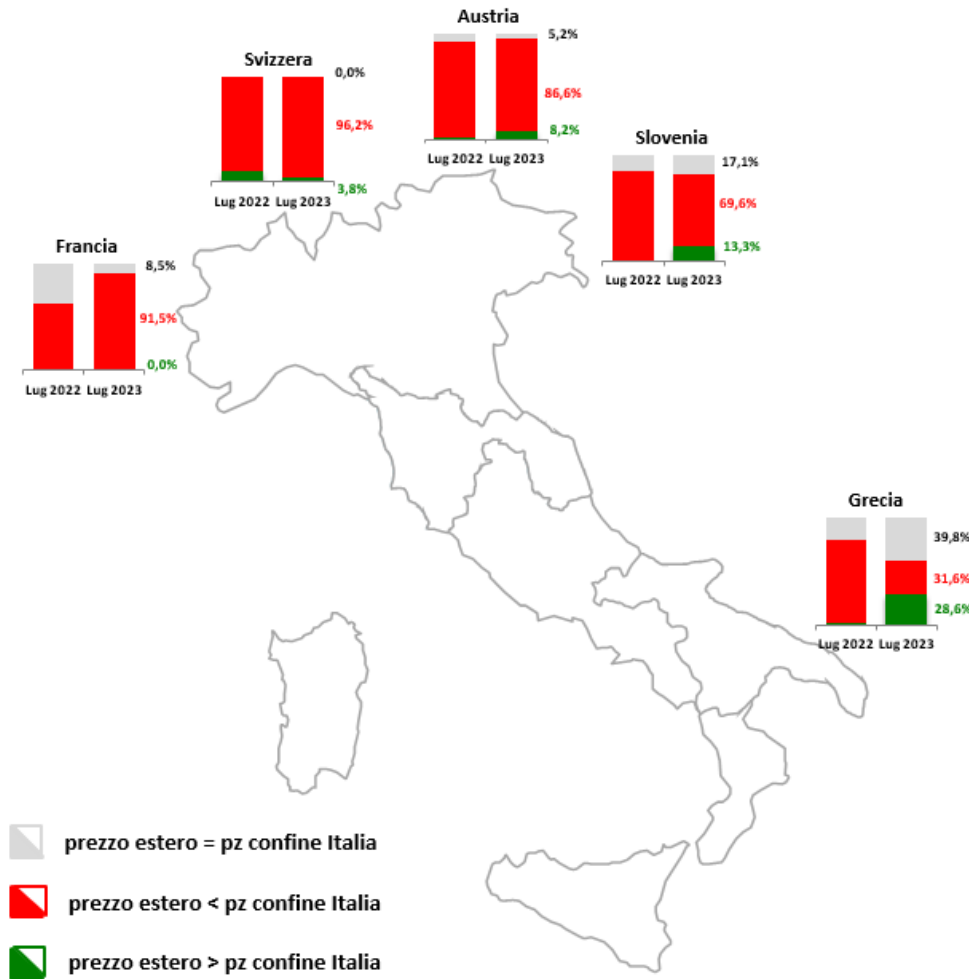
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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



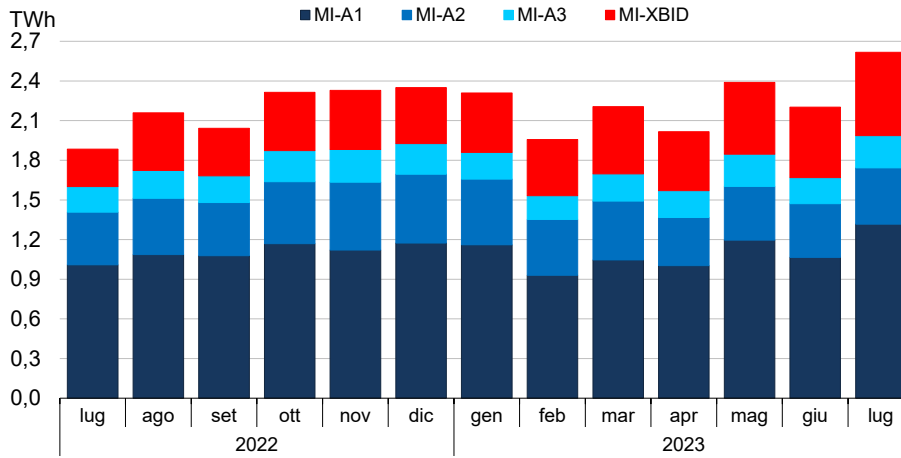
MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A luglio i volumi scambiati nel MI si attestano a 2,6 TWh (+15,0% su giugno), il livello più alto da aprile 2016. L'incremento si osserva sia sui mercati in asta (2,0 TWh, di cui 1,3 TWh sul MI-A1) che su XBID, ai massimi storici sia in termini di volumi che di abbinamenti (rispettivamente 630,8 GWh e quasi 383 mila). Oltre l'86% degli scambi XBID è ancora realizzato a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3) e risultano pressoché invariate le quote degli scambi aventi una controparte estera (60%), quella relativa agli

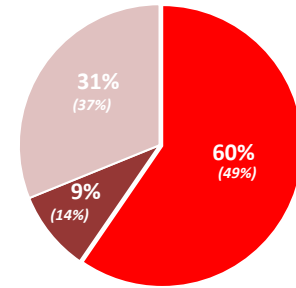
scambi all'interno della medesima zona nazionale (9%) e quella degli scambi tra zone nazionali diverse (31%). Rialzi dei prezzi analoghi a quelli registrati su MGP, si osservano anche nei mercati infragiornerali in asta (111/120 €/MWh, +6%/+9%) e su XBID (115 €/MWh, +3%), allineati o inferiori su MI-A1 e MI-A2 e superiori su MI-A3 e su XBID (+2%). Il ranking dei prezzi zonal segue quanto osservato sul MGP, con quotazioni inferiori al Nord rispetto al resto del Sistema (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 9).

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME



Struttura degli scambi su XBID



■ con l'estero
■ all'interno della stessa zona
■ tra zone nazionali

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA								NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID		Totale	
	MWh (1-24 h)	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh (13-24 h)	var %	MWh	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh	var %
Nord	649.579	38,9%	137.784	-20,4%	84.108	10,7%	871.470	21,6%	138.950	36,7%	1.010.421	23,5%
Centro Nord	83.637	35,0%	38.277	127,2%	15.066	44,3%	136.980	53,5%	38.837	50,6%	175.817	52,8%
Centro Sud	172.395	-2,9%	70.368	6,1%	37.467	-6,9%	280.230	-1,4%	49.217	54,0%	329.447	4,2%
Sud	158.202	0,1%	74.688	10,6%	43.190	48,1%	276.081	8,3%	73.156	142,2%	349.236	22,5%
Calabria	39.031	88,9%	12.476	58,8%	7.349	-9,1%	58.856	60,8%	8.978	53,6%	67.834	59,8%
Sicilia	93.926	37,4%	29.595	0,3%	14.891	21,6%	138.412	25,7%	30.486	225,5%	168.898	41,4%
Sardegna	23.505	-20,3%	34.390	68,8%	22.530	159,2%	80.425	37,3%	9.255	6,5%	89.680	33,3%
Estero	96.838	289,0%	27.724	53,7%	19.358	138,0%	143.920	181,8%	281.916	307,0%	425.837	253,9%
Totale	1.317.114	30,6%	425.302	6,4%	243.959	26,4%	1.986.375	24,1%	630.796	123,1%	2.617.170	38,9%

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA								NEGOZIAZIONE CONTINUA		Mercato Infragiornaliero	
	MI-A1		MI-A2		MI-A3		Totale		XBID		Totale	
	MWh (1-24 h)	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh (13-24 h)	var %	MWh	var %	MWh (1-24 h)	var %	MWh	var %
Nord	695.007	36,5%	179.818	4,7%	105.533	22,7%	980.358	27,8%	208.798	119,6%	1.189.156	37,9%
Centro Nord	51.163	89,6%	11.735	-18,6%	7.472	-4,3%	70.370	43,0%	23.211	12,9%	93.581	34,1%
Centro Sud	232.526	33,1%	78.006	-0,4%	35.379	20,6%	345.911	22,5%	55.884	117,6%	401.795	30,4%
Sud	123.826	1,8%	70.133	3,5%	35.538	39,0%	229.497	6,8%	70.540	116,7%	300.037	21,2%
Calabria	32.249	-13,1%	10.662	13,8%	5.726	10,9%	48.637	-5,8%	7.823	44,1%	56.460	-1,1%
Sicilia	108.135	25,7%	26.540	-15,8%	14.370	32,7%	149.044	16,1%	28.667	154,6%	177.711	27,3%
Sardegna	12.079	-27,2%	18.583	95,3%	11.733	46,9%	42.396	24,4%	9.997	69,5%	52.392	31,0%
Estero	62.128	70,5%	29.826	77,0%	28.208	39,3%	120.162	63,4%	225.876	161,7%	346.038	116,5%
Totale	1.317.114	30,6%	425.302	6,4%	243.959	26,4%	1.986.375	24,1%	630.796	123,1%	2.617.170	38,9%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

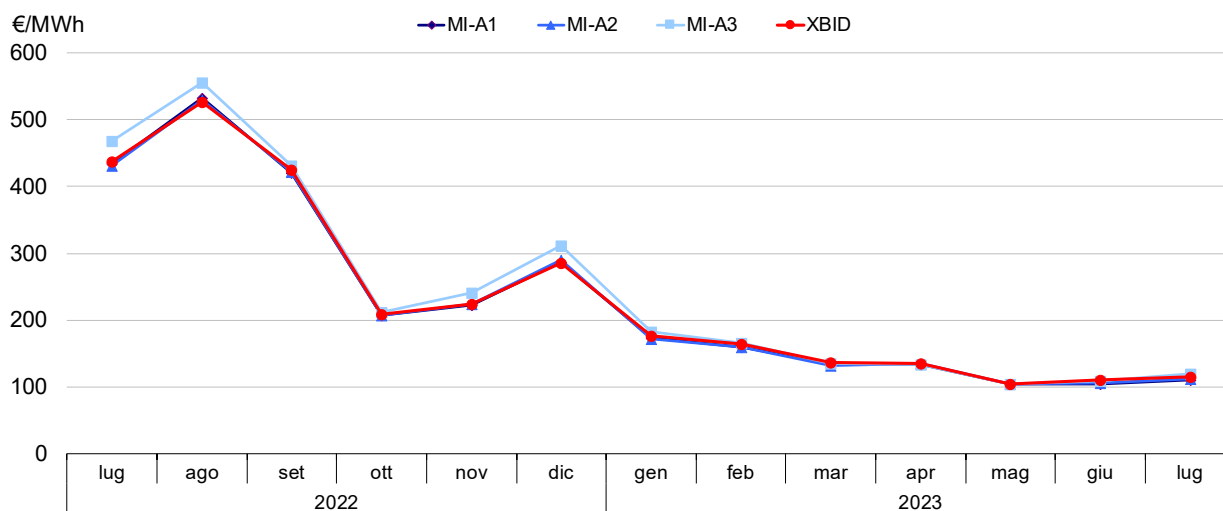


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero							
	MGP (1-24 h) €/MWh	MGP (13-24 h) €/MWh	ASTA						NEGOZIAZIONE CONTINUA	
			MI-A1 (1-24 h)		MI-A2 (1-24 h)		MI-A3 (13-24 h)		X-BID (1-24 h)	
			€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %	€/MWh	var %
Nord	110,61	115,18	109,71 (-0,8%)	-75,5%	110,36 (-0,2%)	-75,3%	115,57 (+0,3%)	-75,9%	111,99 (+1,2%)	-74,7%
Centro Nord	112,63	119,14	111,46 (-1,0%)	-75,1%	112,09 (-0,5%)	-74,8%	120,73 (+1,3%)	-74,9%	117,63 (+4,4%)	-73,9%
Centro Sud	113,21	120,06	111,93 (-1,1%)	-73,4%	112,17 (-0,9%)	-73,3%	120,97 (+0,8%)	-73,5%	114,81 (+1,4%)	-72,7%
Sud	113,19	120,03	111,93 (-1,1%)	-73,0%	112,13 (-0,9%)	-72,9%	120,97 (+0,8%)	-73,1%	115,28 (+1,8%)	-72,5%
Calabria	113,03	119,89	111,56 (-1,3%)	-73,1%	111,94 (-1,0%)	-73,0%	120,72 (+0,7%)	-73,1%	115,49 (+2,2%)	-72,6%
Sicilia	116,96	126,68	117,51 (+0,5%)	-71,6%	117,46 (+0,4%)	-71,6%	129,81 (+2,5%)	-71,1%	117,92 (+0,8%)	-72,0%
Sardegna	113,21	120,06	111,93 (-1,1%)	-73,3%	112,17 (-0,9%)	-73,3%	120,97 (+0,8%)	-73,4%	116,68 (+3,1%)	-72,4%

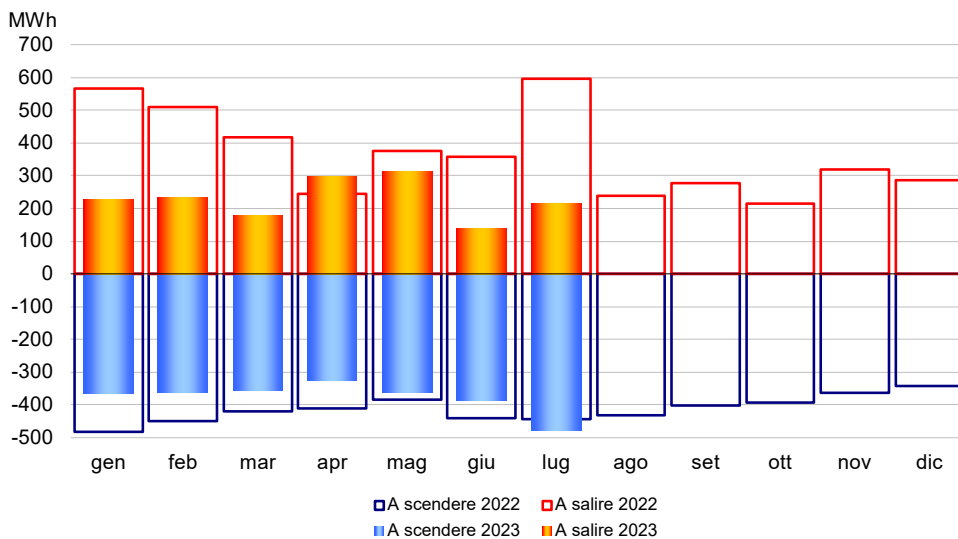
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Rimangono modesti i volumi del mercato MSD ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire a 0,2 TWh e le sue vendite in ulteriore rialzo mensile (0,4 TWh, massimo da febbraio 2022) (Grafico 8).

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

Fonte: GME



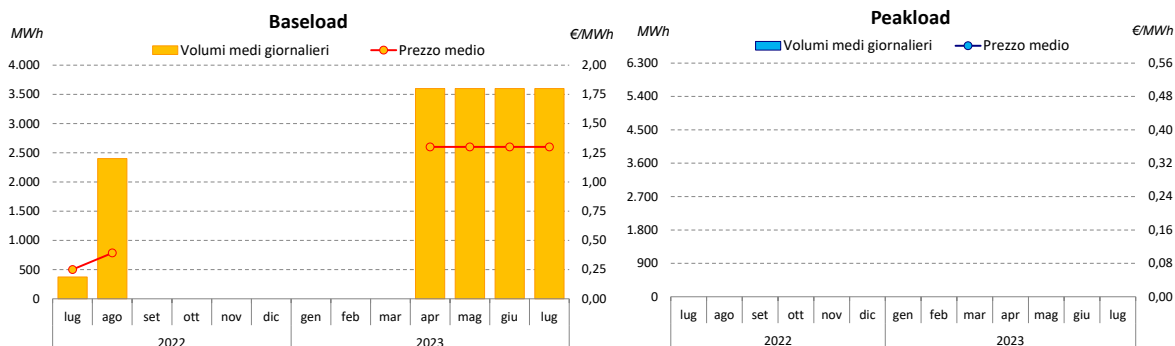
MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel MPEG si osservano 12 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', per volumi pari a 43,2 GWh. Gli scambi si realizzano sul solo prodotto baseload, il cui prezzo medio si attesta a 1,30 €/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	12 (3)	12/31 2/31	1,30 (0,25)	1,30 (0,25)	1,30 (0,25)	43.200 (744)	3.600 (372)
Peakload	- (-)	0/21 0/21	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Totale	12 (3)					43.200 (744)	



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE non si registrano scambi a luglio. Il prodotto Agosto 2023 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di 102,74 €/MWh sul baseload e di 107,47 €/MWh

sul peakload e una posizione aperta di 8,9 GWh. Pertanto, la posizione aperta complessiva a fine mese scende a 28,5 GWh (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a luglio

Fonte: GME

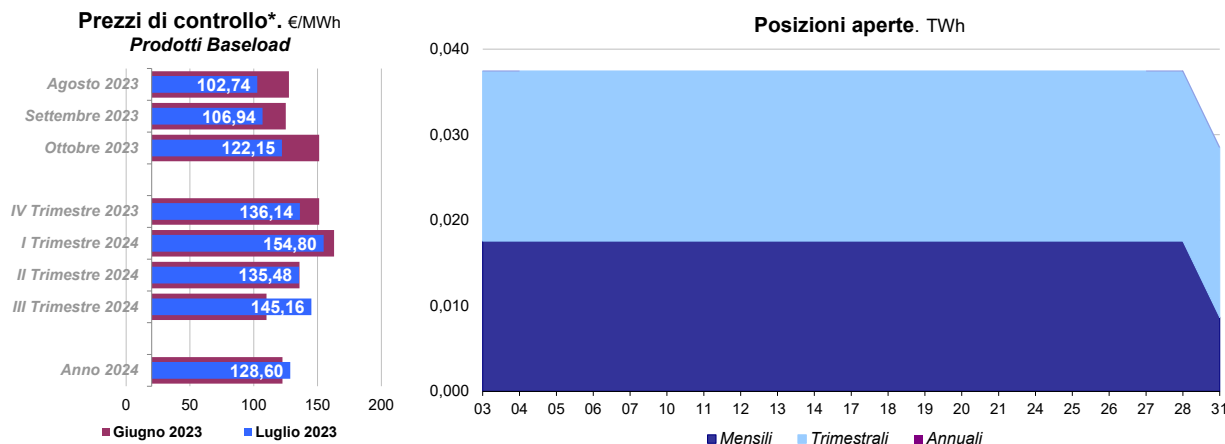
	PRODOTTI BASELOAD								Posizioni aperte**	
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	MW	MWh	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW				
Agosto 2023	102,74	-19,5%	-	-	-	-	-	12	8.928	
Settembre 2023	106,94	-14,5%	-	-	-	-	-	12	8.640	
Ottobre 2023	122,15	-19,3%	-	-	-	-	-	-	-	
Novembre 2023	143,26	-	-	-	-	-	-	-	-	
IV Trimestre 2023	136,14	-10,0%	-	-	-	-	-	9	19.881	
I Trimestre 2024	154,80	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-	
II Trimestre 2024	135,48	-0,3%	-	-	-	-	-	-	-	
III Trimestre 2024	145,16	+32,0%	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2024	128,60	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-	
Totale			-	-	-	-	-		28.521	

	PRODOTTI PEAK LOAD								Posizioni aperte**	
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	MW	MWh	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW				
Agosto 2023	107,47	-15,2%	-	-	-	-	-	-	-	
Settembre 2023	113,25	-14,5%	-	-	-	-	-	-	-	
Ottobre 2023	137,04	-19,3%	-	-	-	-	-	-	-	
Novembre 2023	164,29	-	-	-	-	-	-	-	-	
IV Trimestre 2023	156,55	-10,0%	-	-	-	-	-	-	-	
I Trimestre 2024	163,98	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-	
II Trimestre 2024	134,17	-0,3%	-	-	-	-	-	-	-	
III Trimestre 2024	151,84	+32,0%	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2024	142,03	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-	
Totale			-	-	-	-	-		28.521	

* 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 giugno risultano pari a 20,9 TWh, con una posizione netta a 12,6 TWh (Tabella 11).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, si porta a 1,66 (Grafico 10).

Quanto ai programmi registrati, ammontano a 7,0 TWh nei conti in immissione e a 9,4 TWh in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 5,5 TWh e a 3,2 TWh.

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

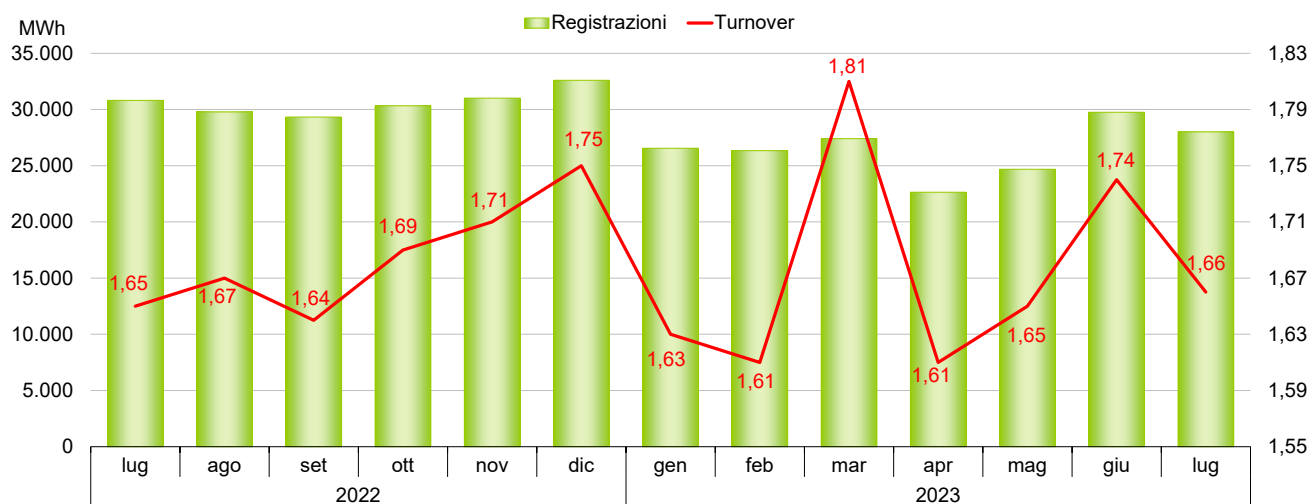
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione		Prelievo		
				MWh	Variazione	MWh	Variazione	
Baseload	2.219.829	- 67,5%	10,6%	Richiesti	8.068.611	-13,9%	9.351.132	-6,7%
Off Peak	492	- 99,5%	0,0%	Rifiutati	1.045.990	-29,8%	910	-95,4%
Peak	372	- 99,9%	0,0%	Registrati	7.022.621	-10,9%	9.350.222	-6,5%
Week-end	-	-	-	Sbilanciamenti a programma	5.542.920	-8,5%	3.215.318	-18,2%
Totale Standard	2.220.693	- 69,4%	10,6%	Saldo programmi	-	-	2.327.602	+8,0%
Totale Non standard	18.621.166	+18,9%	89,1%					
PCE bilaterali	20.841.859	- 9,1%	99,8%					
MTE	8.928	+1100,0%	0,0%					
MPEG	43.200	+5706,5%	0,2%					
TOTALE PCE	20.893.987	- 8,9%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	12.565.541	- 9,8%						

* 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 luglio i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.421 milioni di mc (46,7 TWh), risultando inferiori per il mese in analisi alla media degli ultimi cinque anni (-5%). Tale dato si osserva in corrispondenza di importazioni tramite gasdotto e GNL complessivamente pari a 5.233 milioni di mc (55,3 TWh), di cui oltre il 38% registrato a Mazara (21,1 TWh), e di una produzione nazionale pari a 236 milioni di mc (2,5 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, le iniezioni ammontano a 11,1 TWh, con la giacenza complessiva a fine mese ai massimi da oltre dodici anni.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 10,2 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 21,8%. Gli scambi risultano concentrati nei mercati a

contrattazione continua, sia day-ahead (5,7 TWh) che intraday (3,3 TWh), con un peso complessivo dell'89% sul totale contrattato a pronti. Per quanto riguarda i prezzi, si evidenzia che dal 19 luglio 2023 il GME calcola e pubblica per ciascun giorno gas, sulla base dei prezzi registrati sul mercato a pronti, l'IG Index (IGI), con l'obiettivo di fornire un utile strumento di interpretazione e valutazione delle dinamiche osservate sui mercati del gas con consegna al PSV. Mediamente a luglio l'IGI si attesta a 29,58 €/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 un loro allineamento attorno ai 32 €/MWh.

IL CONTESTO

A luglio i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.421 milioni di mc (46,7 TWh), valore inferiore alla media degli ultimi cinque anni per il mese in analisi (-5%). Di questi 2.235 milioni di mc (23,6 TWh) sono relativi al settore termoelettrico, in consistente aumento rispetto al mese precedente (+35%) trainato dai livelli molto elevati della domanda di energia elettrica. Stabili o in calo i consumi nel settore civile, pari a 902 milioni di mc (9,5 TWh), e quelli del comparto industriale, pari a 971 milioni di mc (10,3 TWh). In aumento su base mensile le esportazioni e gli altri consumi, a 314 milioni di mc (3,3 TWh).

Sul lato delle importazioni (5.233 milioni di mc, 55,3 TWh), crescono rispetto a giugno sia i volumi di gas in entrata

tramite gasdotto, a 3.722 milioni di mc (39,4 TWh), che quelli tramite rigassificatori GNL, a 1.408 milioni di mc (14,9 TWh). Sempre rispetto al mese precedente, la modulazione dei flussi per singoli punti di entrata, tra i quali Mazara rimane la principale via di approvvigionamento (21,1 TWh, 38% del totale importato), mostra un incremento consistente delle importazioni dal Nord Europa a Passo Gries (6,8 TWh) e al terminale di Cavarzere (8,8 TWh). Sostanzialmente stabili o in calo i flussi nei restanti punti in entrata.

A luglio continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (11,1 TWh), con la giacenza complessiva di gas naturale nell'ultimo giorno del mese che ammontava a 11.371 milioni di mc (120,2 TWh), valore massimo da oltre dodici anni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.233	55,3	-22,4%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.998	21,1	+17,3%
Tarvisio	107	1,1	-90,0%
Passo Gries	642	6,8	-53,8%
Gela	169	1,8	-14,9%
Gorizia	-	-	-100,0%
Melendugno	806	8,5	-11,9%
Panigaglia (GNL)	199	2,1	-31,2%
Cavarzere (GNL)	833	8,8	+10,8%
Livorno (GNL)	375	4,0	-10,3%
Piombino (GNL)	103	1,1	-
Produzione Nazionale	236	2,5	-11,0%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.469	57,8	-21,9%
TOTALE CONSUMATO			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.107	43,4	-4,5%
Industriale	971	10,3	-1,0%
Termoelettrico	2.235	23,6	-7,2%
Reti di distribuzione	902	9,5	-1,2%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	314	3,3	+125,9%
TOTALE PRELEVATO	5.469	57,8	-21,9%

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

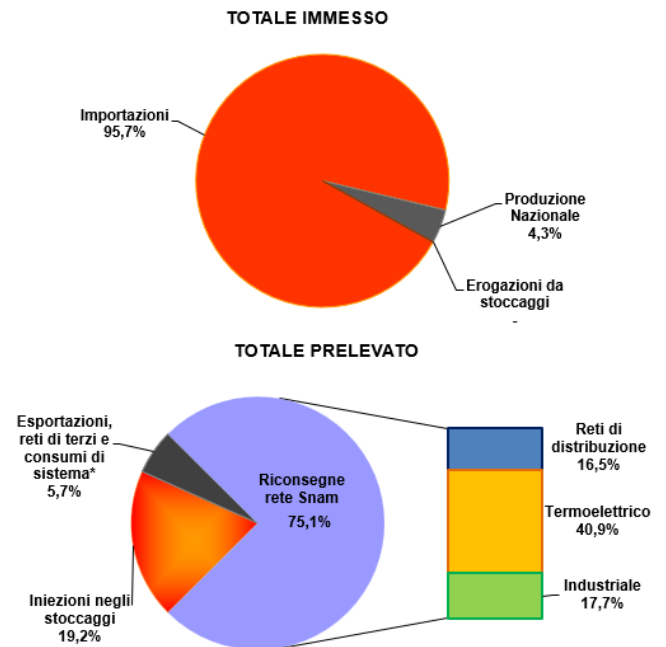
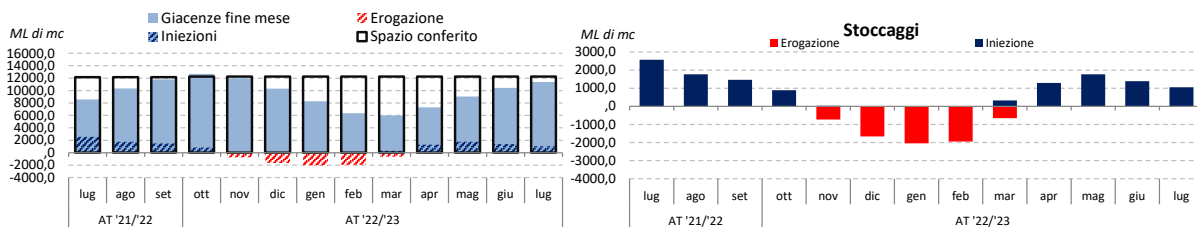


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/07/2023)	11.371	120,2	+32,6%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	1.048	11,1	-59,2%
Flusso netto	1.048	11,1	-59,2%
Spazio conferito su base annuale	12.272	129,8	+0,8%
Giacenza/Spazio conferito	92,7%		+22,2 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, sui principali hub europei le quotazioni, al sesto calo consecutivo, si portano a 32,3 €/MWh al PSV e 30,0 €/MWh a TTF, confermandosi entrambi ancora sui livelli più bassi da luglio 2021. I due riferimenti presentano un andamento decrescente nella prima metà del mese e una debole ripresa nella seconda

parte, toccando valori minimi giornalieri a 25-26 €/MWh. Lo spread mensile tra il prezzo italiano e quello olandese si porta a 2,3 €/MWh (era 2,1 €/MWh il mese precedente), oscillando tra i 6 €/MWh e i -2 €/MWh, raggiunti rispettivamente nella fase crescente e decrescente delle quotazioni.

I MERCATI GESTITI DAL GME

A partire dal 19 luglio 2023 il GME rende disponibile un nuovo indice di prezzo del gas, l'IG Index GME (IGI), con l'obiettivo di fornire un utile strumento di interpretazione e valutazione delle dinamiche osservate sui mercati del gas con consegna al PSV. L'IGI, definito in modo trasparente e replicabile dagli operatori per operazioni di hedging e/o per contratti di fornitura, è calcolato dal GME per ciascun giorno gas a partire dai prezzi registrati sul mercato a pronti dallo stesso gestito ed è pubblicato su base giornaliera.

A luglio, l'IG Index pubblicato dal GME si attesta mediamente a 29,58 €/MWh, sostanzialmente allineato negli stessi giorni agli andamenti dei prezzi sui principali hub europei. Le quotazioni registrate sui mercati a pronti si collocano nell'intorno dei 32 €/MWh, con un minimo di 31,79 €/MWh osservato nel comparto day-ahead a negoziazione continua. Con riferimento ai volumi, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 10,2 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 21,8% (era 26,0% a giugno).

Rispetto al mese precedente, crescono gli scambi sull'orizzonte day-ahead, trainati esclusivamente dal comparto a negoziazione continua (5,7 TWh), il cui peso sul mercato a

pronti si porta al 56%, mentre scendono i volumi nel segmento AGS (0,8 TWh), pari all'8% dei volumi totali del MP-GAS. Relativamente a quest'ultimo, a luglio le movimentazioni di Snam registrano una consistente contrazione sia in vendita (0,1 TWh) che in acquisto (0,7 TWh).

In calo, invece, la contrattazione sull'orizzonte intraday dove gli scambi si portano a 3,3 TWh, concentrati sul segmento a negoziazione continua, il cui peso sul mercato a pronti si porta al 33%. Su tale comparto si riducono sia le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,6 TWh, -44%), solo lato acquisto, che le contrattazioni tra operatori diversi dal RdB (2,7 TWh, -7%). Nessuno scambio, invece, nel comparto AGS.

Le quantità scambiate sul MGS ammontano a 0,27 TWh (erano 0,17 TWh a giugno), in virtù sia di un aumento delle movimentazioni effettuate da Snam (0,13 TWh), concentrato lato vendita e con finalità di bilanciamento, che delle contrattazioni tra operatori terzi, pari a 0,14 TWh.

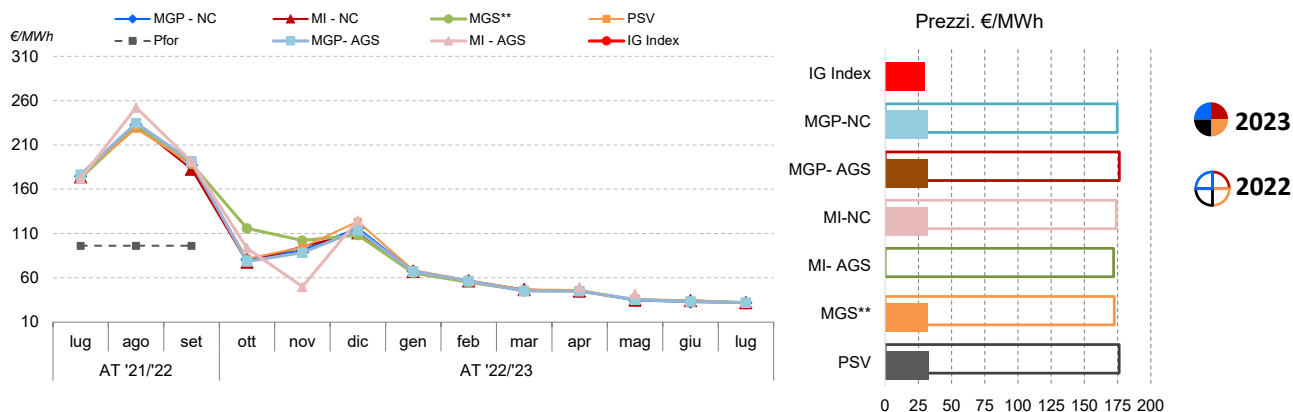
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a luglio non si sono registrati scambi, nulla anche la posizione aperta.

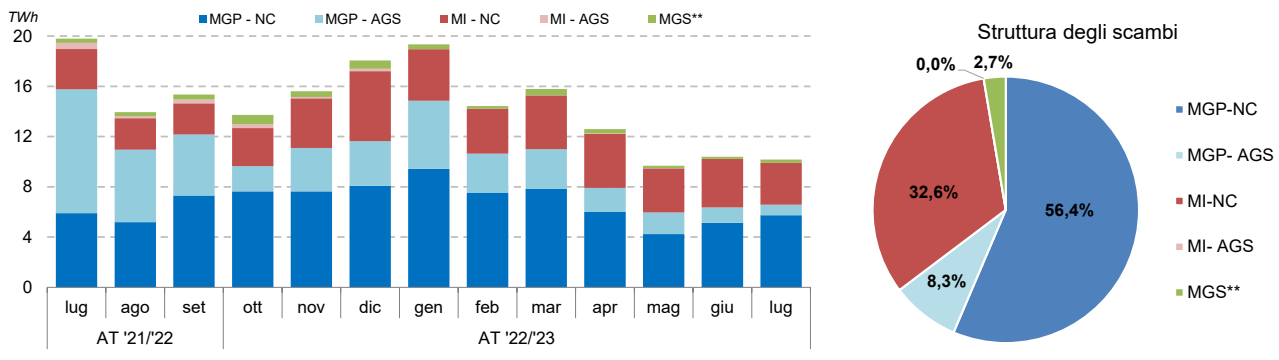
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh	
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var
IG Index	29,58	(-)	25,19	34,20		
MP-GAS						
<i>MGP</i>						
<i>Negoziazione continua</i>	31,79	(174,69)	-81,8%	24,00	41,30	5.741.136 (5.911.608) -2,9%
<i>Comparto AGS</i>	32,18	(176,39)	-81,8%	26,40	41,50	844.896 (9.854.112) -91,4%
<i>MI</i>						
<i>Negoziazione continua</i>	32,08	(173,98)	-81,6%	25,50	39,00	3.320.856 (3.205.608) +3,6%
<i>Comparto AGS</i>	-	(172,04)	-100,0%	-	-	- (497.784) -100,0%
<i>MGS**</i>	31,85	(172,50)	-81,5%	26,83	40,51	270.431 (328.893) -17,8%
<i>Stogit</i>	31,85	(172,50)	-81,5%	26,83	40,51	270.431 (328.893) -17,8%
<i>Edison</i>	-	(-)	-	-	-	- (-)
<i>MPL</i>	-	(-)	-	-	-	- (-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





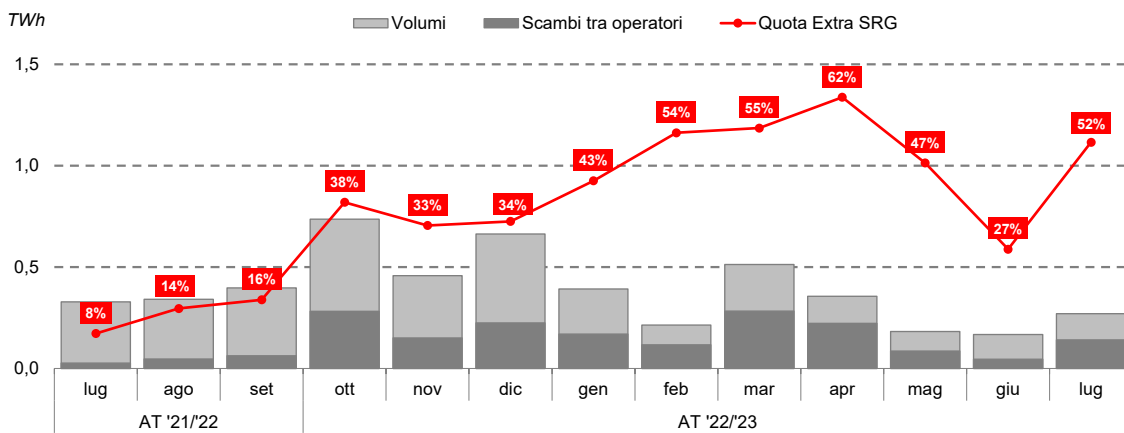
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	270.431	(328.893)	270.431	(328.893)	-	(-)	-	(-)
SRG	36.154	(9.163)	93.496	(293.222)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	36.154	(9.163)	93.496	(293.222)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	234.277	(319.729)	176.935	(35.671)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



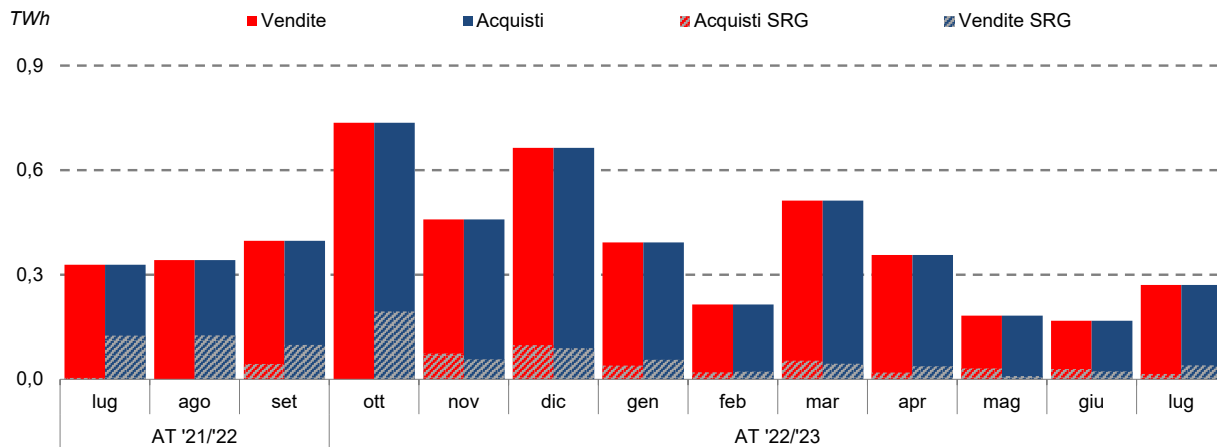


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2023-07	-	-	31,19	-24,6%	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2023-08	-	-	27,31	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-08	-	-	27,39	-18,1%	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-09	-	-	29,42	-16,2%	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-10	-	-	35,87	-13,1%	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-11	-	-	46,83	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-04	-	-	42,23	-23,9%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-01	-	-	49,09	-15,2%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-02	-	-	48,02	-13,3%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2024-03	-	-	49,22	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2023/2024	-	-	45,81	-18,4%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2024	-	-	47,79	-12,5%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2024	-	-	49,26	-11,3%	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A luglio tornano in crescita mensile le quotazioni di greggio e derivati e in riduzione quelle del carbone. Non si arresta, invece, la progressiva discesa dei riferimenti del gas sui principali hub europei e si riducono anche i prezzi elettrici, con la sola eccezione del Pun italiano.

Le quotazioni del Brent, in progressiva crescita nel corso di luglio (da 73 \$/bbl a circa 84 \$/bbl tra inizio e fine mese), salgono mediamente a 79,72 \$/bbl (+6%), pur mantenendosi su livelli tra i più bassi da inizio 2022. Al secondo rialzo mensile, invece, l'olio combustibile e il gasolio, rispettivamente a 523,79 \$/MT (+4%) e 762,62 \$/MT (+9%). Resta ai minimi da luglio 2021, infine, il prezzo del carbone (117,53 \$/MT, -4%). Anche i mercati futures

rivedono al rialzo le quotazioni di greggio e combustibili per i prossimi mesi, attese su livelli analoghi agli attuali spot per il Brent e il gasolio e inferiori per l'olio combustibile, mentre stimano per il carbone un progressivo calo da settembre. Ai massimi da marzo 2022 il tasso di cambio euro/dollaro (1,11 €/€, +2%), la cui dinamica attenua l'intensità del rialzo dei prezzi di Brent e derivati e accentua la riduzione dei prezzi del carbone 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	79,72	6%	-32%				79,89	7%	79,89	7%		
Olio Combustibile	USD/MT	523,79	4%	-31%	439,25	465,44	7%	461,87	7%	456,61	7%	435,38	6%
Gasolio	USD/MT	762,62	9%	-31%	709,25	773,61	11%	766,77	10%	762,20	10%		
Carbone	USD/MT	117,53	-4%	-68%	132,69	117,53	15%	109,97	-1%	104,72	-9%	130,65	7%

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	72,13	4%	-37%			-	72,05	-	71,94	-		-
Olio Combustibile	EUR/MT	473,98	2%	-36%		420,35	-	416,52	-	411,17	-	387,15	-
Gasolio	EUR/MT	690,04	6%	-37%		698,39	-	691,21	-	686,08	-		-
Carbone	EUR/MT	106,43	-6%	-71%		106,08	-	99,11	-	94,24	-	116,11	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,11	2%	8%	1,09	1,11	-	1,11	-	1,11	-	1,12	-

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

Fonte: Refinitiv

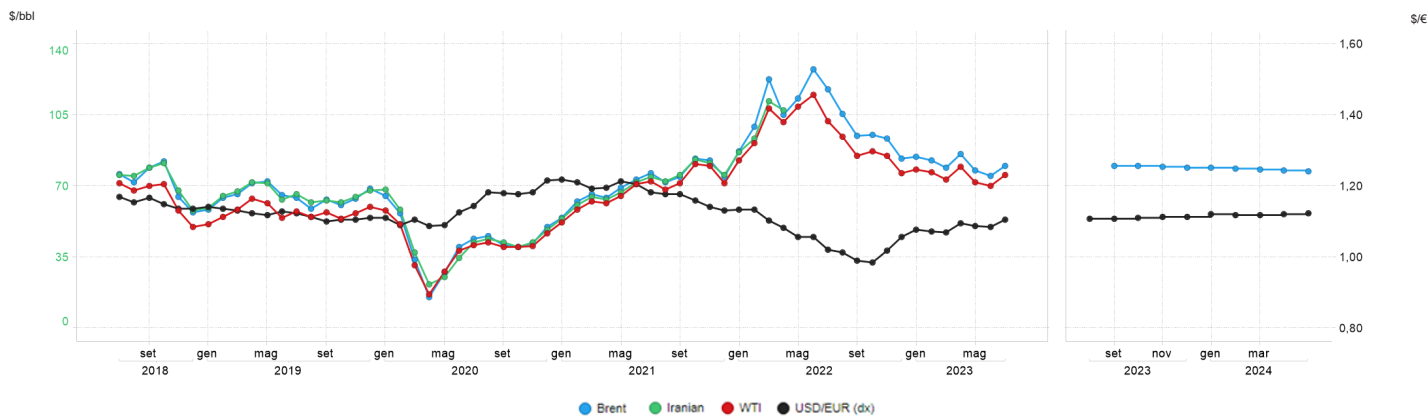


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

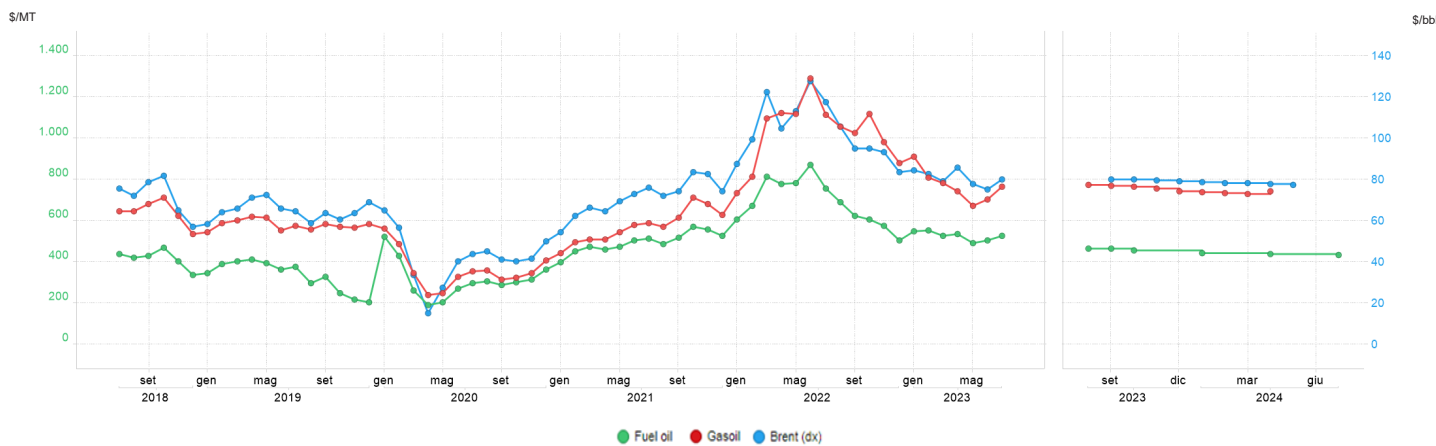
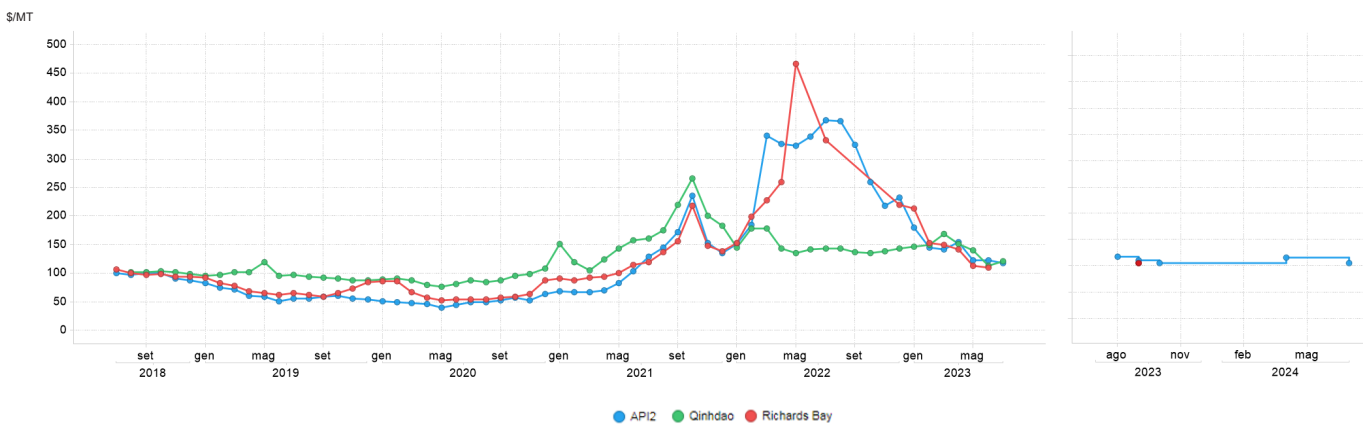


Grafico 3: Carbone*, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



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

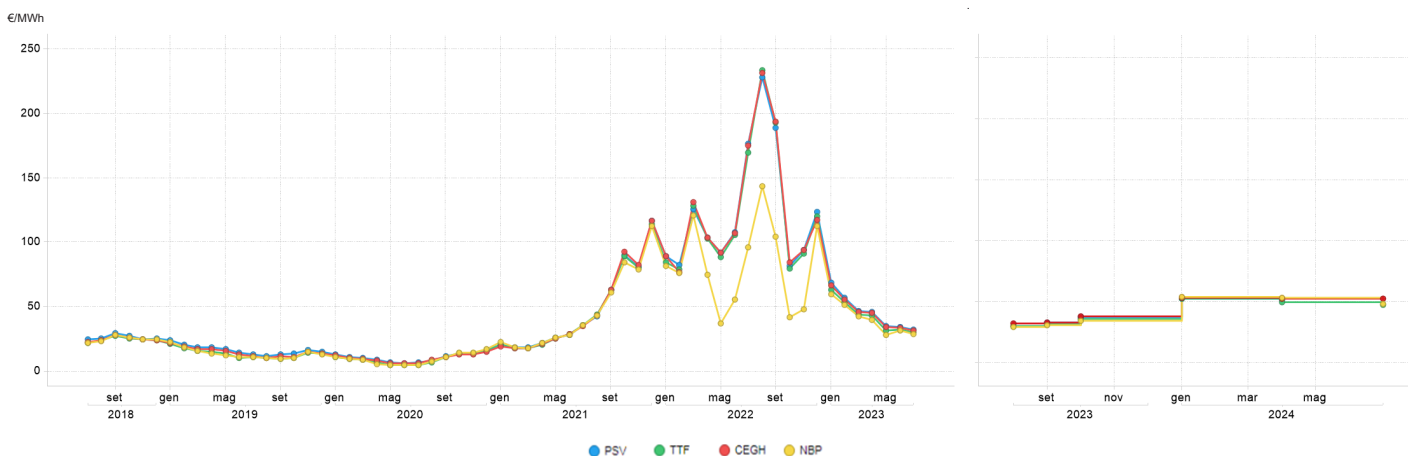
Scendono ai minimi degli ultimi due anni i prezzi del gas sui principali hub europei che, progressivamente in riduzione da gennaio, si attestano a 32,33 €/MWh al PSV e a 30,04 €/MWh al TTF. Lo spread tra i due riferimenti, complessivamente pressoché invariato su giugno (2,29

€/MWh, +0,28 €/MWh), torna nullo o negativo in alcuni giorni del mese. I mercati a termine esprimono aspettative ribassiste, con prezzi più elevati rispetto ai livelli spot attuali a partire dal primo mese del nuovo anno termico e uno spread atteso PSV-TTF in riduzione.

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	32,33	-5%	-82%	35,88	30,07	-9%	32,55	-8%	36,97	-2%	52,65	17%
TTF	NL	30,04	-6%	-82%	33,30	29,77	-10%	31,01	-10%	35,87	-7%	50,91	4%
CEGH	AT	31,58	-7%	-82%	35,94	31,65	-9%	32,98	-10%	37,78	-8%	53,53	5%
NBP	UK	28,84	-8%	-70%	34,04	28,79	-10%	30,86	-5%	34,42	-56%		



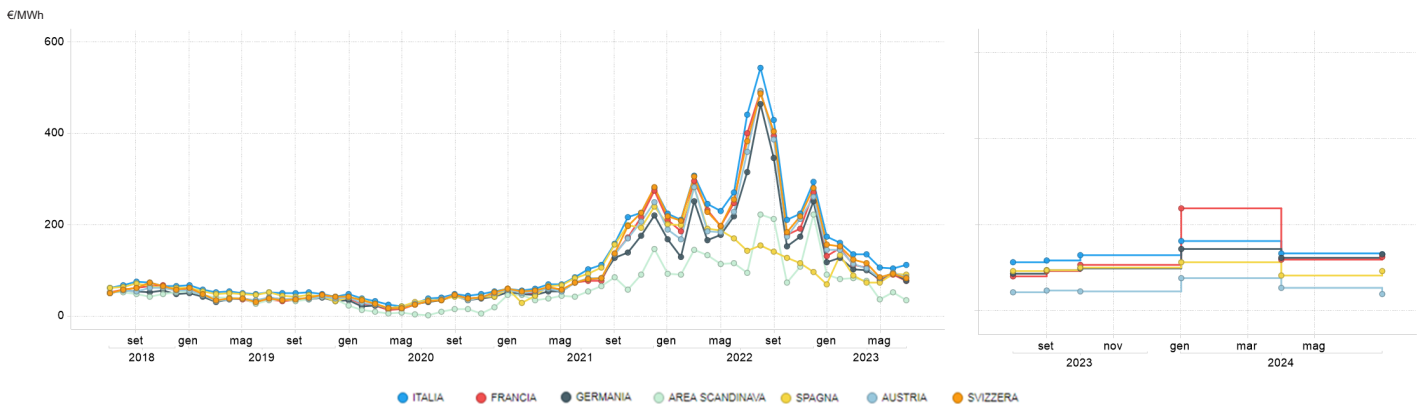
Quanto ai prezzi elettrici, il Pun italiano, sostenuto dalla ripresa stagionale della domanda in corrispondenza anche delle elevate temperature registrate nel corso del mese, risulta l'unico in crescita mensile e sale a 112 €/MWh (+6%), a fronte di quotazioni attestatesi tra 78 €/MWh di Francia e Germania

e 90 €/MWh della Spagna in Europa centro-orientale (-3/-18%) e scese a 35 €/MWh nell'Area Scandinava (-33%). In ottica prospettica i mercati a termine rivedono al ribasso i prezzi elettrici per i prossimi mesi, stimandoli progressivamente più elevati rispetto agli attuali spot.

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	112,09	6%	-75%	118,29	113,73	-3%	117,40	-5%	129,23	-15%	124,52	1%
FRANCIA	77,65	-15%	-81%	95,08	81,03	-17%	93,03	-16%	106,27	-10%	168,66	-7%
GERMANIA	77,61	-18%	-75%	96,45	86,34	-14%	93,94	-13%	99,33	-13%	139,23	2%
AREA SCANDINAVA	35,10	-33%	-63%	54,25	44,02	-27%	47,50	-29%	45,23	-28%	58,32	-16%
SPAGNA	90,47	-3%	-37%	100,00	92,33	-4%	94,82	-6%	100,07	-3%	97,89	7%
AUSTRIA	84,84	-11%	-76%									
SVIZZERA	82,49	-11%	-78%									



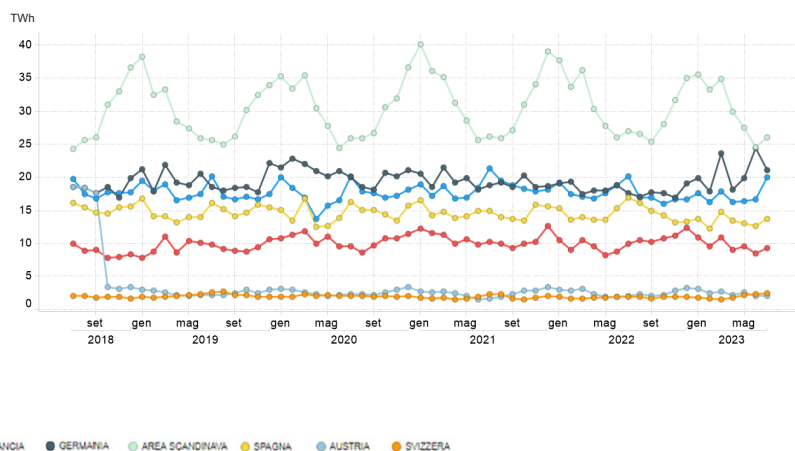
Relativamente agli scambi sui principali mercati elettrici a pronti, i volumi si portano ai massimi dell'ultimo anno in Italia (20,0 TWh, +16% su giugno) e crescono su base mensile

anche nell'Area Scandinava (26,1 TWh, +3%), in Francia (9,3 TWh, +5%) e in Spagna (13,8 TWh, +5%); in controtendenza invece la Germania (21,1 TWh, -17%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	20,0	16%	-1%
FRANCIA	9,3	5%	-7%
GERMANIA	21,1	-17%	20%
AREA SCANDINAVA	26,1	3%	-3%
SPAGNA	13,8	5%	-18%
AUSTRIA	2,1	-2%	-2%
SVIZZERA	2,6	2%	33%



* 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 luglio, il prezzo medio scende a 248,63 €/tep (-1%), a fronte di una significativa crescita degli scambi (+44%). Dinamiche ribassiste, invece, sia in termini di prezzi (-21%) che di volumi (-31%), sulla piattaforma bilaterale. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il

prezzo medio si attesta a 6,35 €/MWh, confermandosi più alto delle quotazioni bilaterali, in aumento a 4,50 €/MWh. In calo gli scambi sul mercato (-46%) e sulla piattaforma bilaterale (-66%).

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

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a luglio si attesta a 248,63 €/tep, in calo dell'1% rispetto al mese precedente. Più intensa la dinamica ribassista della quotazione registrata sulla piattaforma bilaterale, a 163,50 €/tep (-21%), dinamica che allarga lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 85 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce, tuttavia, a poco più di 3 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 67% (-16 p.p. su giugno). In aumento al 50% (+2 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel ristretto intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (247,00-255,00 €/tep). Nel secondo mese di contrattazione dell'anno

d'obbligo 2023, i titoli negoziati crescono sul MTEE, in cui si attestano a 131 mila tep (+44% su giugno), con la liquidità del mercato al 71% (+17 p.p. rispetto al mese precedente), a fronte anche di un consistente calo delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 54 mila tep (-30%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine luglio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 70.576.353 tep, in aumento di 236.200 tep rispetto a fine giugno. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.486.392 tep, in calo di 1.089.289 tep rispetto al mese precedente in virtù dell'annullamento dei titoli relativo agli obblighi degli anni precedenti.

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	248,63	-0,9%	247,00	255,00	130.783	+43,5%	32,52	+42,2%	300	-	0,2%	+0,2 p.p.	1	+1
Bilaterali	163,50	-21,1%	0,00	260,00	54.027	-30,6%	8,83	-45,2%						
con prezzo >1	245,29	-2,0%	100,00	260,00	36.011	-44,1%	8,83	-45,2%						
Totale	223,74	-3,0%	0,00	260,00	184.810	+9,4%	41,35	+6,0%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

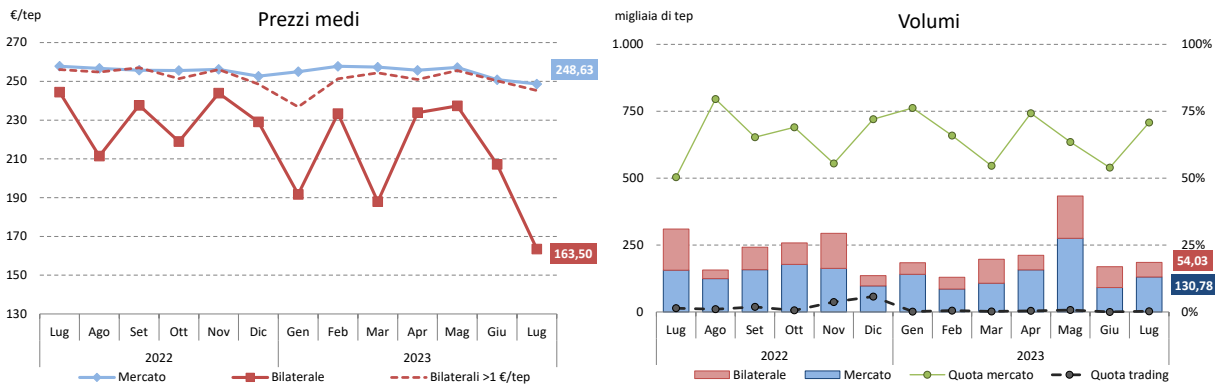


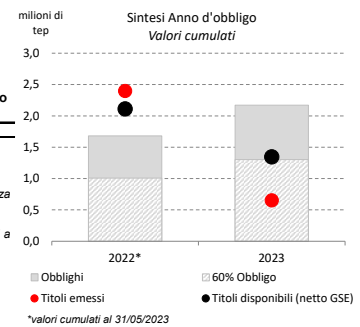
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo 2023

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260	€/tep						
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	tep
8	249,56	221.944	131.834	248,93	248,93	100.044	249,39	3.486.392	70.576.353	2.139.683

*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/VEFR 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.

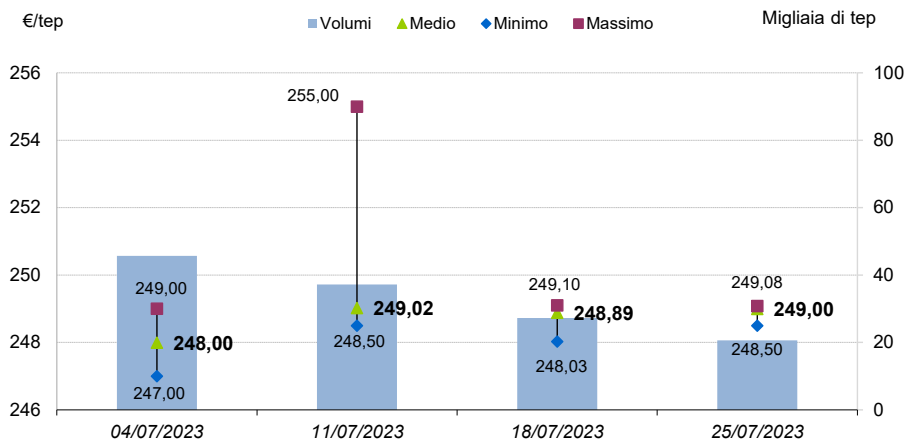


L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie stabili nell'intorno dei 249 €/tep. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta di 2,5 €/tep con un picco nella sessione dell'11 luglio (6,5 €/tep)

in corrispondenza di un prezzo massimo a 255 €/tep. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 32,7 mila tep, concentrati nella prima parte del mese.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Sul Mercato delle Garanzie di Origine il prezzo medio, indipendentemente dalla tipologia, rimane sostanzialmente stabile sul mese precedente a 6,35 €/MWh (+0,3%), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale crescono a 4,50 €/MWh (+54%), con il loro differenziale che si riduce a 1,85 €/MWh. Sul MGO tutte le quotazioni delle tre tipologie scambiate si collocano sopra i 6,3 €/MWh con un massimo per

la categoria Idroelettrico a 6,5 €/MWh. Variano, invece, tra i 4,7 €/MWh della tipologia Eolico ed i 2,8 €/MWh della tipologia Solare i prezzi sulla PBGO. In flessione, rispetto ai livelli elevati del mese precedente, i volumi negoziati su tutte le piattaforme di contrattazione. Gli scambi scendono, pertanto, a 29 mila MWh sul MGO e a 0,7 TWh su PB-GO (rispettivamente -46% e -66%).

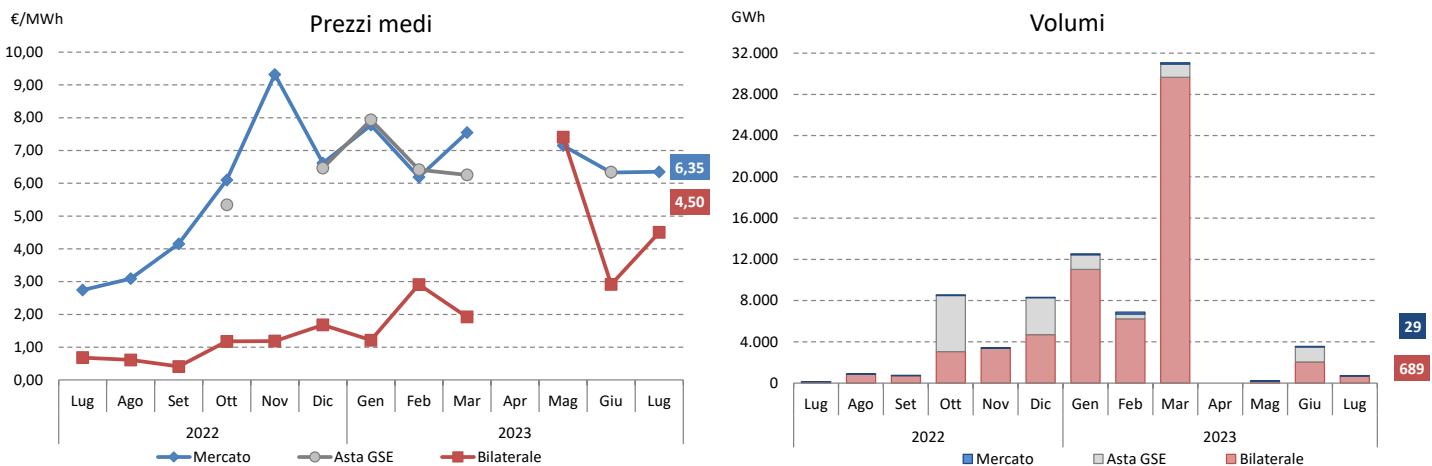
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	6,35	+0,3%	6,30	6,50	28.938	-46,4%	183.797	-46,2%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	4,50	+54,4%	0,20	7,80	689.403	-66,4%	3.103.675	-48,2%
	4,50	+41,4%	0,20	7,80	689.403	-63,4%	3.103.675	-48,2%
Totale	4,58	+52,4%	0,20	7,80	718.341	-65,9%	3.287.471	-48,1%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

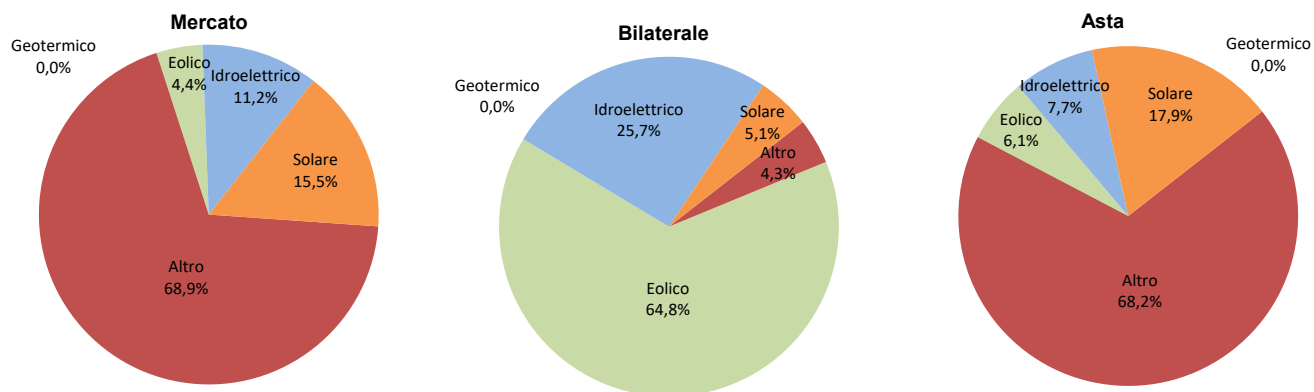


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2023 evidenzia una predominanza della tipologia Altro sul

mercato e nelle aste di assegnazione del GSE (68-69%) e della tipologia Eolico nella contrattazione bilaterale (65%).

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

Fonte: dati GME



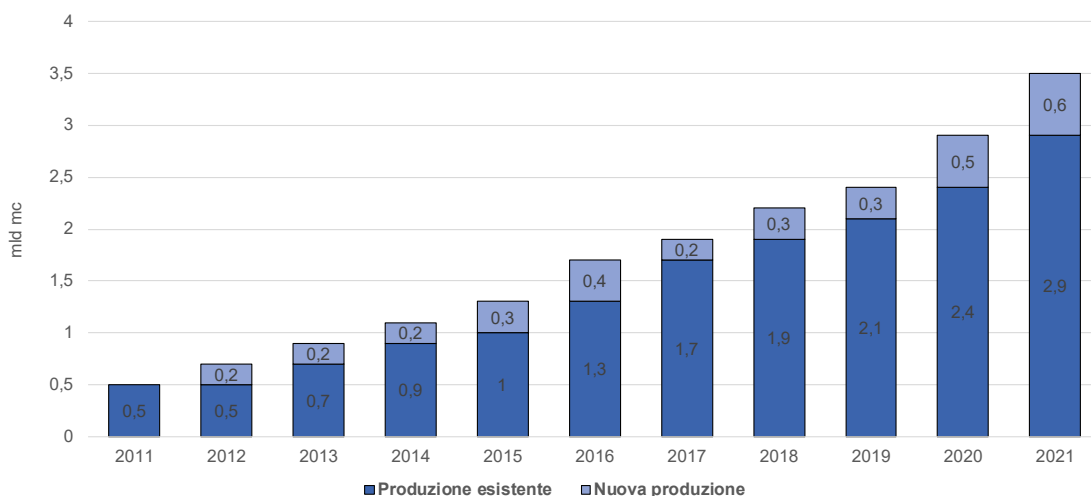
BIOMETANO 2023: STATO DELL'ARTE E NUOVI OBIETTIVI

di Gian Paolo Repetto - RIE

(continua dalla prima)

Fig. 1 Produzione di biometano in UE - mld mc

Fonte: EBA

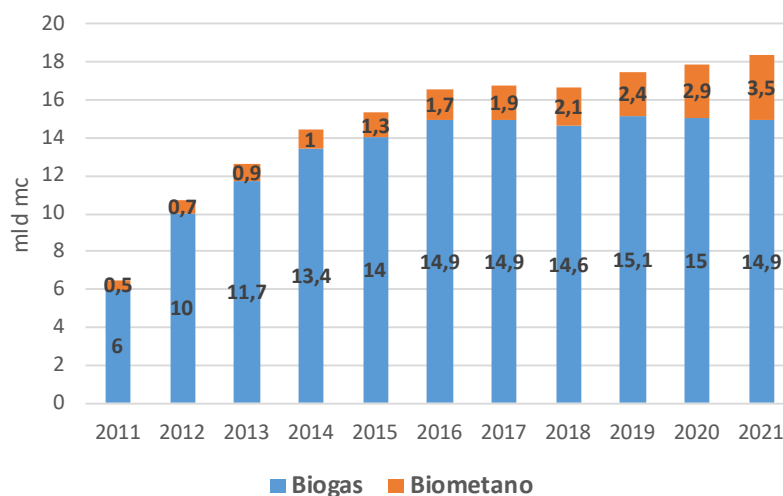


Mentre la produzione di biometano sta crescendo, quella di biogas è stagnante. Esistono attualmente circa 19 mila impianti di produzione, distribuiti principalmente fra Germania, Italia, Francia, Regno Unito. I volumi complessivamente prodotti nel 2021 sono stati di 14,9 mld mc, sostanzialmente stabili dal 2016, dopo una crescita nei primi anni dello scorso decennio². Poco più di due terzi della materia prima utilizzata per produrre biogas deriva dall'agricoltura, mentre la restante parte proviene da liquami e rifiuti organici. Quanto alla destinazione finale, il

57% del biogas europeo è utilizzato per la produzione di energia elettrica, il 12% per la produzione di calore, il 29% per usi diretti (agricoltura, industria, residenziale) e il 2% per i trasporti dopo l'upgrading in biometano. Mediamente il 10%-15% di biogas prodotto in Europa viene convertito in biometano e immesso in rete. In totale, dunque, la produzione di biogas e biometano nel 2021 è stata di 18,4 mld mc, un volume pari al consumo di gas naturale del Belgio e al 4,5% del consumo di gas dell'Unione Europea nel 2021 (fig. 2).

Fig. 2 Produzione di biogas e biometano in UE

Fonte: EBA



Con il Piano RepowerEU della Commissione pubblicato a maggio 2022, nel quadro delle misure per raggiungere l'indipendenza dal gas russo e contemporaneamente spingere sull'acceleratore della transizione, l'UE ha innalzato gli obiettivi relativi al biometano rispetto a quanto contenuto nel Pacchetto "FIT for 55", portando da 18 a 35 mld mc l'asticella della produzione annua attesa per il 2030. Viene stimato che per decuplicare l'attuale produzione occorrerà l'upgrading in biometano di buona parte degli impianti di biogas esistenti e realizzare nuova capacità produttiva direttamente a biometano. In particolare, saranno necessari investimenti in nuova capacità per circa 5.000 unità di biometano, di cui 4.000 unità più piccole e 1.000 su larga scala³. Sarà necessaria, inoltre, la mobilitazione di grandi quantità di biomasse sostenibili, basate sui rifiuti e scarti delle lavorazioni agricole e agroalimentari, creando opportunità di reddito integrativo per agricoltori e silvicoltori ed evitando l'uso di materie prime alimentari. Inoltre, gli obblighi per gli Stati membri entro il 2024 di raccolta separata dei rifiuti organici potrà favorire la valorizzazione in digestori anaerobici per produrre biometano.

Il RepowerEU per promuovere produzione e uso sostenibile del biometano a livello comunitario e su scala nazionale/regionale contempla alcune linee di azione: sviluppare specifiche strategie nazionali integrandole nei Piani nazionali per l'energia e il clima (PNEC); promuovere un coinvolgimento partecipativo multi-stakeholder nel settore; ridurre la burocrazia e velocizzare le autorizzazioni. Sono previsti inoltre: l'introduzione di incentivi per la trasformazione del biogas in biometano; l'adattamento delle infrastrutture esistenti e la realizzazione di nuove per il trasporto di maggiori

volumi di biometano attraverso la rete gas, con valutazioni a livello regionale dello sviluppo della rete in relazione al potenziale di produzione di biometano; il supporto allo sviluppo di tecnologie innovative per la produzione sostenibile; la facilitazione dell'accesso ai finanziamenti.

Il primo Investment Outlook dell'European Biogas Association (EBA), pubblicato lo scorso giugno, stima che una prima tranche di 18 miliardi di euro dovrebbe essere impiegata per garantire la crescita della produzione. Si tratta di investimenti che a loro volta possono stimolarne altri per un valore fino a 7,9 miliardi di euro all'anno.

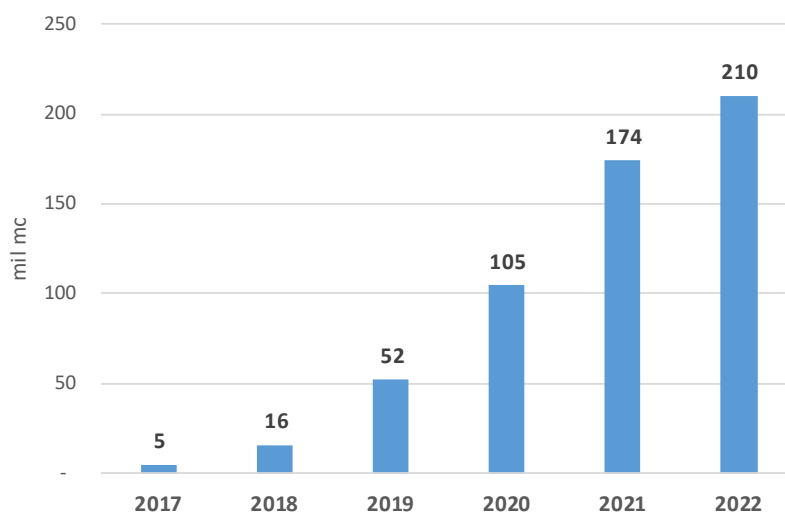
Dei 18 miliardi di euro citati, 4,1 saranno investiti nei prossimi due anni, altri 12,4 entro il 2030; oltre 1 miliardo è stato stanziato senza una tempistica specifica. Gli interventi saranno per lo più localizzati in Francia (1,4 miliardi di euro) e in Italia (1,1 miliardi di euro). Seguono Paesi Bassi (951 milioni di euro), Spagna (948 milioni di euro), Germania (658 milioni di euro), Svezia (635 milioni di euro) e Polonia (429 milioni di euro). Ulteriori 5,5 miliardi di euro rimarranno nell'UE con destinazione finale ancora aperta e 3,3 miliardi saranno destinati a territori extra UE, tra cui Regno Unito e Ucraina.

Impianti e produzione in Italia

Il biometano immesso in consumo nel 2022 è stato di 210 mil mc⁴, pari al 5% circa della produzione totale UE di biometano e allo 0,3% dei consumi nazionali di gas naturale. Il biometano è impiegato nel settore trasporti⁵. Nonostante i volumi siano ancora bassi è evidente il trend di crescita (fig. 3) favorito dal DM 2 marzo 2018 dedicato allo sviluppo del biometano nei trasporti; nel 2017 erano in esercizio solo 7 impianti di produzione.

Fig. 3 La produzione di biometano in Italia – mil mc

Fonte: elaborazioni RIE su dati GSE e MASE



Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) riferisce che al 31 dicembre 2022 risultavano attivi 45 impianti di biometano, dei quali 13 entrati nel corso dell'anno, per una capacità produttiva di 41.374 Smc/ora, circa 330 mil mc/anno. Dall'elaborazione di dati SNAM, riferiti a fine giugno 2023, esistono 66 siti di produzione allacciati alla rete di trasporto della società e altri 20 connessi ad altre reti di trasporto o a reti di distribuzione, per una capacità conferita complessiva di circa 620 mil mc/anno (non tutti potrebbero essere in esercizio). Inoltre dal database SNAM risultano altri 100 impianti, per una capacità di circa 540 mil mc/anno, che hanno richiesto l'allacciamento e con "offerta accettata". Secondo stime preliminari del GSE, gli investimenti in nuovi impianti per la produzione di biometano nel 2022 sono ammontati a 248 milioni di euro, in linea con il dato stimato al

2021, ma inferiori ai 570 milioni del 2020. La progettazione, costruzione e installazione dei nuovi impianti nel 2022 ha attivato un'occupazione "temporanea" corrispondente a oltre 1.600 unità di lavoro annue (ULA) dirette e indirette. In termini di creazione di nuovo Valore Aggiunto per l'economia nazionale, il GSE calcola che il biometano abbia contribuito nel 2022 per circa 310 milioni di euro. Gli occupati permanenti diretti e indiretti (legati alla gestione e manutenzione degli impianti esistenti e alla filiera corrispondente) è stimato siano passati da circa 100 ULA nel 2018 a circa 490 ULA nel 2022⁶. Nel 2021, tra le materie prime utilizzate per la produzione di biometano emerge la FORSU, il cui impiego ha generato il 77% dell'output espresso in tonnellate, seguono concimi animali e fanghi di depurazione con il 9,3%, rifiuti agroindustriali e altri rifiuti con il 4,6% (fig. 4).

Fig. 4 Materie prime utilizzate nel 2021 per la produzione di biometano in Italia

Materie prime utilizzate	tonn. biometano	%
Rifiuti agroindustriali e altri rifiuti	5.348	4,6%
FORSU	89.659	76,8%
Concime animale e fanghi depurazione	10.817	9,3%
Altre materie cellulosiche non alimentari	3.597	3,1%
Fraz. biomassa da rifiuti urbani non differenziati	2.240	1,9%
Feccia da vino e /o vinaccia	1.981	1,7%
Batteri	1.484	1,3%
Paglia	1.151	1,0%
Pule	129	0,1%
Tutoli ripuliti dei semi di mais	4	0,0%
Altro	381	0,3%
Totale	116.791	100,0%

Fonte: elaborazioni RIE su dati GSE

L'Italia oggi può contare anche su circa 2.260 impianti di produzione di biogas per una potenza installata di 1.455 MW e una produzione sui 2,5 mld mc, che rende il nostro paese secondo produttore di biogas in Europa e quarto al mondo (dopo Germania, Cina e Stati Uniti). Di questi impianti circa 1.800 (79%) sono agricoli⁷ per una potenza installata di 1.000 MW, i restanti sono legati al settore rifiuti (17%) e all'impiego di fanghi di depurazione come feedstock (4%)⁸.

I costi di produzione del biometano

La sostenibilità economica complessiva della produzione di biometano dipende, oltre che dai sistemi di incentivazione, dalla tipologia di materie prime utilizzate e deve essere inquadrata nell'ambito dell'economia circolare e della soluzione del problema dei rifiuti (siano essi reflui zootecnici, FORSU, fanghi di depurazione, ecc.). I capex sono molto sito-specifici e condizionati dalle tipologie di feedstock trattati.

Indicativamente, il costo di investimento di un impianto di biometano della dimensione di 2 MW (500 mc) può essere compreso in un range tra i 6 e gli 8 milioni di euro, di cui il 57% ca. per il digestore e il 25% per l'upgrading (il resto è imputabile a cabina di compressione, lavorazioni preliminari, ecc.). Al netto del costo della materia prima, i costi operativi per un impianto delle dimensioni indicate sono stimabili in circa 500-600 mila euro/anno.

Ai costi relativi agli impianti vanno aggiunti quelli per le materie prime, che sono molto differenti a seconda della natura dei feedstock, delle loro diverse caratteristiche in termini di densità energetica, dei costi di trasporto. Il costo di conferimento può anche essere negativo quando il produttore di biometano viene pagato per il ritiro e quindi configurarsi come voce di ricavo: è il caso della FORSU (60-90 euro/tonn)⁹, degli sfalci (20-30 €/tonn)¹⁰, dei fanghi di depurazione.

Inoltre, è possibile la generazione e valorizzazione di sottoprodotti che concorrono alla formazione dei ricavi di vendita complessivi, per esempio attraverso la produzione di compost (fertilizzante). L'utilizzo di FORSU per biometano può comportare costi di investimento e gestione mediamente superiori ad altre biomasse, connessi al pretrattamento e poi allo smaltimento dei residui, ma da un'analisi degli economics della filiera non sembrano tali da annullare i vantaggi costituiti dal c.d. "prezzo negativo".

La diversità delle situazioni determina quindi un ampio range di costi unitari di produzione, da alcune decine di €/MWh fino 400 €/MWh nelle condizioni più sfavorevoli¹¹. I costi caratterizzati dalla maggiore variabilità sono quelli relativi agli scarti agro-industriali e agli scarti vegetali. L'EBA stima gli attuali costi di produzione del biometano in Europa in un range di riferimento di 55-110 €/MWh, a seconda della materia prima, dell'ubicazione e della scala dell'impianto. Secondo EBA il costo di produzione nel 2022 è stato in media di circa 80 €/MWh, attualmente più del doppio dei prezzi del gas naturale all'ingrosso (circa 31,5 €/MWh al PSV in luglio).

Le prime misure di incentivazione: il DM 2 marzo 2018

In Italia il comparto del biometano ha registrato una prima spinta propulsiva a partire dal 2018, in concomitanza con la crescente maturità delle tecnologie e con l'implementazione di politiche pubbliche di supporto. Il Decreto Interministeriale del 2 marzo 2018, in linea con quanto previsto dalle Direttive UE sulla promozione dell'energia rinnovabile, promuove l'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nei trasporti, segnando una prima tappa nel processo di sostegno allo sviluppo del settore. Infatti, ai fini dell'assolvimento dell'obbligo di miscelazione dei carburanti di origine fossile con biocarburanti è stata incentivata la produzione di biometano attraverso un sistema di ritiro della produzione da parte del GSE per la durata di dieci anni. Il Decreto ha definito incentivi per gli impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2022 (termine poi prorogato a fine 2023 sotto determinate condizioni¹²), fissando un tetto alla produzione ammessa pari a 1,1 mld mc all'anno, quantità corrispondente all'integrale sostituzione del metano fossile utilizzato in Italia nei trasporti. Sono inclusi nella definizione di biometano anche il combustibile prodotto tramite metanazione dell'idrogeno ottenuto da fonti rinnovabili e il biometano liquido (bio GNL). Il meccanismo di incentivazione si basa sui c.d. Certificati di Immissione in Consumo (CIC)¹³ e sulla possibilità di loro ritiro dedicato da parte del GSE a un prezzo predeterminato. Il valore dei CIC a cui hanno diritto i produttori di biometano dipende dalla tipologia di biomassa che viene utilizzata: ai fini dell'incentivazione, viene effettuata la distinzione tra biometano e biometano avanzato, ossia prodotto da rifiuti organici, scarti agroalimentari, materie lignocellulosiche e altre materie prime che non sono in competizione con le colture alimentari e contribuiscono all'economia circolare¹⁴. Per il biometano avanzato il valore dei CIC in energia ai fini degli obblighi di immissione raddoppia secondo un meccanismo denominato double counting¹⁵ ed è prevista un'incentivazione

particolarmente favorevole, consistente nel ritiro dedicato garantito dei CIC da parte del GSE al prezzo fisso di 375 euro. È anche prevista la possibilità di vendita autonoma della produzione sul mercato. Per il biometano avanzato il valore dei CIC in energia ai fini degli obblighi di immissione raddoppia secondo un meccanismo denominato double counting¹⁵ ed è prevista un'incentivazione particolarmente favorevole, consistente nel ritiro dedicato garantito dei CIC da parte del GSE al prezzo fisso di 375 euro. È anche prevista la possibilità di vendita autonoma della produzione sul mercato.

Il biometano nel PNRR e il DM n. 340/2022

La misura "Sviluppo del biometano, secondo criteri per la promozione dell'economia circolare" del PNRR (Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4) si pone l'obiettivo di sostenere gli investimenti per la realizzazione di nuovi impianti di produzione di biometano e per la riconversione, totale o parziale, di impianti esistenti a biogas, mettendo a disposizione risorse per 1,92 mld di euro. Il biometano prodotto è destinato ai trasporti, al settore industriale e al riscaldamento. L'obiettivo è di sviluppare la produzione di 0,6 mld mc entro fine del 2023 e di almeno 2,3 mld mc entro giugno 2026. Obiettivo che dovrebbe aggiungersi agli 1,1 mld mc "sostenuti" dal DM 2018.

In attuazione a quanto previsto nel PNRR, il DM n. 340 del 15 settembre 2022 ha introdotto una revisione dei meccanismi incentivanti applicabile alle seguenti due categorie di impianti: (i) quelli di nuova realizzazione alimentati da matrici agricole o da rifiuti organici; (ii) quelli per la produzione di elettricità da biogas agricolo oggetto di riconversione. In particolare, il nuovo meccanismo prevede l'incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale e destinato al settore dei trasporti o ad altri usi attraverso un sostegno in conto capitale (pari al massimo al 40% delle spese sostenute) e un incentivo in Conto Energia per 15 anni (tariffa incentivante applicata alla produzione netta di biometano). Quest'ultimo incentivo si sostanzia in una Tariffa Onnicomprensiva, per gli impianti con capacità produttiva non superiore a 250 Smc/h e in una tariffa premio per gli altri impianti. Possono beneficiare degli incentivi gli impianti di produzione di biometano di nuova realizzazione e gli interventi di riconversione a biometano (totale o parziale) di impianti agricoli esistenti di produzione di elettricità alimentati da biogas, la cui realizzazione ha inizio in data successiva al decreto medesimo e termine entro il 30 giugno 2026. Risulta possibile la richiesta di accesso agli incentivi solo per gli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie di procedure competitive organizzate dal GSE sulla base di specifici requisiti di accesso e criteri di priorità. A tal riguardo, il D.M. 340/2022 prevede 5 bandi fino al 2024 per l'assegnazione di un contingente di capacità produttiva complessivo di 257.000 Smc/h, circa 2,2 md mc annui. Per ciascuna procedura e per tutte le tipologie di impianti, viene assegnato un unico contingente di capacità produttiva. Al fine di massimizzare il tasso di realizzazione degli interventi, sono

previste modalità di riallocazione della quota dei contingenti non assegnati. Nel corso del 2023 il GSE ha pubblicato le Regole Applicative, previste dall'articolo 12 del succitato decreto e ha indetto i primi due bandi. Per il primo bando la capacità incentivabile è stata di 67 mila mc l'ora (circa 520 mil mc/anno), ma il GSE ha ricevuto 72 richieste per 36 mila mc l'ora e, dopo averne escluse 12 (6 mila mc l'ora), è rimasto un contingente non assegnato di 37 mila mc l'ora, oltre la metà della capacità incentivabile. Sono stati incentivati, quindi, 60 impianti per 30 mila mc l'ora di capacità. Per gli estensori del decreto, due terzi della nuova capacità sarebbe dovuto provenire dalla riconversione degli impianti a biogas esistenti e un terzo da impianti nuovi. Una proporzione risultata invece rovesciata negli esiti del primo bando. Gran parte degli impianti in posizione utile sono nuovi e di produzione da scarti agricoli (37 progetti per 18 mila mc l'ora); vi sono poi in graduatoria 14 progetti di riconversione di impianti a biogas per 5 mila mc l'ora; seguono 9 nuovi impianti da rifiuti di taglia più grande per 7 mila mc l'ora di capacità produttiva. Tutti gli impianti da rifiuti, e due impianti agricoli, hanno dichiarato che il biometano prodotto verrà utilizzato per i trasporti.

Il 14 luglio è stata indetta una seconda procedura competitiva che assegna un contingente di capacità, comprensivo della quota di capacità non assegnata nel primo bando, pari a 108.272 metri cubi l'ora. Con la recente approvazione del DL 57/2023 ("decreto rigassificatori") al comma 1 dell'articolo 3 quinquies è stata introdotta una procedura abilitativa semplificata per la riconversione a biometano degli impianti a biogas e per la modifica degli impianti a biometano esistenti, a condizione che la modifica non comporti un ampliamento delle aree occupate.

Obiettivi di policy e gap da colmare

La sintetica analisi effettuata ci restituisce il quadro di un settore che, pur di dimensioni ancora modeste, presenta una

buona maturità tecnologico/industriale e una potenzialità di crescita interessante; potenzialità forse inferiore, ma con minori incognite rispetto ad altre fonti rinnovabili, come l'idrogeno verde con cui condivide la stessa categoria di "gas rinnovabile".

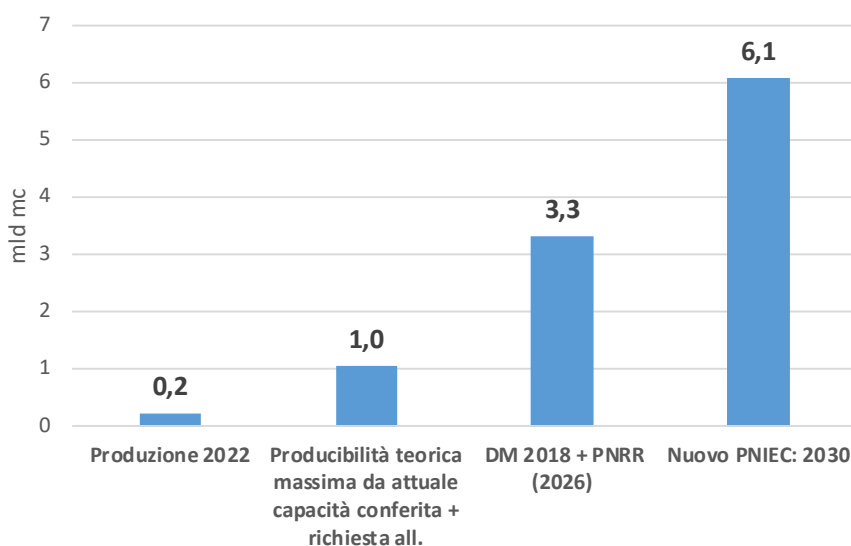
Il raggiungimento di una dimensione industriale del biometano presenta indubbiamente aspetti di notevole interesse, oltre che come contributo alla copertura del fabbisogno nazionale di metano e all'abbattimento delle emissioni, come strumento per lo sviluppo di una filiera integrata nazionale con soluzioni di economia circolare per una chiusura "virtuosa" del ciclo dei rifiuti e vantaggi per il mondo agricolo in un'ottica di "sectorial integration".

Il nuovo PNIEC 2023, in linea con il RepoweEU, fissa al 2030 un ambizioso obiettivo di produzione di 5 Mtep di biogas e biometano, pari a circa 6 mld di mc, suddivisi tra termico (3,7 Mtep o 4,5 mld mc) e trasporti (1,2 Mtep o 1,5 mld mc). Ciò corrisponderebbe a ben il 9% degli attuali consumi di gas naturale e a quasi al doppio della produzione nazionale da fonte fossile del 2022 (3,3 mld mc).

L'attuale trend di produzione di biometano ottenuta dagli impianti in esercizio (DM 2 marzo 2018), appare finora inferiore a uno scenario evolutivo di graduale avvicinamento agli obiettivi recentemente delineati. Come visto, la produzione 2022 è stata di poco superiore ai 200 mil mc, da qui l'attivazione di nuovi strumenti di sostegno. Considerando la producibilità massima teorica, derivante dalla capacità conferita degli impianti attualmente allacciati alla rete gas e di quelli che hanno presentato richiesta di allacciamento accettata, si giungerebbe a circa 1 mld mc. Cifra al momento teorica e comunque ancora distante sia dagli obiettivi 2030 pari a 6,1 mld mc, che da quelli intermedi per giugno 2026, ovvero circa 3,3 mld mc, di cui 2,2 mld mc da PNRR e 1,1, mld mc supportati dal DM 2018 per i trasporti (vd fig. n. 5).

Fig. 5. Stato e obiettivi di produzione del biometano in Italia – mld mc

Fonte: elaborazioni RIE



Pur disponendo l'Italia di un potenziale di produzione di biometano da digestione anaerobica importante e considerando la conversione di parte degli impianti a biogas (tuttavia mediamente piccoli e molto distribuiti sul territorio), il quadro di sostegno al settore dovrà essere ben funzionante per trarre gli obiettivi, che corrisponderebbero a passare da meno dello 0,3% al 9% dei consumi nazionali di gas naturale in relativamente pochi anni. Il MASE ha comunicato che sono in corso verifiche con il GSE per possibili aggiustamenti e semplificazioni procedurali per consentire "una più agevole fruizione delle risorse a disposizione". Il citato DL 57/2023 sembra essere un primo passo nella direzione di una semplificazione del permitting e per un maggior coordinamento

tra tempistiche di allacciamento e di accesso al sistema di incentivazione.

Ma integrare il biometano nella rete gas esistente richiede anche un'attenta pianificazione di progetti e infrastrutture, tenendo conto che la presenza di molti impianti diffusi sul territorio implica importanti investimenti per realizzare nuovi punti di immissione del biometano e relative reti di trasporto/distribuzione. La produzione di biogas è molto distribuita e con dimensione degli impianti piuttosto modeste. Oltre a ciò, occorrerà un accurato monitoraggio dell'andamento dei costi di produzione e della remunerabilità degli investimenti per trovare un congruo equilibrio tra livelli di incentivazione e sostenibilità economica dell'intero sistema di supporto.

¹ Fonte : European Biogas Association - EBA;

² Fonte : European Biogas Association - EBA;

³ Fonte : Common Futures;

⁴ Fonte: MASE, La situazione energetica nazionale nel 2022, luglio 2023;

⁵ Nel corso del 2017 e del 2018 è stato prodotto ed immesso in rete biometano senza una specifica destinazione d'uso; le regole contabili Eurostat prevedono, in questi casi, che i consumi di biometano siano attribuiti ai diversi settori proporzionalmente ai consumi di gas naturale. A partire dal 2019, con il dispiegarsi degli effetti del DM 2 marzo 2018 per lo sviluppo del biometano nei trasporti, viene certificata la sostenibilità del biometano immesso in rete ed è destinato e contabilizzato interamente nel settore Trasporti;

⁶ Fonte GSE: Energia e clima in Italia – Relazione trimestrale 4/2022;

⁷ Attività agricole e forestali e deiezioni animali;

⁸ Fonte GSE Rapporto Statistico FER 2021;

⁹ Fonte GSE, energia e clima in Italia rapporto trimestrale, ottobre 2022;

¹⁰ Fonte GSE, ibidem;

¹¹ Università Bocconi – Osservatorio Gas Rinnovabile, Le prospettive dei gas rinnovabili nel settore dei trasporti in Italia: il futuro ruolo del biometano, luglio 2021;

¹² Il DM 2 marzo 2018 rimane in vigore anche dopo il 31 dicembre 2022 per gli impianti che rispettano le seguenti condizioni: a) abbiano presentato entro il 19 settembre 2022 la domanda di qualifica e abbiano ottenuto entro il 31 dicembre 2022 almeno la qualifica a progetto; b) siano in possesso di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto rilasciata entro il 19 agosto 2022; c) entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2023;

¹³ Per monitorare e verificare l'assolvimento dell'obbligo di immissione al consumo di biocarburanti sono stati istituiti i Certificati di Immissione in Consumo (CIC) che vengono rilasciati dal GSE ai soggetti che immettono i biocarburanti sostenibili nel sistema di distribuzione nazionale, oltre che ai produttori di Biometano. Ogni singolo CIC attesta l'immissione in consumo di un quantitativo di biocarburanti pari a 10 Gcal e nel caso di immissione in consumo di biocarburanti avanzati, il singolo certificato attesta l'immissione in consumo di un quantitativo di biocarburanti pari a 5 Gcal. I soggetti obbligati possono acquisire i CIC secondo due modalità: immettendo al consumo biometano acquistato dal produttore, acquistando CIC da soggetti che ne dispongano in numero superiore al proprio obbligo;

¹⁴ Materie elencate nella parte A dell'allegato 3 del DM 10 ottobre 2014;

¹⁵ Il contributo è considerato pari a due volte il loro contenuto energetico per il conseguimento dell'obiettivo di immissione dei biocarburanti al consumo.

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 25 luglio 2023 345/2023/R/eel
 | "Approvazione del Testo Integrato del Dispacciamento
 Elettrico (TIDE)" | pubblicata in data 28 luglio 2023
 | Download <https://www.arera.it>

Con la Deliberazione 345/2023/R/eel, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha approvato, previo esperimento di apposito processo consultivo¹, il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (di seguito: TIDE), che riforma l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica a livello nazionale, e che andrà a sostituire la Deliberazione 111/06.

In particolare, il suddetto testo normativo ha la finalità di i) garantire la sicurezza del sistema elettrico, in modo efficiente e al minor costo, nell'attuale contesto caratterizzato dalla crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita; nonché di ii) raccordare, in un'unica disciplina organica, la regolazione del dispacciamento, assicurando altresì la compatibilità tra la normativa nazionale e quella definita dal quadro regolatorio europeo.

A completamento, si evidenzia che l'ARERA, con la medesima Deliberazione, ha previsto che il TIDE produca i suoi effetti a decorrere dal 1° gennaio 2025 – in coerenza con l'introduzione dei prodotti quartorari sui mercati dell'energia a livello europeo – anche al fine di garantire, a tutti gli operatori e soggetti istituzionali coinvolti, il tempo necessario per adeguare i propri sistemi e le proprie procedure alle novità introdotte.

Comunicato del GME | "Avvio operativo Piattaforma aFRR – aggiornamento delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento nn. 01 e 03 MPE" | pubblicato in data 18 luglio 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME) ha reso noto agli operatori l'avvio operativo, in data 18 luglio u.s., della piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva secondaria ad attivazione automatica (di seguito: Piattaforma aFRR), di cui all'articolo 21 del Regolamento (UE) 2017/2195, sviluppata nell'ambito del progetto europeo PICASSO².

Al riguardo, il GME ha altresì informato che, nella medesima data, sono entrate in vigore con la pubblicazione sul proprio sito internet le versioni aggiornate delle Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) nn. 01 e 03 MPE, opportunamente adeguate ai fini dell'operatività della suddetta Piattaforma aFRR. Le versioni aggiornate di tali DTF hanno sostituito integralmente le precedenti

versioni delle stesse pubblicate sul sito internet del GME.

Deliberazione 18 luglio 2023 322/2023/R/eel
 | "Governance del mercato elettrico europeo, verifica
 della versione aggiornata dello schema contrattuale
 ANCA" | pubblicata in data 19 luglio 2023 | Download
<https://www.arera.it>

Con la Deliberazione 322/2023/R/eel, l'ARERA ha positivamente verificato gli emendamenti apportati al contratto europeo denominato "All Nemo Cooperation Agreement" (ANCA), sottoscritto da tutti i Nominated Electricity Market Operator comunitari (di seguito: NEMO) allo scopo di regolare le attività di cooperazione e di governance funzionali alla gestione del market coupling europeo del giorno prima e infra giornaliero.

In particolare, il predetto contratto ANCA è stato modificato al fine di introdurre, quale criterio di voto ordinario dell'organo di governance dei NEMO (i.e. Nemo Committee), la maggioranza qualificata ("qualified majority vote - QMV"). L'adozione di tale regola di voto consente di migliorare l'efficienza dei processi decisionali del citato organo di governance dei NEMO, a beneficio di tutti gli operatori del mercato elettrico UE.

"CACM Annual Report 2023" del NEMO Committee
 | pubblicato in data 14 luglio 2023 | Download
<https://www.nemo-committee.eu>

Con il "CACM Annual Report 2023", pubblicato il 14 luglio u.s., i NEMO europei, in cooperazione con i gestori di rete (TSOs), hanno presentato, con riferimento all'anno 2022, lo stato di avanzamento dell'implementazione del Regolamento (UE) 2015/1222 (i.e. Regolamento CACM) e delle linee guida previste dall'"Algorithm methodology"³.

In particolare, l'Annual Report 2023 fornisce una panoramica completa dell'operatività, nel 2022, dei progetti di Single Day-Ahead Coupling (SDAC) e Single Intra Day Coupling (SIDC), presentando altresì un quadro generale delle performance attuali e future degli algoritmi di market coupling, nonché delle connesse attività di ricerca e sviluppo poste in essere dai NEMO nell'anno di riferimento.

GAS

Comunicato del GME | "Da oggi disponibile l'indice dei prezzi gas del GME" | pubblicato in data 19 luglio 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso nota l'introduzione, a partire dal 19 luglio u.s., di un nuovo indice di prezzo del gas,

denominato IGI o IG Index (“Italian Gas Index”), con l’obiettivo di fornire agli operatori uno strumento utile di interpretazione e valutazione delle dinamiche di prezzo osservate sui mercati del gas con consegna al PSV⁴. In particolare, l’indice IGI si propone come riferimento nell’ambito di uno scenario energetico in costante evoluzione e di un mercato del gas naturale (MGAS) che, negli ultimi anni, ha registrato un incremento significativo sia in termini di volumi scambiati che di operatori iscritti.

Con riferimento alle modalità di determinazione dell’indice IGI, con il medesimo comunicato il GME ha specificato che lo stesso viene calcolato sulla base dei prezzi registrati sul mercato a pronti del MGAS, e che viene pubblicato, su base giornaliera, alle ore 17:45 di ciascun giorno gas.

RIGASSIFICAZIONE

Comunicato del GME | ”Piattaforma PAR: conferimento della capacità annuale e pluriennale per il Comparto FSRU Italia - prove in bianco” | pubblicato in data 11 luglio 2023 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto di aver svolto, in data 13 luglio u.s. - nell’ambito della Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) - delle apposite sessioni di prove in bianco al fine di consentire agli operatori di testare le funzionalità relative all’allocazione della capacità annuale e pluriennale, con riferimento al nuovo Comparto gestionale dedicato al Terminale di Piombino dell’impresa di rigassificazione “Snam FSRU Italia”⁵.

AMBIENTALE

Decreto Ministeriale n. 224 del 14 luglio 2023 | ”Attuazione dell’articolo 46 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199 in materia di garanzie di origine | pubblicato il 17 luglio 2023 | Download <https://www.mase.gov.it>

Con il Decreto Ministeriale n. 224 del 14 luglio 2023 (nel seguito: Decreto), il Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), nel dare attuazione all’articolo 46 del Decreto legislativo n. 210 dell’8 novembre 2021⁶, ha riordinato talune disposizioni in materia di garanzie di origine (GO).

In particolare, il Decreto ha stabilito nuove modalità di emissione, trasferimento, riconoscimento e annullamento

delle GO da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), nonché adeguato le modalità di utilizzo delle stesse da parte dei fornitori di energia nell’ambito dei contratti di compravendita conclusi con i consumatori finali.

Più nel dettaglio, per le attività di competenza del GME, il Decreto ha, inter alia: i) ampliato le tipologie di GO negoziabili sulla “Piattaforma di scambio delle garanzie d’origine” (Piattaforma P-GO⁷), introducendo la possibilità di scambiare, sulla medesima Piattaforma, GO derivanti non solo dalla produzione di energia elettrica, ma anche dalla produzione di gas (incluso il biometano), di idrogeno, ovvero di energia termica e/o frigorifera; ii) modificato le modalità di emissione delle GO da parte del GSE, introducendo una frequenza su base mensile, in sostituzione della precedente modalità che limitava l’emissione ai periodi “gennaio”, “febbraio” e “altri mesi”. Con l’obiettivo inoltre di favorire ulteriormente gli scambi delle GO, il Decreto ha altresì designato il GME per realizzare, nell’ambito dei sistemi P-GO dallo stesso gestiti, una bacheca informatica funzionale a promuovere l’incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di contratti a lungo termine delle GO, indicando allo scopo di disciplinare le regole di funzionamento di tale bacheca nell’ambito del Regolamento P-GO.

Deliberazione 25 luglio 2023 340/2023/R/efr | “Determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, per l’anno d’obbligo 2022” | pubblicata in data 27 luglio 2023 | Download <https://www.arera.it>

Con la deliberazione 340/2023/R/efr, l’ARERA ha determinato i valori, per l’anno d’obbligo 2022, del contributo tariffario unitario di cui all’articolo 4, comma 4.1, dell’Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/EFER (i.e. Regole per la determinazione del contributo tariffario) e del c.d. “corrispettivo addizionale unitario” di cui al comma 2 del medesimo articolo, ai fini della relativa erogazione, in esito alle verifiche da parte del GSE, del raggiungimento degli obiettivi annuali da parte di ciascun “soggetto obbligato”⁸.

In particolare, per l’anno d’obbligo 2022:

- il contributo tariffario unitario ($C_{UNITARIO\ TEE}$) è pari a 250,00 €/TEE;
- il corrispettivo addizionale unitario ($C_{ADDITIONALE\ UNITARIO}$) è pari a 0,68 €/TEE.

¹ Cfr. Newsletter n. 166 di gennaio 2023;

² Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation;

³ L’Algorithm methodology è il documento elaborato dai NEMO europei per la gestione degli algoritmi relativi ai progetti SDAC e SIDC, approvato da ACER con Decisione n. 04/2020 del 30 gennaio 2020 (link);

⁴ Punto di Scambio Virtuale;

⁵ cfr. Newsletter n.170 maggio 2023;

⁶ cfr. Newsletter n.154 dicembre 2021;

⁷ Organizzata e gestita dal GME ai sensi della Deliberazione ARERA 28 luglio 2011 ARG/elit 104/11;

⁸ Per “soggetti obbligati” si intendono i distributori di energia elettrica e gas naturale di cui all’articolo 3, comma 3.1, lettere a) e b), del Decreto Ministeriale 11 gennaio 2017 e ss.mm.ii.

Gli appuntamenti

13-15 agosto

International Conference on Smart Energy Grid Engineering

Oshawa, Canada

Organizzato da Ontario Tech University

<http://www.ieee-sege.com>

17-19 agosto

International Conference on Green Energy Technologies

Frankfurt, Germania

Organizzato da ICGET

<http://www.icget.org>

18-20 agosto

International Conference on Power, Electrical and Communication Engineering

Dalian, Liaoning, Cina

Organizzato da Cpece

<http://www.cpece.net>

22-22 agosto

International Conference on Environmental Sustainability and Climate Change

Philadelphia, PA, Usa

Organizzato da Crg

<https://crgconferences.com/environmental>

23-25 agosto

International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering

Brest, Francia

Organizzato da Université de Brest

<http://reee.net>

25-27 agosto

International Conference on Power Systems and Electrical Technology

Milano, Italia

Organizzato da Pset

<http://www.pset.org>

26-28 agosto

International Conference on Clean and Green Energy Engineering

Ankara, Turchia

Organizzato da Cgee

<http://www.cgee.org>

13 settembre

XVII Edizione di RemTech Expo 2023

Roma, Italia

Organizzato da RemTech expo

<https://remtechexpo.com>

14 settembre

Forum sostenibilità 2023

Roma, Italia

Organizzato da Comunicazione italiana

<http://www.forumsostenibilita.it/2023/programma>

18 settembre

Eolico offshore galleggiante: le opportunità di crescita della filiera italiana.

Organizzato da Elettricità Futura e Federazione ANIE

Milano, Italia

<https://www.elettricitafutura.it>

18-22 settembre

European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition

Lisbona, Portogallo

Organizzato da WIP Renewable Energies

<https://www.eupvsec.org/index.php>

20 settembre

Analisi delle prestazioni metrologiche nel tempo dei contatori gas statici per uso industriale

Webinar

Organizzato da Proxigas

<https://proxigas.it/eventi>

27 settembre

Italian Energy Summit 2023

Milano, Italia

Organizzato da Proxigas

<https://proxigas.it/eventi/italian-energy-summit-2023>

28 settembre

Down to the river - Il monitoraggio italiano dei macro rifiuti

Roma, Italia

Organizzato da ISPRA

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

30 settembre

E-mobility

Fossano (Cn), Italia

Organizzato dall'Istituto IIS Vallauri

<https://www.emobilityfossano.it>

5 e 6 ottobre

Ravello Energy Festival

Ravello (Salerno), Italia

Organizzato da Startup

www.ravelloenergyfestival.it

10-12 ottobre

Zero Emission&Eolica Mediterranean

Roma, Italia

Organizzato da ZeroEmission

<https://www.zeroemission.show/>

12 ottobre

Renewable Hydrogen Summit

Bruxelles, Belgio

Organizzato dalla Renewable H2 Coalition

<https://renewableh2.eu/summit/>



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.