

APPROFONDIMENTI

2021: I NUMERI DEL BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY

di Francesco Sassi - RIE

In occasione dell'uscita della 71a edizione del BP Statistical Review of World Energy, è arrivato il momento di fare il punto su quello che da più prospettive rimarrà un anno dalle caratteristiche eccezionali per il sistema energetico globale. Dopo la crisi dettata dalle restrizioni legate alla pandemia da COVID-19 e lo stop diffuso alle attività economiche nel 2020, lo scorso anno ha dimostrato come il ritorno di forti consumi abbia inciso pesantemente sulle fragilità sistemiche e sulla disponibilità di risorse energetiche presenti su di un mercato assai precario. In quest'ottica, l'analisi fattuale dell'andamento dei vari mercati energetici, con le ovvie frammentazioni e specifiche regionali, diviene necessaria e non solo per comprendere lo stato dell'arte degli equilibri energetici fra domanda e offerta. Lo studio di un documento importante come il BP Statistical Review of World Energy 2022 risulta indispensabile per la comprensione dei futuri scenari economici, condizionati – mai come oggi - dalle vicende di politica internazionale, e per capire se sarà possibile portare a compimento la transizione energetica, compatibilmente con gli obiettivi climatici internazionali.

Il balzo della domanda energetica globale

Trainata da una crescita economica diffusa e grandiosi programmi di spesa pubblica, dagli Stati Uniti alla Cina, passando per il Recovery Fund europeo, la domanda primaria di energia è aumentata di quasi il 6% nel corso del 2021, invertendo così la caduta registrata nel 2020 e portandosi lievemente al di sopra rispetto la soglia pre-

pandemica del 2019. Un “segnale di successo globale” dettato dalle misure economiche dei governi, ma che evidenzia ulteriormente come le attività umane incidano incredibilmente sui consumi di energia e a catena sulle emissioni in atmosfera, cresciute del 5,7% sulla scia di maggiore domanda di energia, processi industriali, emissioni di gas metano (mai come prima divenute indiziati speciali del cambiamento climatico¹) e pratica del flaring². Precisamente, la domanda primaria di energia è cresciuta del 5,8% nel 2021 (+31 ExaJoule), il massimo incremento mai osservato. Ciò ha determinato un balzo dei consumi rispetto al livello pre-pandemico del 2019 pari al +1,3% (+8EJ), concentrato per più di due terzi nelle economie non-OCSE. Dal 2019 infatti, le economie emergenti hanno incrementato i propri consumi di energia primaria di 15 EJ, di cui 13 EJ si concentrano nella sola Cina. Nel 2021, Pechino è arrivata a contare per il 26,5% dei consumi globali, pari a 157,6 EJ, seguita da Stati Uniti (15,6% dei consumi pari a 93 EJ), dall'Europa (13,8% dei consumi pari a 82,3 EJ), dall'India (6% dei consumi pari a 35,4 EJ) e dalla Federazione Russa (5,3% dei consumi pari a 31,3 EJ)^{3,4}. Volendo fare un confronto, l'incremento dei consumi della Cina nel corso del 2021 è stato pari a quello combinato di Stati Uniti, India e Federazione Russa. In termini relativi invece, la domanda di energia primaria cresce rispettivamente di più nelle ex Repubbliche Sovietiche, America Latina e Centrale, nell'Asia-Pacifico e in Africa.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GIUGNO 2022

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

2021: i numeri del BP Statistical

Review of World Energy

Francesco Sassi (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 32

APPUNTAMENTI

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A giugno il Pun si porta a 271,31 €/MWh, seguendo una dinamica analoga a quella osservata nella gran parte delle borse elettriche europee alimentata dal nuovo repentino rialzo del costo dei combustibili, il gas in particolare, ancora connesso alle tensioni internazionali innescate dal conflitto russo-ucraino. Nel sistema italiano si registra anche una progressiva crescita degli acquisti nel corso di tutto il mese (MGP: 25,2 TWh), con la liquidità del mercato al 74,9%, in un contesto caratterizzato anche da una riduzione dell'import netto e da volumi rinnovabili solo in modesto rialzo. In linea con la dinamica del Pun anche tutti i prezzi di vendita, attestatisi

tra 266 €/MWh delle zone meridionali, Sicilia compresa, e 273 €/MWh di Nord e Centro Nord.

Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra scambi per 2,1 TWh (+3,0% su maggio), in calo nelle sessioni in asta e in aumento nella contrattazione XBID (+34,8%), nella quale si osservano oltre 126 mila abbinamenti.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), prezzi in crescita per tutti i prodotti in contrattazione, con il baseload di Luglio2022 che chiude a 332,70 €/MWh (+38,0%). Ai massimi da inizio anno le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

A giugno il Pun si attesta a 271,31 €/MWh, seguendo una tendenza dettata, così come sulla gran parte delle borse estere, dai nuovi rialzi delle quotazioni del gas, concentrati in particolare nella seconda parte del mese in corrispondenza con la riduzione delle forniture di gas dalla Russia verso l'Europa continentale e meridionale.

Sul Pun si riflettono gli effetti della crescita del prezzo del gas al PSV che, sempre inferiore a 85 €/MWh nella prima metà del mese, sale fino a 146 €/MWh a fine mese. Contribuiscono a determinare il prezzo elettrico italiano anche la significativa

crescita della domanda, superiore a 40 GWh medi negli ultimi giorni del mese, oltre che la riduzione dell'import netto sulla frontiera settentrionale, soprattutto francese in corrispondenza prima di una riduzione sulla NTC e poi di un maggiore allineamento con i prezzi del Nord, e livelli non elevati di volumi rinnovabili.

Nei singoli gruppi orari le quotazioni italiane si portano a 301,40 €/MWh nelle ore di picco e a 255,11 €/MWh nel fuori picco, per un rapporto picco/baseload salito a 1,11 (+0,6) (Grafico 1 e Tabella 1).

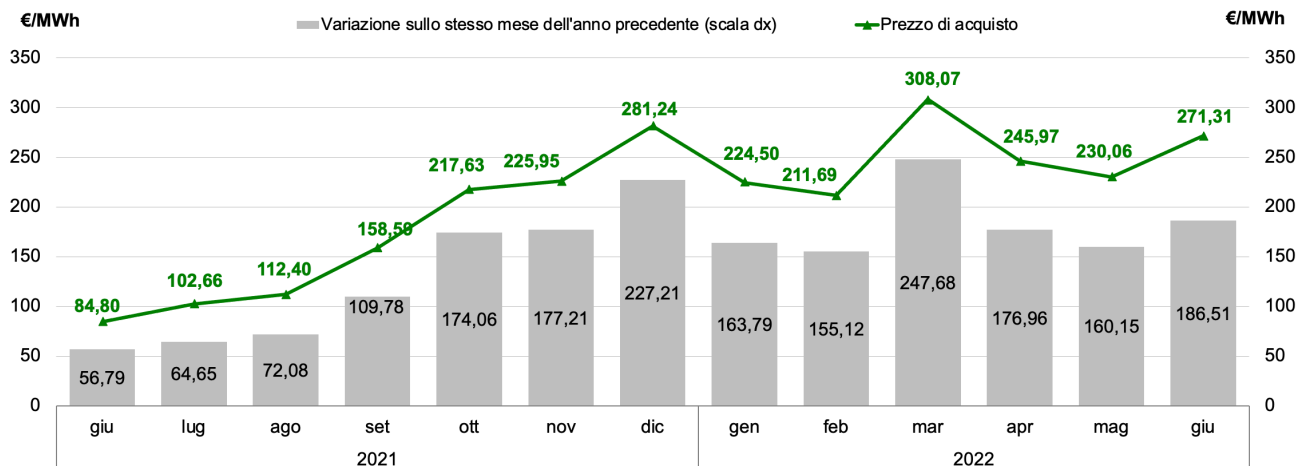
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2022	2021	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2022	2021
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	271,31	84,80	+186,51	+220,0%	26.199	+2,2%	34.956	+3,3%	74,9%	75,8%
<i>Picco</i>	301,40	92,01	+209,39	+227,6%	31.954	+1,5%	42.154	+3,2%	75,8%	77,1%
<i>Fuori picco</i>	255,11	80,91	+174,20	+215,3%	23.100	+2,7%	31.080	+3,4%	74,3%	74,8%
<i>Minimo orario</i>	95,80	42,67			16.131		22.976		65,5%	67,1%
<i>Massimo orario</i>	479,00	139,07			36.938		47.764		86,6%	82,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



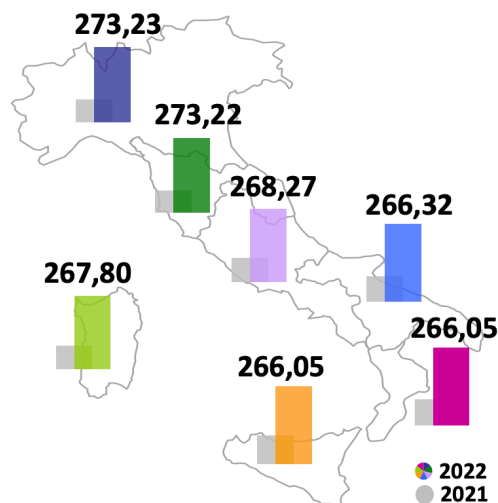
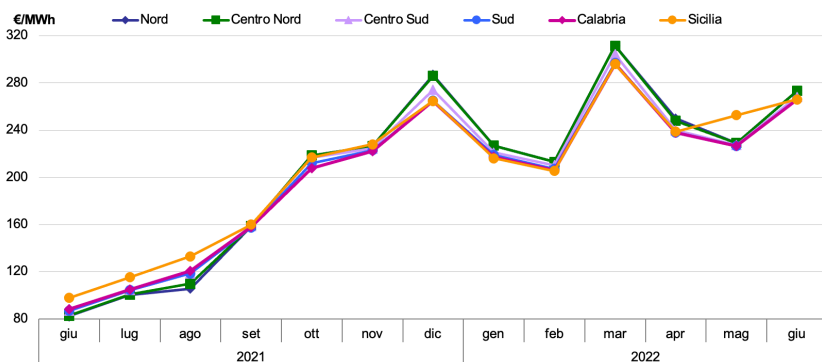
I PREZZI ZONALI

A livello locale, i prezzi di vendita mostrano andamenti analoghi al Pun, risultano compresi tra 266,05 €/MWh della Sicilia che, potendo contare sul ripristino dei livelli ordinari di

transito con il continente, torna a mostrare un valore di poco inferiore a quello registrato nel centro meridione (266/268 €/MWh), e 273 €/MWh di Nord e Centro Nord (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 25,2 TWh, si porta sul livello più elevato degli ultimi 5 anni per il mese di giugno, con una crescita sia dei volumi transitati nella borsa elettrica del GME (18,9 TWh) sia

delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP (6,3 TWh). In conseguenza di tali movimenti la liquidità del mercato si attesta al 74,9% (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.862.982	+2,2%	74,9%
Operatori	12.371.088	+2,2%	49,2%
GSE	2.396.320	-9,4%	9,5%
Zone estere	4.095.574	+10,4%	16,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.305.268	+6,8%	25,1%
Zone estere	32.394	-65,1%	0,1%
Zone nazionali	6.272.874	+7,9%	24,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	25.168.250	+3,3%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	12.050.295	-25,3%	
OFFERTA TOTALE	37.218.545	-8,1%	

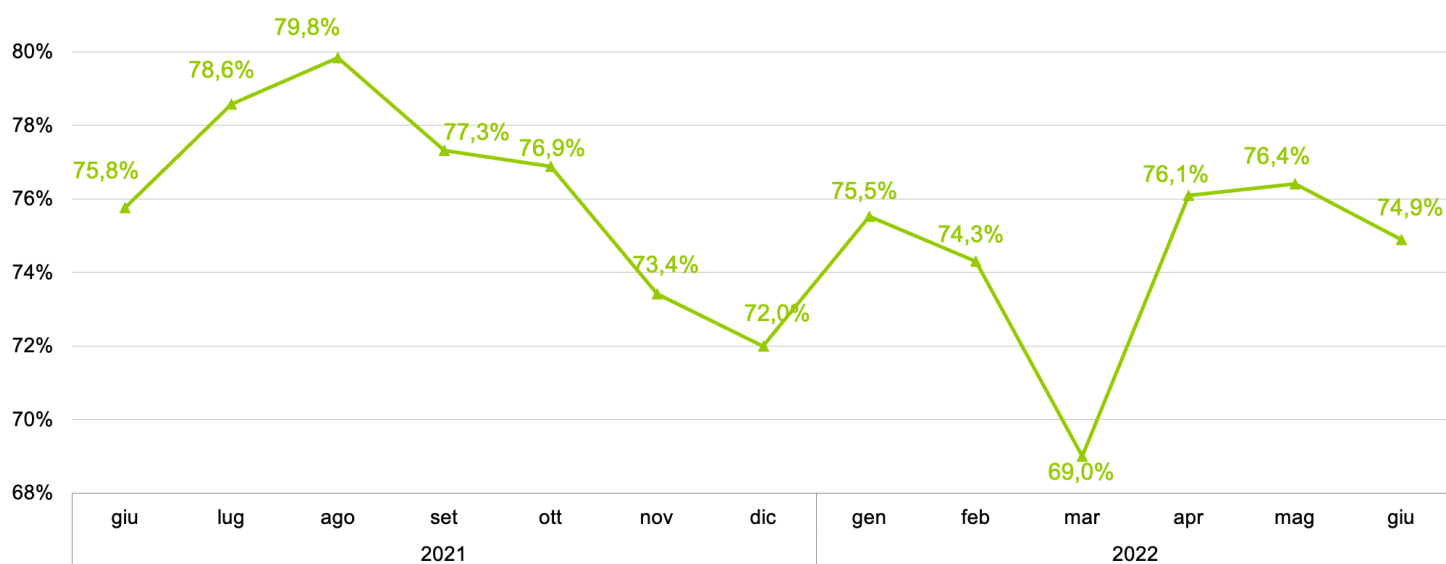
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.862.982	+2,2%	74,9%
Acquirente Unico	2.048.034	-37,0%	8,1%
Altri operatori	13.783.215	+16,5%	54,8%
Pompaggi	2.766	+29,5%	0,0%
Zone estere	177.219	+16,8%	0,7%
Saldo programmi PCE	2.851.748	-11,6%	11,3%
PCE (incluso MTE)	6.305.268	+6,8%	25,1%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.157.015	+0,3%	36,4%
Saldo programmi PCE	-2.851.748	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	25.168.250	+3,3%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	676.107	+37,5%	
DOMANDA TOTALE	25.844.357	+4,0%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali salgono a 25,0 TWh, massimo dal 2013 per il mese di giugno, per effetto di una crescita diffusa a livello locale. Pari a poco meno di 0,2 TWh, invece, gli acquisti esteri (esportazioni) (Tabella 4). Lato offerta, con le importazioni in calo a 4,1

TWh, soprattutto sulla frontiera francese, la domanda torna ad essere soddisfatta per quasi l'84% dalle vendite nazionali, pari a 21,0 TWh e ovunque in crescita su base mensile, eccetto che al Centro Nord e in Sardegna (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
	MWh								
Nord	16.036.861	22.273	-24,9%	10.393.917	14.436	-13,8%	14.050.796	19.515	+2,2%
Centro Nord	1.334.652	1.854	-18,8%	1.166.017	1.619	-13,7%	2.143.930	2.978	+3,4%
Centro Sud	5.395.768	7.494	+13,4%	2.666.957	3.704	+12,2%	4.407.724	6.122	+5,2%
Sud	4.640.898	6.446	+24,1%	3.188.811	4.429	+40,9%	1.655.083	2.299	+9,0%
Calabria	2.109.311	2.930	+5,5%	1.377.404	1.913	+40,5%	485.525	674	-0,1%
Sicilia	2.232.573	3.101	+14,1%	1.243.689	1.727	+79,6%	1.498.702	2.082	+2,6%
Sardegna	1.316.508	1.828	+11,4%	1.003.488	1.394	+19,2%	749.270	1.041	+1,8%
Totale nazionale	33.066.572	45.926	-9,7%	21.040.282	29.223	+2,3%	24.991.031	34.710	+3,2%
Esteri	4.151.973	5.767	+7,7%	4.127.968	5.733	+8,5%	177.219	246	+16,8%
Sistema Italia	37.218.545	51.692	-8,1%	25.168.250	34.956	+3,3%	25.168.250	34.956	+3,3%

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

LE FONTI

La ripresa mensile delle vendite nazionali si concentra soprattutto sulle fonti tradizionali (livello massimo degli ultimi 5 anni per il mese di giugno), che risulta diffusa sulla penisola e in Sicilia, interessando tanto gli impianti a gas che quelli a carbone, questi ultimi anche a fronte di quotazioni del combustibile e permessi di emissione ancora molto elevate e solo in lieve riduzione. Più modesta, invece, la crescita rispetto a maggio delle vendite

rinnovabili, sostenute da quelle eoliche al centro meridione e dallo stagionale rialzo di quelle idroelettriche al Nord, ancora tuttavia ai minimi per il mese di giugno, in presenza di un elevato livello di siccità. In calo, invece, il solare. Pertanto la quota di mercato del gas sale al 48,1% e quella del carbone all'8,7%, mentre tra le fonti rinnovabili perdono quota sia l'idrico (18,0%) che il solare (11,9%) (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	8.451	+6,5%	591	-23,2%	2.393	+20,7%	2.752	+53,6%	1.494	+47,9%	1.190	+120,7%	1.010	+14,3%	17.881	+19,9%
Gas	7.397	+3,5%	553	-23,1%	1.463	+32,0%	1.571	+9,5%	1.384	+57,6%	1.130	+132,9%	553	+15,8%	14.051	+14,7%
Carbone	385	+1970,2%	-	-	722	+12,1%	1.046	+385,4%	0	-	-	-	395	+17,1%	2.549	+109,6%
Altre	669	-13,3%	38	-25,0%	208	-9,3%	135	-5,1%	110	-16,5%	59	+10,5%	62	-10,3%	1.281	-11,5%
Fonti rinnovabili	5.760	-30,6%	1.029	-7,1%	1.299	-0,9%	1.677	+24,1%	419	+19,3%	538	+27,1%	380	+33,2%	11.101	-15,5%
Idraulica	3.742	-38,4%	156	-17,7%	469	-26,3%	491	+12,5%	136	-	160	+23,4%	93	+31,9%	5.247	-31,4%
Geotermica	-	-	601	-5,4%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	601	-5,4%
Eolica	15	+96,8%	18	+49,2%	347	+68,0%	820	+52,5%	204	+33,5%	231	+53,1%	136	+76,7%	1.770	+54,7%
Solare e altre	2.003	-9,9%	255	-6,1%	483	+3,1%	366	-2,9%	79	+2,9%	146	+2,8%	151	+9,7%	3.483	-5,8%
Pompaggio	225	-55,4%	-	-	12	+41,9%	-	-	-	-	-	-	4	-	241	-53,1%
Totale	14.436	-13,8%	1.619	-13,7%	3.704	+12,2%	4.429	+40,9%	1.913	+40,5%	1.727	+79,6%	1.394	+19,2%	29.223	+2,3%

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

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

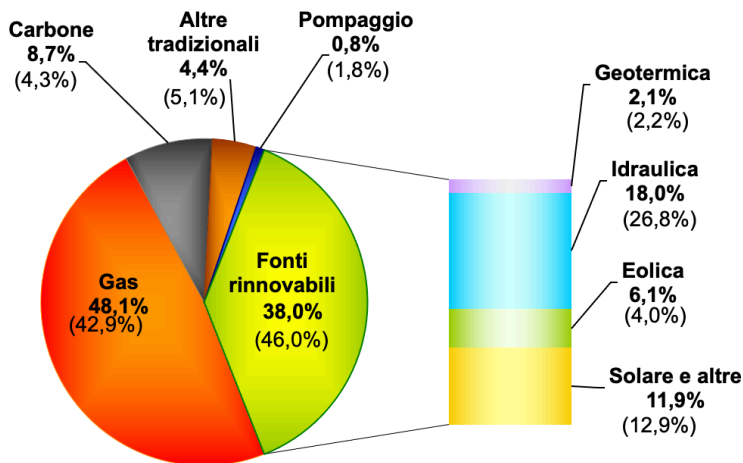
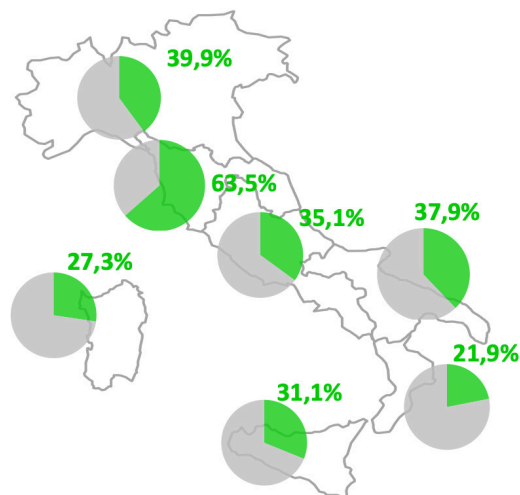


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto dell'Italia si attesta a 4,0 TWh, con un calo mensile che si concentra sulla frontiera francese, in corrispondenza di una riduzione sulla NTC, in particolare nella prima decade del mese, e poi di un maggior allineamento tra

la quotazione estera e quella del Nord. In riduzione anche i flussi dal Montenegro, il cui transito con il Centro Sud risulta, nell'ultima decade del mese, prima chiuso e poi ristretto. In aumento, invece, l'import dalla Svizzera (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzo	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	MWh	%	%	%	%	%	MW medi	MWh	MWh	MW medi	MWh	MWh
Italia - Francia*	1.428.523 (1.630.024)	96,5% (96,8%)	2,8% (1,9%)	0,7% (1,2%)	59,7% (70,1%)	- (0,6%)	2.467 (2.566)	1.437.141 (1.638.777)	1.404.747 (1.606.677)	997 (997)	8.619 (8.753)	8.619 (8.753)
Italia - Svizzera	1.768.114 (1.557.422)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	2.868 (2.590)	1.789.519 (1.566.149)	n/a (-)	2.642 (2.505)	21.404 (8.727)	n/a (-)
Italia - Austria*	194.950 (142.927)	93,9% (87,4%)	4,7% (6,3%)	1,4% (6,4%)	91,1% (83,3%)	4,0% (6,3%)	297 (239)	197.647 (146.967)	197.647 (146.967)	89 (89)	2.697 (4.040)	2.697 (4.040)
Italia - Slovenia*	295.206 (185.461)	88,1% (14,6%)	9,3% (81,1%)	2,6% (4,3%)	62,6% (2,4%)	3,2% (43,7%)	573 (501)	320.332 (219.348)	320.332 (219.348)	631 (631)	25.126 (33.887)	25.126 (33.887)
Italia - Montenegro	278.858 (201.784)	90,6% (69,2%)	0,3% (6,4%)	9,1% (24,4%)	47,4% (34,7%)	- (-)	465 (398)	288.089 (229.668)	n/a (-)	517 (411)	9.231 (27.884)	n/a (-)
Italia - Grecia	94.183 (-)	29,7% (-)	1,1% (-)	69,2% (100,0%)	- (-)	- (-)	179 (25)	95.240 (-)	95.240 (-)	179 (25)	1.057 (-)	1.057 (-)
Italia - Malta	-46.162 (-15.935)	- (12,2%)	88,5% (41,5%)	11,5% (46,3%)	- (-)	- (-)	203 (200)	0 (3.344)	n/a (-)	203 (200)	46.162 (19.279)	n/a (-)
TOTALE**	4.013.672 (3.701.683)							4.127.968 (3.804.253)	2.017.966 (1.972.992)		114.296 (102.569)	37.499 (46.679)

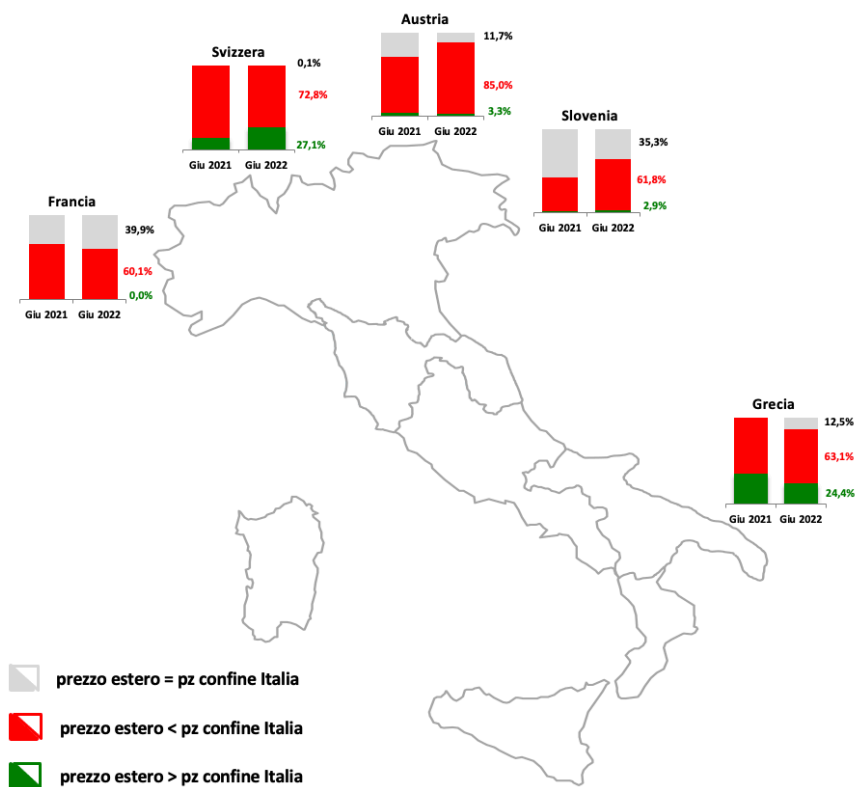
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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 giugno i volumi complessivamente scambiati nel MI si attestano a 2,1 TWh (+3,0 TWh su maggio).

La gran parte degli scambi resta concentrata nella contrattazione in asta (1,8 TWh), e in particolare sul MI-A1 (1,1 TWh), la cui quota sul totale scambiato scende, tuttavia, al 53% (-6 p.p.), a vantaggio del XBID che, con oltre 126 mila abbinamenti per 325,2 GWh totali (+34,8%), sale al 16% del totale scambiato sul MI, massimo dall'avvio del mercato.

Anche a giugno il 94% degli scambi XBID risulta realizzato a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3), con quota prevalente per quelli avvenuti con controparte estera (69% del totale XBID)

con finalità pressoché bilanciata tra import ed export. Si attesta invece al 25% la quota dei volumi scambiati tra zone nazionali e al 5% quella relativa agli scambi all'interno della medesima zona nazionale.

I prezzi osservati nel MI si attestano mediamente sui 266/271 €/MWh nelle prime due sessioni in asta e sul XBID e a quasi 283 su MI-A3, valori che risultano inferiori ai corrispondenti MGP nelle aste (-1/-2%) e sostanzialmente allineati nella contrattazione continua.

Il ranking dei prezzi zionali segue quanto osservato sul MGP, mostrando quotazioni più elevate nelle zone centro-settentrionali (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 9).

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

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME

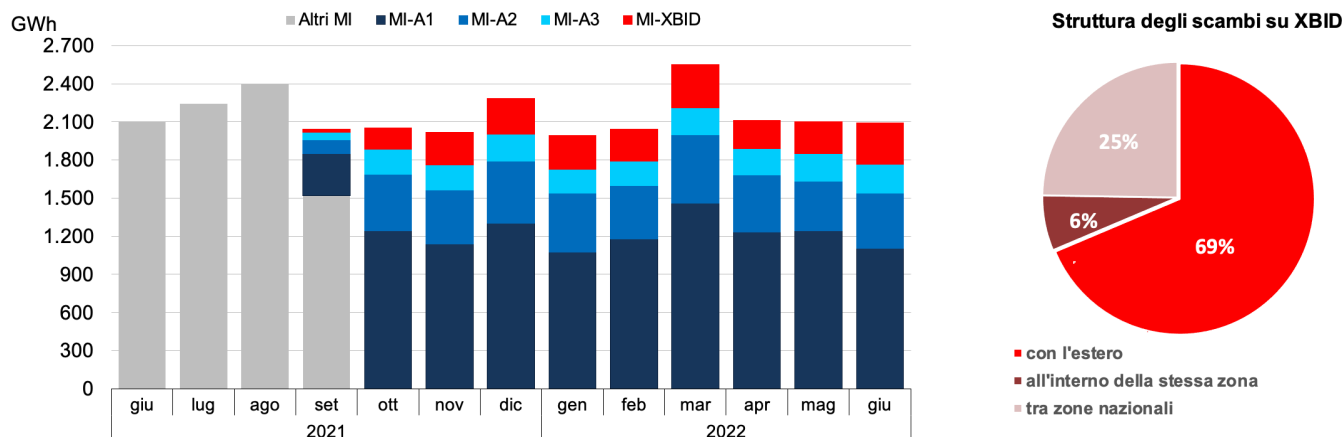


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero
	MI-A1	MI-A2	MI-A3	Totale	XBID	Totale
	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)		(1-24 h)	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Nord	492.040	168.204	82.464	742.708	99.079	841.787
Centro Nord	65.525	25.922	12.614	104.061	13.596	117.656
Centro Sud	212.569	66.245	39.664	318.479	29.302	347.781
Sud	166.184	84.370	44.732	295.286	35.629	330.915
Calabria	19.773	10.155	7.225	37.152	6.170	43.322
Sicilia	77.277	23.095	15.869	116.241	7.188	123.429
Sardegna	34.404	16.769	12.768	63.941	8.169	72.110
Estero	36.388	39.275	14.491	90.153	126.068	216.221
Totale	1.104.160	434.035	229.826	1.768.021	325.201	2.093.221

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
	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)		(1-24 h)	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Nord	509.225	195.471	96.827	801.524	101.467	902.991
Centro Nord	13.313	10.927	7.513	31.753	15.609	47.362
Centro Sud	244.209	73.466	30.279	347.954	23.484	371.438
Sud	126.600	70.535	29.480	226.615	36.504	263.119
Calabria	32.141	18.387	6.155	56.682	4.809	61.491
Sicilia	125.251	29.301	15.283	169.835	10.574	180.409
Sardegna	32.458	15.191	10.107	57.756	8.607	66.362
Estero	20.963	20.757	34.183	75.902	124.147	200.049
Totale	1.104.160	434.035	229.826	1.768.021	325.201	2.093.221

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

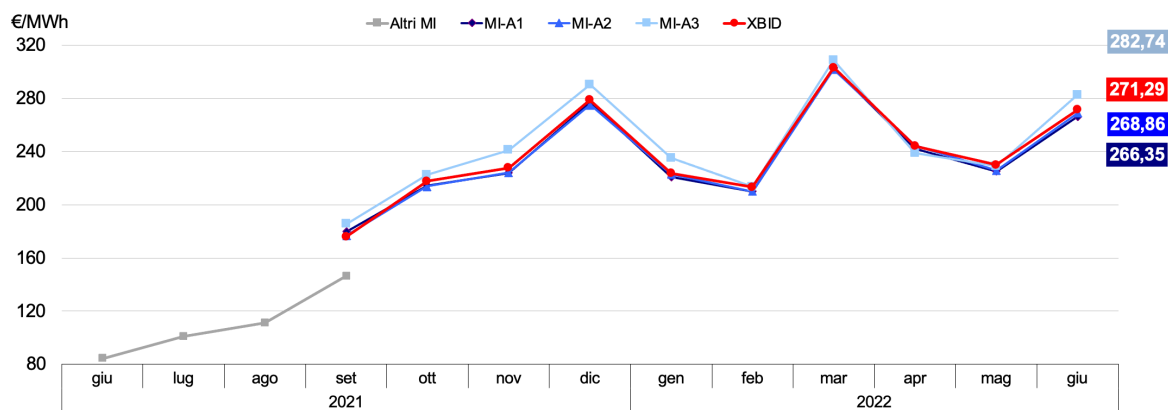


Tabella 9: MI, prezzi zonal medi

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) €/MWh	MI-A2 (1-24 h) €/MWh	MI-A3 (13-24 h) €/MWh	X-BID (1-24 h) €/MWh
Nord	273,23	288,38	269,89 (-1,2%)	272,84 (-0,1%)	286,46 (-0,7%)	271,95 (-0,5%)
Centro Nord	273,22	288,37	269,85 (-1,2%)	272,66 (-0,2%)	285,64 (-0,9%)	277,23 (+1,5%)
Centro Sud	268,27	281,84	264,48 (-1,4%)	266,85 (-0,5%)	280,16 (-0,6%)	267,87 (-0,2%)
Sud	266,32	279,76	262,74 (-1,3%)	264,97 (-0,5%)	278,17 (-0,6%)	267,02 (+0,3%)
Calabria	266,05	279,22	262,57 (-1,3%)	264,85 (-0,4%)	277,61 (-0,6%)	266,80 (+0,3%)
Sicilia	266,05	279,22	262,57 (-1,3%)	264,85 (-0,4%)	277,62 (-0,6%)	264,97 (-0,4%)
Sardegna	267,80	280,96	264,22 (-1,3%)	266,27 (-0,6%)	279,16 (-0,6%)	267,93 (+0,0%)

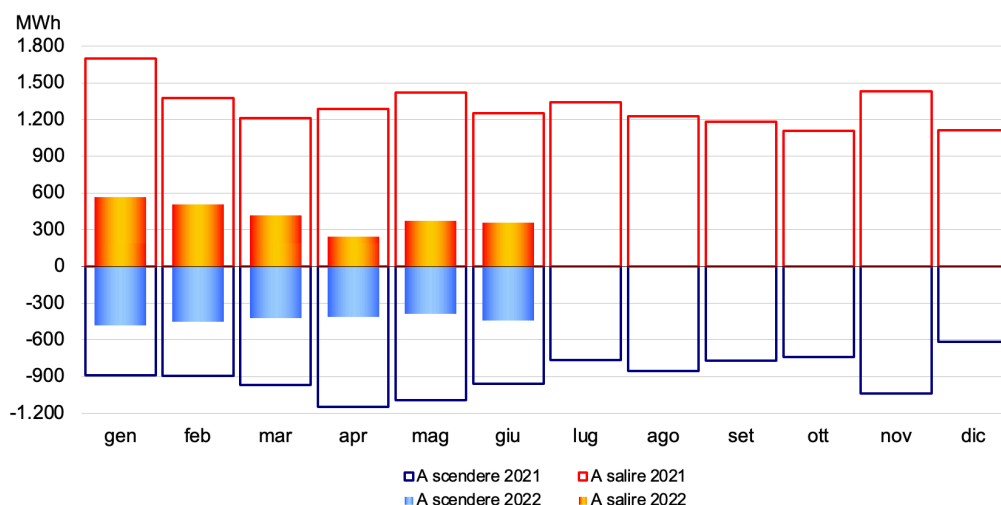
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Come da inizio anno, anche a giugno restano molto bassi i volumi del mercato MSD ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire pari a 0,3 TWh e le sue vendite su quello a scendere a 0,3 TWh (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

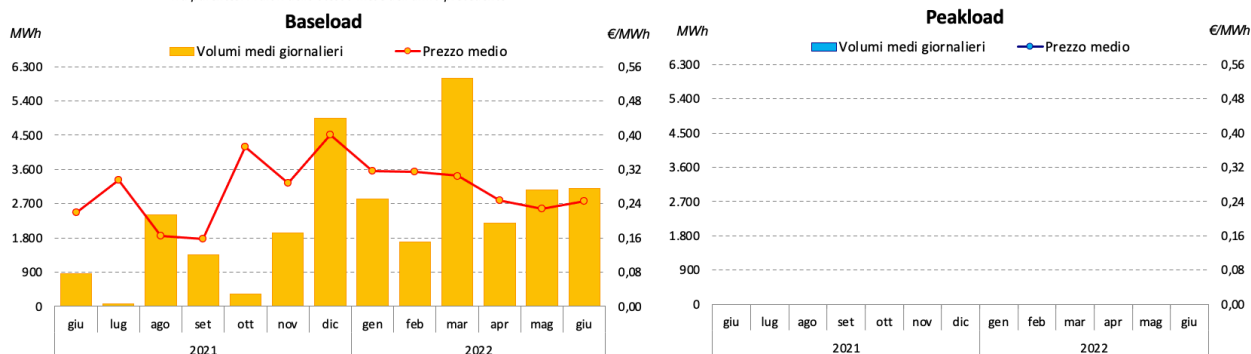
Nel MPEG si osservano 8 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' relative a 6 giorni del mese, per volumi pari a 18,6 GWh. Gli scambi si realizzano sul prodotto baseload, il cui prezzo medio si attesta a 0,25 €/MWh (+0,02 €/MWh su maggio) (Figura 2).

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	8 (50)	6/30 25/30	0,25 (0,22)	0,20 (0,10)	0,25 (1,00)	18.600 (21.552)	3.100 (862)
Peakload	- (-)	0/22 0/22	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Totale	8 (50)					18.600 (21.552)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE il prodotto Luglio 2022 chiude il periodo di contrattazione con una posizione aperta complessiva di 0,7 GWh e un prezzo di 332,70 €/MWh sul baseload e di 359,41 €/MWh sul peakload (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a giugno

Fonte: GME

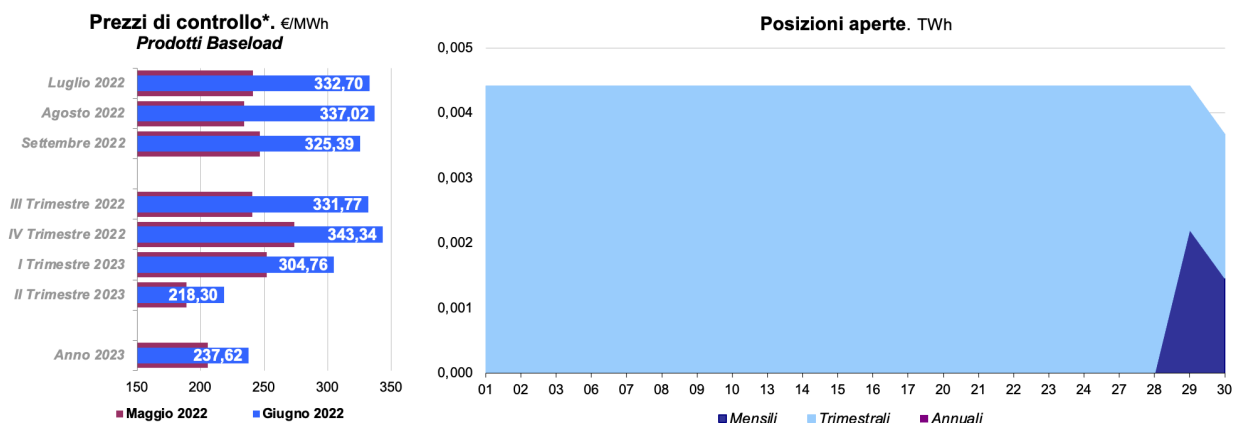
	PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**			
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh	
Luglio 2022	332,70	+38,0%	-	-	-	-	-	1	744	
Agosto 2022	337,02	+44,0%	-	-	-	-	-	1	744	
Settembre 2022	325,39	+32,0%	-	-	-	-	-	1	720	
Ottobre 2022	343,34	-	-	-	-	-	-	-	-	
III Trimestre 2022	331,77	+38,0%	-	-	-	-	-	1	2.208	
IV Trimestre 2022	343,34	+25,4%	-	-	-	-	-	1	2.209	
I Trimestre 2023	304,76	+21,0%	-	-	-	-	-	-	-	
II Trimestre 2023	218,30	+15,5%	-	-	-	-	-	-	-	
III Trimestre 2023	214,36	-	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2023	237,62	+15,5%	-	-	-	-	-	-	-	
Totale			-	-	-	-	-	-	3.673	

	PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**			
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh	
Luglio 2022	359,41	+36,7%	-	-	-	-	-	-	-	
Agosto 2022	353,85	+42,6%	-	-	-	-	-	-	-	
Settembre 2022	347,43	+29,5%	-	-	-	-	-	-	-	
Ottobre 2022	381,86	-	-	-	-	-	-	-	-	
III Trimestre 2022	353,48	+36,2%	-	-	-	-	-	-	-	
IV Trimestre 2022	395,18	+24,2%	-	-	-	-	-	-	-	
I Trimestre 2023	333,20	+19,8%	-	-	-	-	-	-	-	
II Trimestre 2023	225,32	+13,4%	-	-	-	-	-	-	-	
III Trimestre 2023	229,15	-	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2023	260,52	+14,7%	-	-	-	-	-	-	-	
Totale			-	-	-	-	-	-	-	
TOTALE			-	-	-	-	-	-	3.673	

* 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)

Ai massimi da inizio anno le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a giugno, pari a 21,3 TWh. In aumento mensile anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 12,2 TWh (Tabella 11).
Ai massimi da ottobre il Turnover, ovvero il rapporto tra

transazioni registrate e posizione netta, a 1,74 (+0,05 su maggio) (Grafico 10).

Quanto ai programmi registrati, si osserva una crescita mensile sia nei conti in immissione (6,3 TWh) che in quelli in prelievo (9,2 TWh), con i relativi sbilanciamenti a programma, in lieve calo rispettivamente a 5,9 TWh e 3,0 TWh.

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

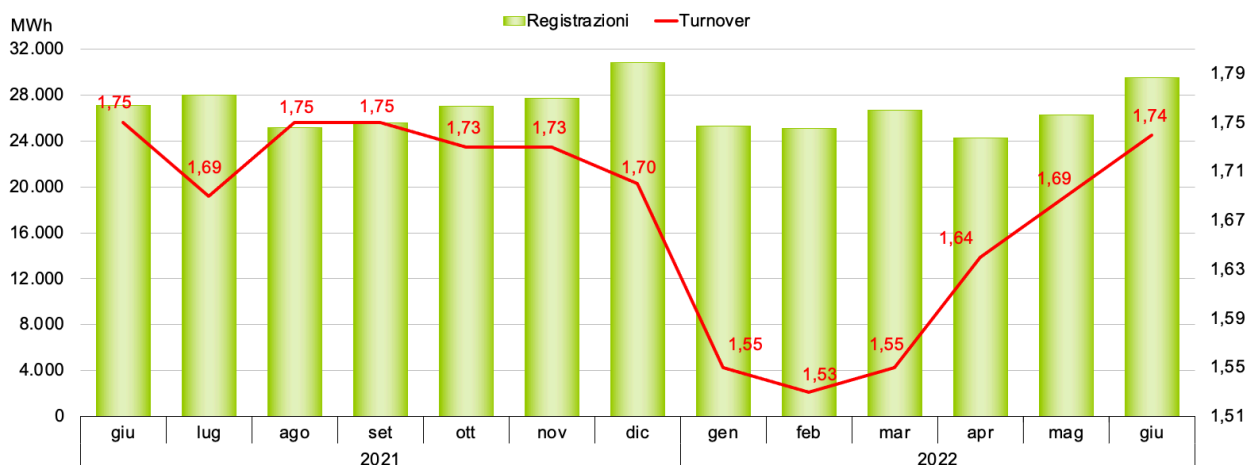
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	6.018.186	+7,0%	28,3%	Richiesti	7.595.850	+5,4%	9.157.466	+0,1%
Off Peak	170.802	+80,9%	0,8%	Rifiutati	1.290.582	-1,1%	450	-96,5%
Peak	159.234	+46,9%	0,7%	Registrati	6.305.268	+6,8%	9.157.015	+0,3%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	6.348.222	+9,0%	29,9%	Sbilanciamenti a programma	5.894.925	+11,4%	3.043.177	+47,5%
Totale Non standard	14.888.787	+8,7%	70,0%	Saldo programmi	-	-	2.851.747	-11,6%
PCE bilaterali	21.237.008	+8,8%	99,9%					
MTE	720	-98,6%	0,0%					
MPEG	18.600	-13,7%	0,1%					
TOTALE PCE	21.256.328	+8,5%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	12.200.193	+9,0%						

* 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

■ I consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.201 milioni di mc (44,4 TWh), in aumento sul mese precedente, riconducibile alla domanda del settore termoelettrico (+25,5%). Sul lato delle immissioni le importazioni tramite gasdotto e GNL si portano complessivamente a 5.595 milioni di mc (59,2 TWh), registrando valori molto bassi soprattutto sulla frontiera settentrionale (11,8 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, le iniezioni nei siti ammontano a 17,5 TWh. Pressoché in linea sui livelli dei mesi precedenti la produzione nazionale, a 256 milioni di mc (2,7 TWh).

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 13,4 TWh, rappresentativi di una quota sul totale

dei consumi pari al 30%. Circa il 77% degli scambi risulta concentrato sui mercati day-ahead, sia a negoziazione continua (5,6 TWh) che in asta (4,6 TWh). L'aumento dei volumi contrattati in asta si inserisce nel contesto regolatorio definito dalla Deliberazione 274/2022/R/GAS con cui ARERA ha previsto che, il Responsabile del Bilanciamento approvvigioni i volumi necessari al servizio di riempimento di ultima istanza nell'ambito dell'apposito comparto AGS del mercato a pronti organizzato dal GME. In aumento rispetto al mese precedente tutti i prezzi registrati sui mercati del GME, in linea con le dinamiche osservate sui principali hub europei (PSV: 108 €/MWh; TTF: 106 €/MWh).

IL CONTESTO

A giugno i consumi di gas naturale in Italia si portano a 4.201 milioni di mc (44,4 TWh), in virtù di una consistente ripresa della domanda del settore termoelettrico (2.066 milioni di mc, 21,8 TWh) che torna sui livelli medi dei primi quattro mesi dell'anno. Scendono i consumi nel settore civile (942 milioni di mc, 10,0 TWh), secondo il tipico andamento stagionale, e nel settore industriale (987 milioni di mc, 10,4 TWh), ai minimi degli ultimi dieci mesi. In aumento, infine, le esportazioni e gli altri consumi, a 206 milioni di mc (2,2 TWh). Sul lato delle importazioni (5.595 milioni di mc, 59,2 TWh) si rilevano volumi di gas in ingresso tramite gasdotto per 4.173 milioni di mc (44,1 TWh) e tramite GNL per 1.422 milioni di mc (15,0 TWh).

Prosegue la rimodulazione dei flussi di import per singoli punti di entrata, in riduzione soprattutto a Tarvisio (7,4 TWh) e Passo Gries (4,5 TWh), le cui quote scendono rispettivamente a 12,4% e 7,6% del totale. Tale calo è stato assorbito dall'incremento dei flussi dagli altri gasdotti e terminali di rigassificazione, tra cui in particolare Mazara (20,6 TWh, 34,8% del totale), Melendugno (9,6 TWh, 16,2% del totale), e Livorno (3,6 TWh, 6,1% del totale). Relativamente allo stoccaggio, le iniezioni nei siti di stoccaggio ammontano a giugno a 17,5 TWh, per una giacenza complessiva di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese a 5.853 milioni di mc (61,9 TWh).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.595	59,2	-1,9%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.947	20,6	+19,5%
Tarvisio	695	7,4	-67,2%
Passo Gries	423	4,5	+889,3%
Gela	198	2,1	+5,2%
Gorizia	1	0	-56,7%
Melendugno	908	9,6	+40,0%
Panigaglia (GNL)	293	3,1	-
Cavarzere (GNL)	787	8,3	+1,7%
Livorno (GNL)	342	3,6	+13,7%
Produzione Nazionale	256	2,7	+14,8%
<i>Erogazioni da stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.851	61,9	-1,3%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	987	10,4	-10,5%
Termoelettrico	2.066	21,8	+6,4%
Reti di distribuzione	942	10,0	-8,3%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	206	2,2	+19,0%
TOTALE CONSUMATO	4.201	44,4	-1,0%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	1.650	17,5	-2,0%
TOTALE PRELEVATO	5.851	61,9	-1,3%

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

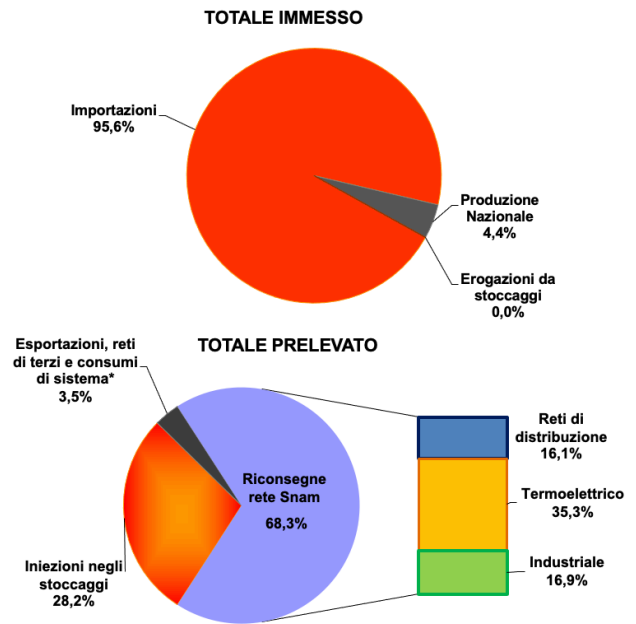
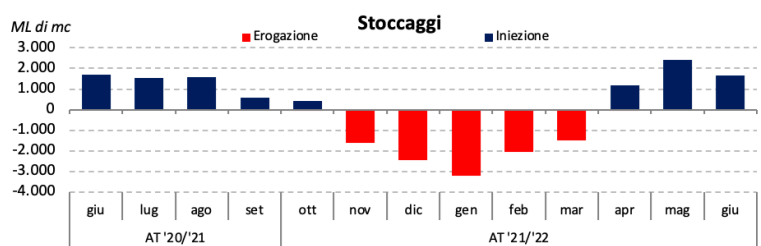
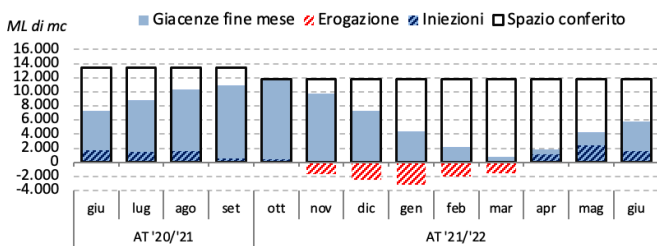


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/06/2022)	5.853	61,9	-20,1%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	1.650	17,4	-2,0%
Flusso netto	1.650	17,4	-2,0%
Spazio conferito su base annuale	11.846	125,2	-12,1%
Giacenza/Spazio conferito	49,4%		-5,0 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, le quotazioni al PSV e al TTF si riportano rispettivamente a 108 €/MWh a 106 €/MWh. Entrambe le quotazioni sono caratterizzate da una sostanziale stabilità nella prima metà del mese, su livelli intorno agli 80 €/MWh, e da un progressivo crescita nella seconda metà, in concomitanza con la riduzione delle

forniture di gas dalla Russia. In corrispondenza delle suddette dinamiche, il differenziale tra il riferimento italiano e quello olandese, pari a 2 €/MWh, risulta stabile e su livelli bassi nella prima parte del mese e in aumento nella seconda parte, mantenendosi sopra i 5 €/MWh nell'ultima settimana.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Si segnala, in data 24 giugno 2022 la pubblicazione della deliberazione ARERA 274/2022/R/GAS concernente “Ulteriori misure urgenti per il servizio di stoccaggio di gas naturale ai sensi del Decreto del Ministero della Transizione Ecologica 22 giugno 2022, N. 253” che, dando tempestiva attuazione alle disposizioni del decreto 22 giugno 2022, ha previsto inter alia che:

- per il servizio di riempimento di ultima istanza, il responsabile del bilanciamento approvvigiona i volumi necessari nell’ambito dell’apposito comparto AGS del mercato a pronti organizzato dal GME;
- ai fini dell’attuazione di quanto previsto al punto precedente, si applicano i punti 7, 9 e 10 della deliberazione 165/2022/R/gas relativi all’approvvigionamento del gas di sistema.

In tale contesto, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 13,4 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 30% (era il 24% il mese precedente). Rispetto al mese di maggio, all’interno del mutato quadro regolatorio, si osserva una crescita dei volumi scambiati sull’orizzonte day-ahead, sia a negoziazione continua (5,6 TWh, +8,2%), il cui peso nel mercato a pronti risulta pari al 42%, che, soprattutto, nel comparto AGS in asta, dove le contrattazioni salgono a 4,6 TWh (+165,1%), in corrispondenza di maggiori movimentazioni effettuate da Snam in particolare lato acquisto (4,5 TWh contro 1,5 TWh).

Sull’orizzonte intraday i volumi si attestano, invece, a 2,9 TWh, quasi interamente scambiati sul mercato a negoziazione continua (2,6 TWh), in flessione sul mese precedente (-9,9%). Su tale comparto risultano in calo le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,2 TWh, -68%), mentre si confermano in crescita gli scambi tra operatori diversi dal RdB (2,3 TWh, +9%). Gli scambi del comparto AGS (0,4 TWh) risultano, invece, concentrati nella giornata del 24 giugno, data di avvio operativo dei disposti normativi sopra riportati, tutti relativi ad acquisti di Snam.

Le quantità scambiate sul MGS si portano a 0,2 TWh, ai minimi degli ultimi otto mesi, con movimentazioni effettuate da Snam, esclusivamente con finalità di bilanciamento, pari a 0,16 TWh e contrattazioni tra operatori terzi pari a 0,04 TWh.

Le quotazioni registrate sui mercati a pronti si attestano a 105-106 €/MWh, in linea con gli sviluppi dei prezzi sui principali hub europei, con un massimo di 144 €/MWh registrato nell’unica sessione con scambi del comparto intraday AGS. Inoltre, si osserva, a partire dal 10 giugno un maggiore disallineamento tra le quotazioni, più intenso nella parte centrale del mese, in corrispondenza dei repentini incrementi giornalieri dei prezzi agli hub.

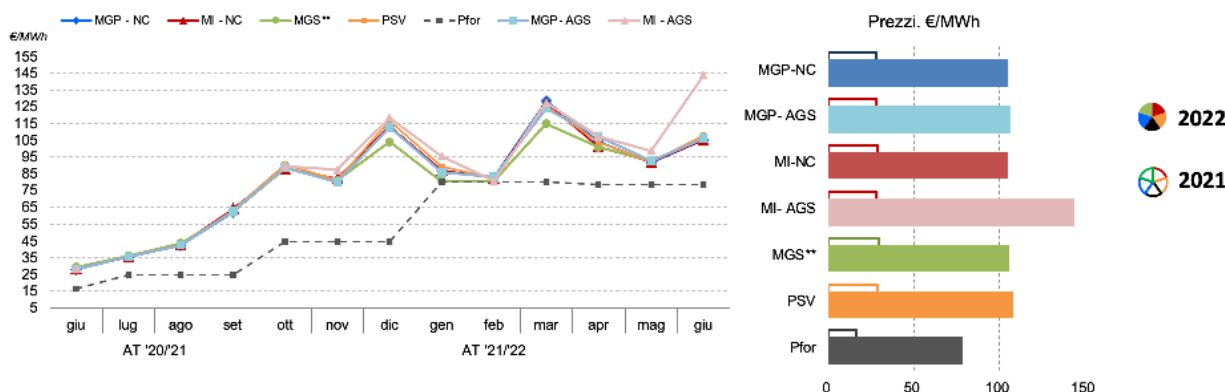
Infine, sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a giugno non sono stati registrati scambi, nulla anche la posizione aperta.

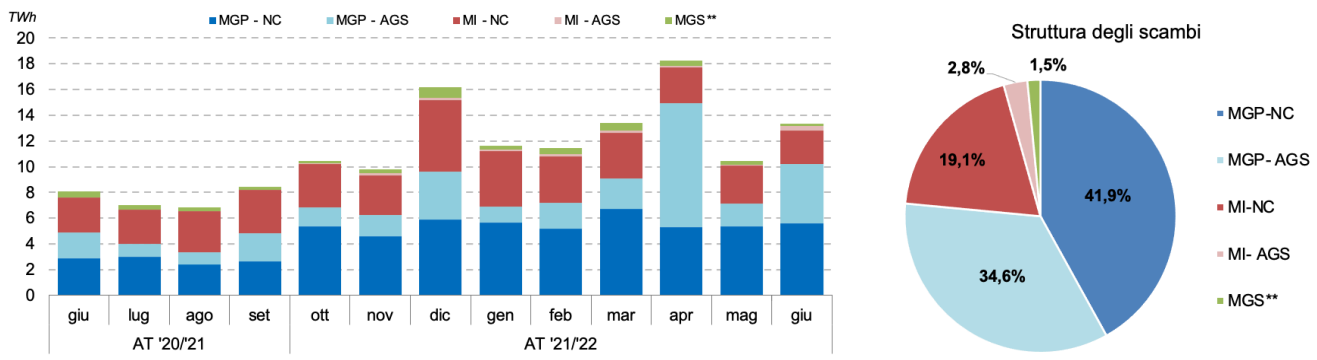
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh		Var
	Media	Var	Min	Max	Totale		
MGP							
Negoziazione continua	105,15	(28,08)	+274,4%	74,00	148,00	5.606.784	(2.874.648) +95,0%
Comparto AGS	106,16	(28,25)	+275,8%	70,00	148,74	4.621.008	(2.009.568) +130,0%
MI							
Negoziazione continua	104,98	(28,51)	+268,2%	59,00	160,00	2.558.520	(2.699.712) -5,2%
Comparto AGS	143,90	(28,17)	+410,8%	143,90	143,90	377.448	(10.968) +3341,4%
MGS**	106,03	(29,36)	+261,1%	76,03	148,70	206.640	(494.642) -58,2%
Stogit	106,03	(29,36)	+261,1%	76,03	148,70	206.640	(494.642) -58,2%
Edison	-	(-)	-	-	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





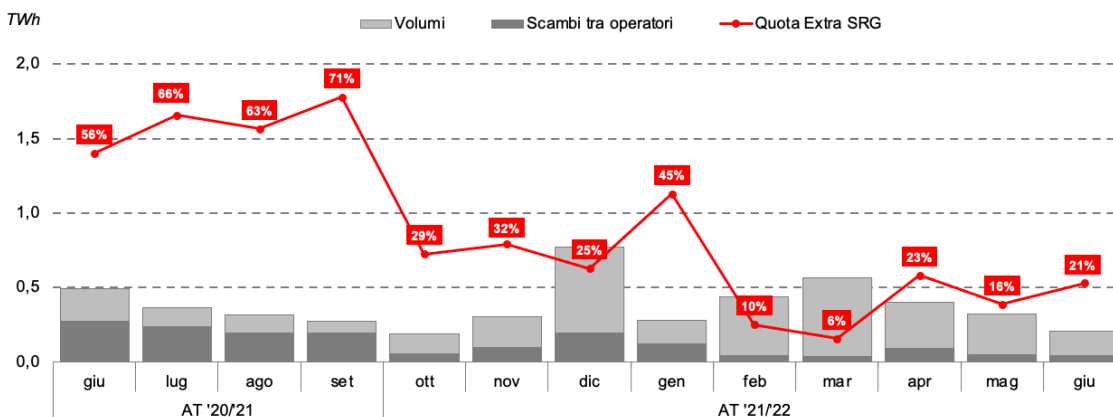
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit 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	206.640	(494.642)	206.640	(494.642)	-	(-)	-	(-)
SRG	8.225	(40.420)	154.531	(176.525)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	8.225	(40.420)	154.531	(176.525)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	198.415	(454.222)	52.109	(318.117)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



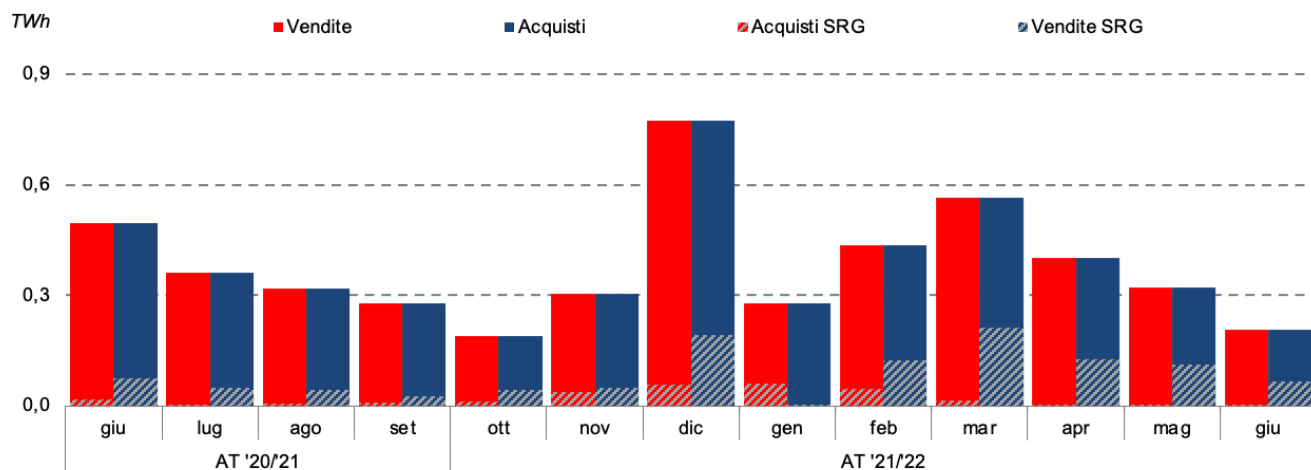


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziations	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2022-06	-	-	93,86	0,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2022-07	-	-	122,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-07	-	-	118,60	27,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-08	-	-	117,80	26,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-09	-	-	117,20	24,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-10	-	-	137,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-03	-	-	116,20	31,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-04	-	-	119,30	20,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-01	-	-	113,40	17,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-02	-	-	85,78	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-03	-	-	90,53	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2022/2023	-	-	68,23	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2023	-	-	72,12	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2023	-	-	93,09	17,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
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 giugno tornano ai massimi storici, o su livelli prossimi ad essi, i riferimenti di Brent e derivati e quelli del carbone. Molto elevate e in nuovo rialzo anche le quotazioni del gas e i prezzi elettrici sulle principali borse europee.

Prosegue a giugno la decisa crescita delle quotazioni del Brent (127,58 \$/bbl, +13% su maggio), lievemente inferiori solo ai record dell'estate 2008 negli ultimi vent'anni, con livelli fino a 135 \$/bbl a metà mese. Dopo le più modeste variazioni dei due mesi precedenti, riprendono quota anche le quotazioni dell'olio combustibile (873,55 \$/MT, +12%) e quelle del gasolio (1.296,59 \$/MT, +16%), mai così elevate in passato. Secondo

valore più elevato di sempre, dopo quello di marzo, per il prezzo del carbone (336,29 \$/MT, +4%), che a fine mese supera i 365 \$/MT. I mercati a termine rivedono ancora al rialzo le quotazioni, stimandole, tuttavia, per il prossimo bimestre su livelli inferiori agli attuali livelli spot per il Brent e il carbone. Invariato su base mensile, e ancora ai minimi degli ultimi anni, il tasso di cambio euro/dollaro (1,06 €/€).

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	127,58	13%	75%	115,46	114,31	2%	117,58	7%	114,14	6%	96,75	5%
Olio Combustibile	USD/MT	873,55	12%	74%									
Gasolio	USD/MT	1296,59	16%	123%	1.244,25	1.278,03	18%	1.237,68	18%	1.209,20	18%	953,51	11%
Carbone	USD/MT	336,29	4%	222%	301,00	308,80	0%	321,88	11%	350,00	19%	244,48	3%

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	120,91	13%	100%		108,23	-	111,09	-	107,61	-	89,50	-
Olio Combustibile	EUR/MT	827,84	12%	98%									
Gasolio	EUR/MT	1228,73	16%	155%		1210,29	-	1169,60	-	1140,26	-	882,26	-
Carbone	EUR/MT	319,28	5%	269%		292,87	-	304,63	-	330,54	-	226,54	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,06	0%	-13%	1,08	1,06	-	1,06	-	1,06	-	1,08	-

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

Fonte: Refinitiv

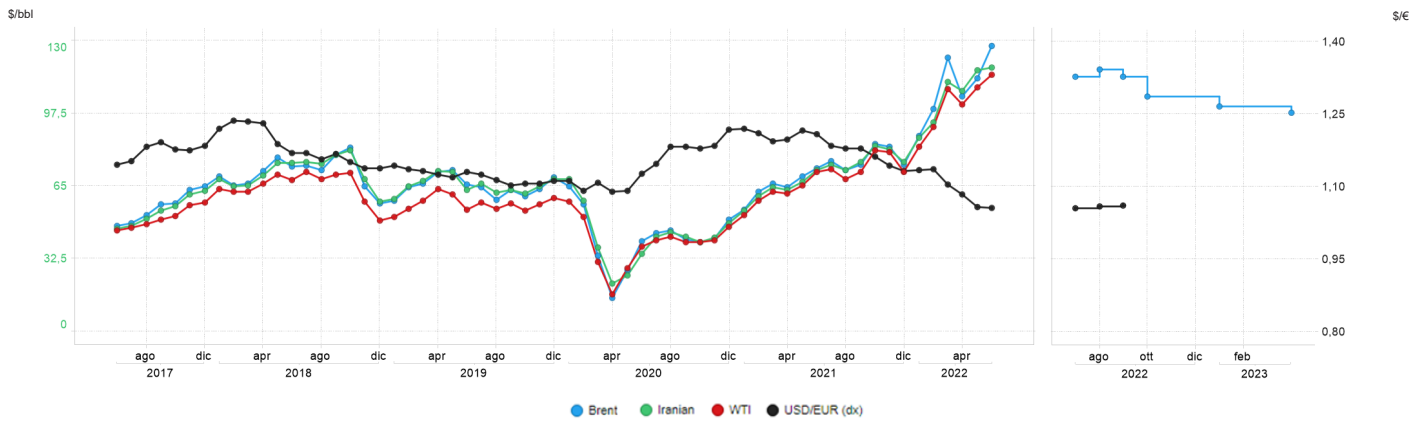


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

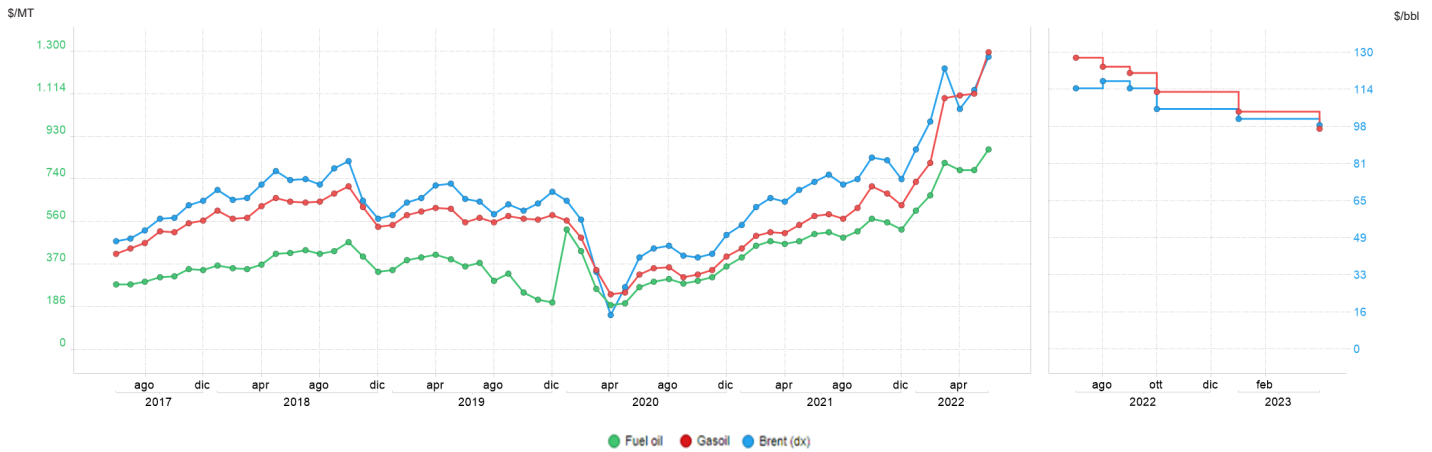
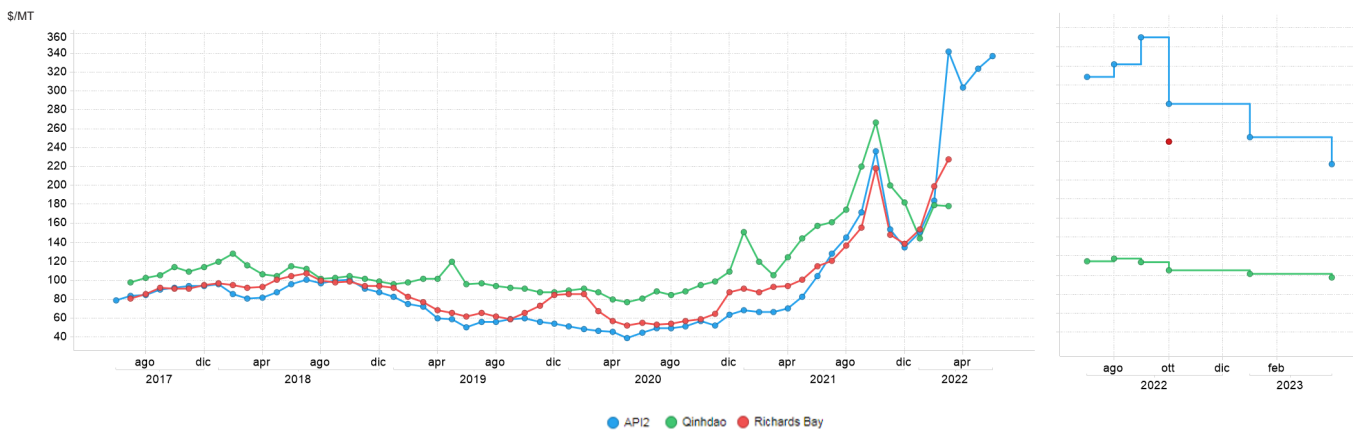


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



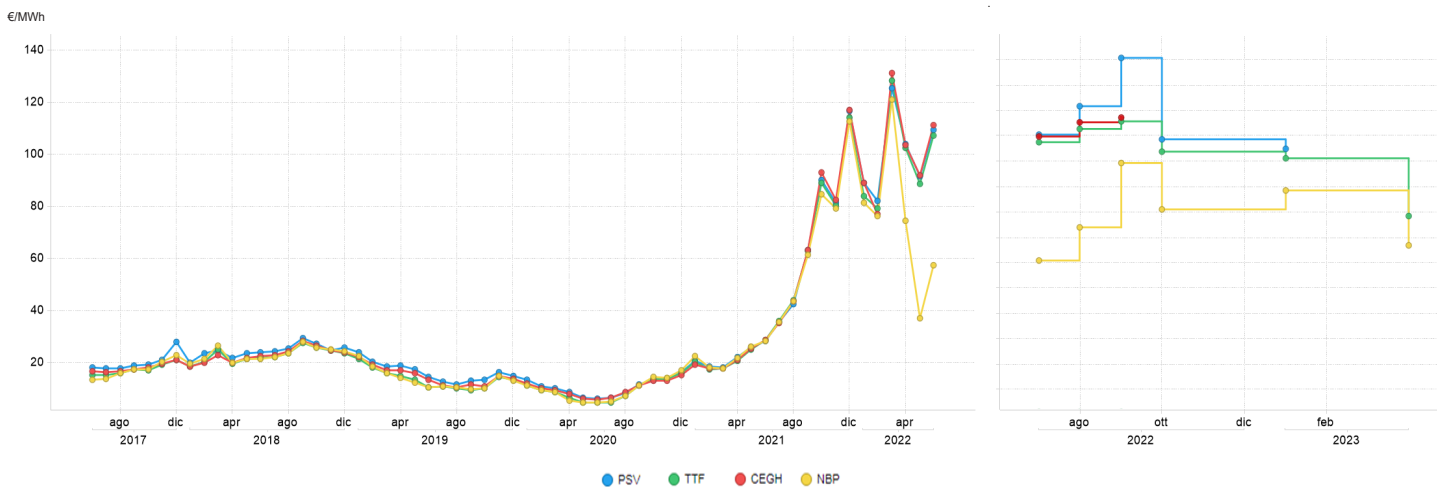
Risalgono le quotazioni del gas sui principali hub europei, che tornano a superare i 100 €/MWh, ad eccezione del riferimento britannico NBP, ancora inferiore. Il prezzo si attesta a 107,92 €/MWh al PSV e a 105,80 €/MWh al TTF, mentre lo spread tra i due riferimenti si mantiene sui 2 €/MWh. Entrambe le quotazioni, abbastanza stabili e sempre inferiori a 85 €/MWh nella prima parte del mese,

vedono poi una progressiva crescita, concomitante con la riduzione delle forniture di gas dalla Russia verso l'Europa, raggiungendo a fine giugno rispettivamente 146 €/MWh e 141 €/MWh. I mercati futures tornano a indicare in rialzo le quotazioni per i prossimi mesi, su livelli progressivamente superiori agli attuali spot e con un graduale ampliamento dello spread atteso PSV-TTF.

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	107,92	17%	280%	91,00	110,51	12%	121,60	21%	140,87		98,34	17%
TTF	NL	105,80	19%	268%	87,00	107,42	13%	112,82	17%	115,58		89,48	14%
CEGH	AT	111,25	21%	289%	91,97	109,90	12%	115,39	17%	117,16			
NBP	UK	57,45	55%	104%	54,94	60,97	8%	73,90	21%	99,38			



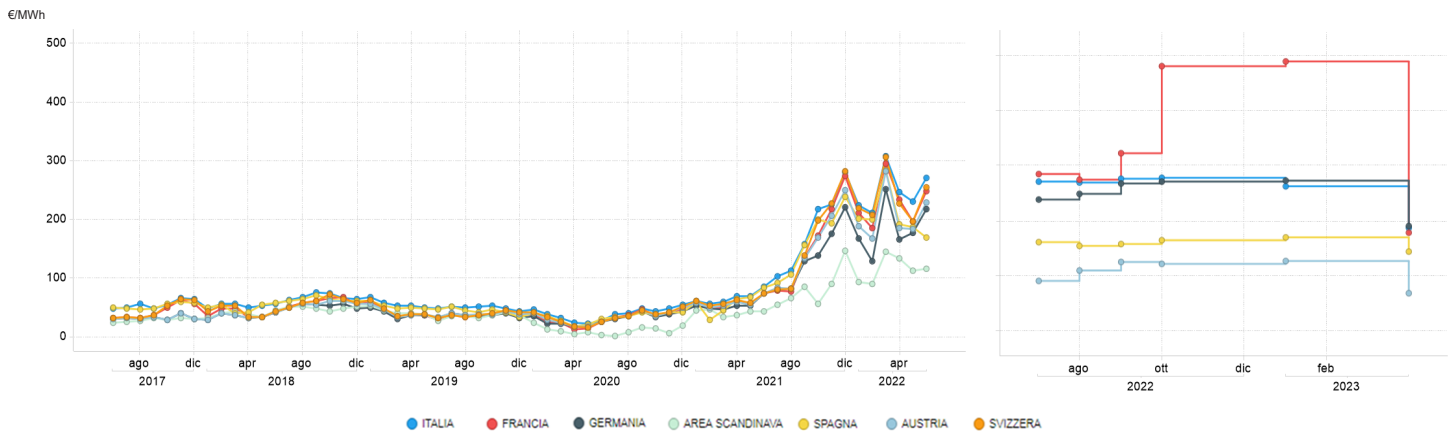
Le dinamiche osservate sui prezzi dei combustibili si riflettono sulle quotazioni sulle principali borse europee, con il Pun italiano che si attesta a 271 €/MWh, ma riduce il suo spread da Svizzera (255 €/MWh), Francia (248 €/MWh), Germania e Austria (218/228 €/MWh). Più staccate la Spagna (170 €/MWh), il cui prezzo, a partire dalla data flusso 15 giugno,

risulta calmierato dal meccanismo di cap al prezzo offerto dalle unità di produzione a gas, e l'Area scandinava (116 €/MWh). I mercati a termine rivedono al rialzo i prezzi per i prossimi mesi, su livelli analoghi agli attuali spot per l'Italia e decisamente più elevati per Francia e Germania, con uno spread atteso IT-FR negativo e progressivamente maggiore.

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	271,31	18%	220%	238,81	271,46	4%	269,70	8%	277,03	12%	215,77	1%
FRANCIA	248,40	26%	238%	212,71	285,81	22%	274,61	21%	322,61		315,03	6%
GERMANIA	218,03	23%	194%	195,17	238,78	14%	249,04	16%	268,78		245,84	10%
AREA SCANDINAVA	116,12	2%	167%	107,50	90,73	22%	110,48	27%	125,33		93,88	23%
SPAGNA	169,63	-9%	104%	192,33	160,72	5%	154,03	3%	157,42		167,90	14%
AUSTRIA	228,29	24%	207%									
SVIZZERA	254,85	29%	246%									



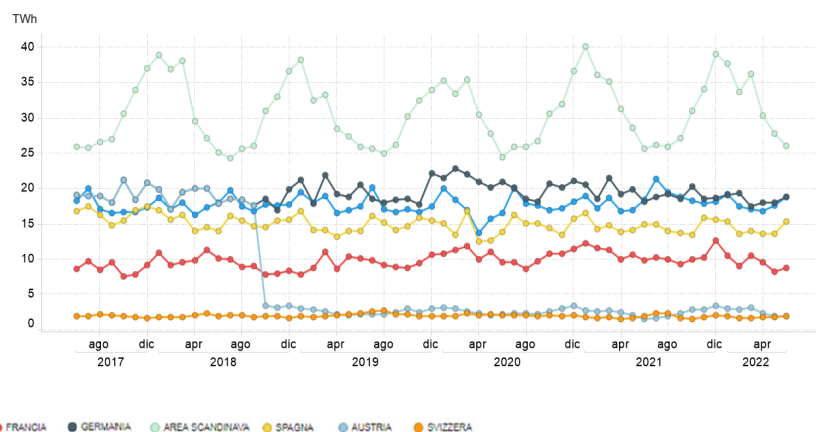
Relativamente ai volumi scambiati sui mercati elettrici a pronti, tassi di crescita mensile in doppia cifra in Italia (18,8 TWh, +11%), Francia (18,8 TWh, +10%) e Spagna (15,3 TWh,

+11%); in aumento anche gli scambi in Germania (18,9 TWh, +8%); in controtendenza, invece, l'Area scandinava (26,0 TWh, -3%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,9	11%	2%
FRANCIA	8,8	10%	-11%
GERMANIA	18,9	8%	4%
AREA SCANDINAVA	26,0	-3%	2%
SPAGNA	15,3	16%	3%
AUSTRIA	1,9	2%	19%
SVIZZERA	2,0	7%	-1%



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

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

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

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), nel primo mese del nuovo anno d'obbligo, il prezzo medio scende a 258,72 €/tep e i volumi mostrano una contrazione a circa 121 mila tep (-66%). In calo prezzi e volumi anche sulla piattaforma bilaterale.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio si porta a 1,96 €/MWh, confermandosi

più alto delle quotazioni bilaterali (0,56 €/MWh). In calo gli scambi sul mercato, mentre risultano in crescita quelli sulla piattaforma bilaterale. Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 5,7 TWh, ad un prezzo medio di 2,06 €/MWh.

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

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a giugno si attesta a 258,72 €/tep, inferiore di circa 2 €/tep rispetto al mese precedente (-0,8%). Sulla piattaforma bilaterale la quotazione media complessiva scende a 152,19 €/tep (-37,4%), portando lo spread con il corrispondente valore di mercato a 107 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si riduce a circa 51 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 73% (-21 p.p. su maggio). In calo al 21% (-54 p.p.) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimo e massimo di mercato (256,60-260,00 €/

tep). I titoli negoziati sul MTEE nelle 4 sessioni tenutesi nel mese di giugno, primo del nuovo anno d'obbligo, si portano a 121 mila tep (-66% su maggio), con la liquidità del mercato al 77% (+23 p.p. rispetto al mese precedente), a fronte di un ancor più consistente calo delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, a 36 mila tep (-88%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine giugno, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 67.675.726 tep, in aumento di 135.820 tep rispetto a fine maggio. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.763.494 tep, in crescita di 135.820 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio €/tep	Var. cong.	Minimo €/tep	Massimo €/tep	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	Volumi tep	Var. cong.	Quota %	Var. cong.	Operatori N°	Var.
Mercato	258,72	-0,8%	256,60	260,00	121.231	-66,1%	31,37	-66,4%	2.370	-73,0%	2,0%	-0,5 p.p.	4	-2
Bilaterali	152,19	-37,4%	0,00	260,22	36.282	-88,1%	5,52	-92,5%						
con prezzo >1	208,17	-19,3%	15,59	260,22	26.526	-90,8%	5,52	-92,5%						
Totale	234,18	-7,3%	0,00	260,22	157.513	-76,2%	36,89	-78,0%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

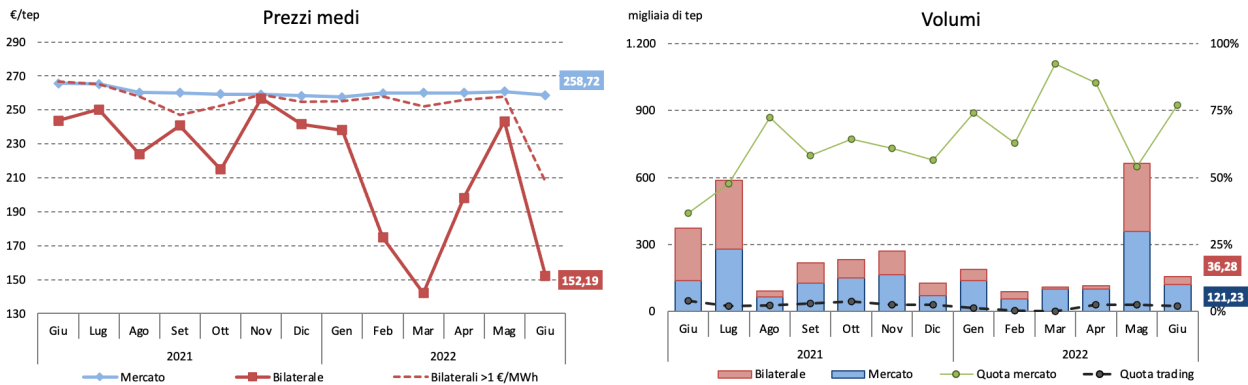


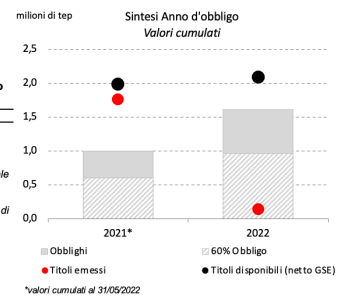
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

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						
4	258,72	121.231	35.881	249,65	19.230	250,00	3.763.494	67.675.726	1.675.944	

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

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

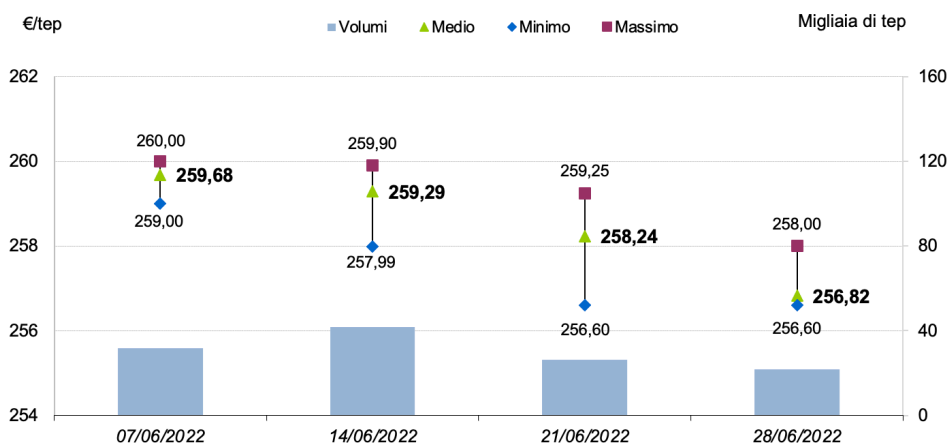


L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie in lieve calo dai 259,68 €/tep della sessione del 7 giugno ai 256,82 della sessione del 28 giugno. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta risulta mediamente pari a 1,74 €/tep, sostanzialmente

stabile rispetto a quanto rilevato lo scorso maggio. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 30,3 mila tep, con un massimo di 41,6 mila tep raggiunto nella sessione del 14 giugno.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A giugno il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, si porta a 1,96 €/MWh (+4% su maggio), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 0,56 €/MWh (-19,6%), con il loro differenziale a 1,40 €/MWh. Le quotazioni delle diverse tipologie su MGO risultano piuttosto omogenee, attestandosi su livelli compresi tra 1,95 €/MWh della tipologia Altro e 1,98 €/MWh della tipologia Eolico. Più variabili, invece, i prezzi per tipologia sulla PBGO,

compresi tra 0,04 €/MWh della tipologia Idroelettrico e 1,32 €/MWh della tipologia Altro.

I volumi negoziati sul mercato si attestano a 84,5 mila MWh (-31% rispetto al mese precedente), mentre salgono a 2,4 TWh quelli registrati sulla piattaforma bilaterale.

Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 5,7 TWh, ad un prezzo medio di 2,06 €/MWh, in aumento rispetto alla sessione di marzo.

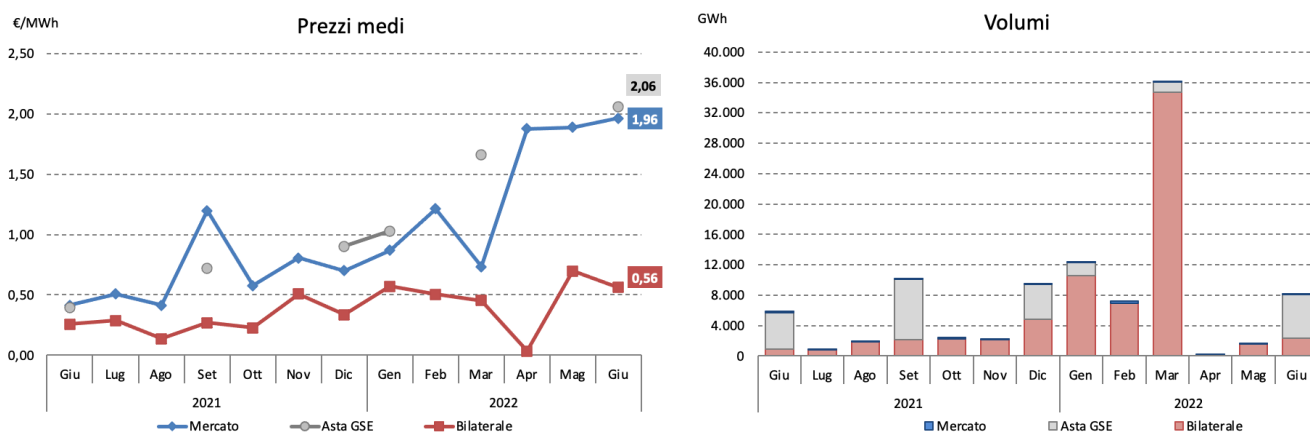
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	1,96	+4,0%	1,90	1,99	84.493	-30,6%	165.812	-27,8%
Bilaterali con prezzo >0	0,56	-19,6%	0,00	2,05	2.358.867	+49,7%	1.325.131	+20,4%
	0,56	-20,1%	0,04	2,05	2.355.987	+50,8%	1.325.131	+20,4%
Totale	0,61	-22,1%	0,00	2,05	2.443.360	+44,0%	1.490.944	+12,1%
Asta GSE	2,06	-	1,48	2,65	5.722.951	-	11.764.656	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

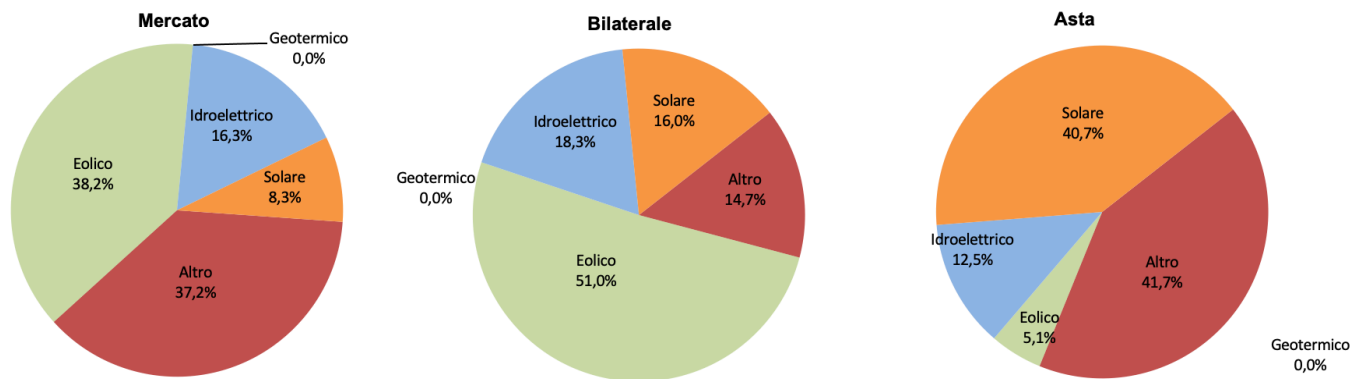


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2022 evidenzia una predominanza delle tipologie Eolico

(38%) e Altro (37%) sul mercato, dell'Eolico (51%) nella contrattazione bilaterale e di Solare e Altro (41/42%) in asta.

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

Fonte: dati GME

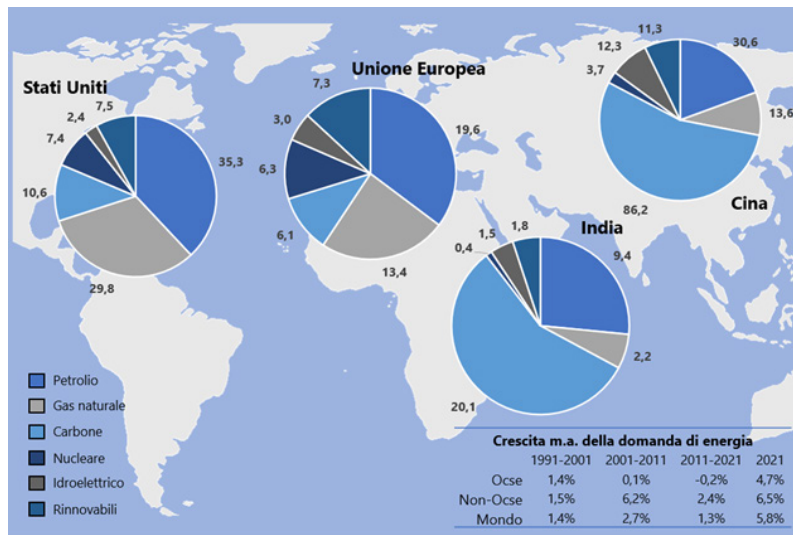


2021: I NUMERI DEL BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY

di Francesco Sassi - RIE

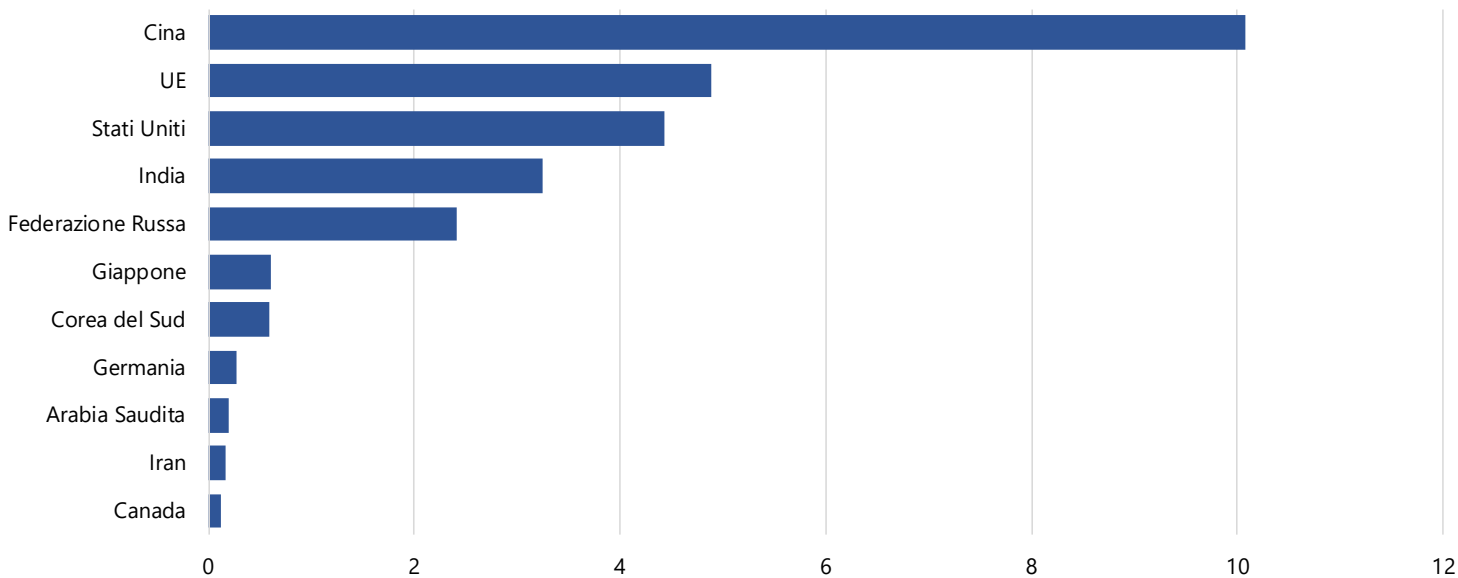
(continua dalla prima)

Fig. 1 La domanda di energia nel mondo, 2021 (EJ)



Fonte: Elaborazioni RIE su dati BP Statistical Review of World Energy 2022

Fig. 2 Variazione di consumo di energia primaria nel 2021 (EJ)



Fonte: Elaborazioni RIE su dati BP Statistical Review of World Energy 2022

Fonte per fonte: chi ha accelerato di più nel 2021?

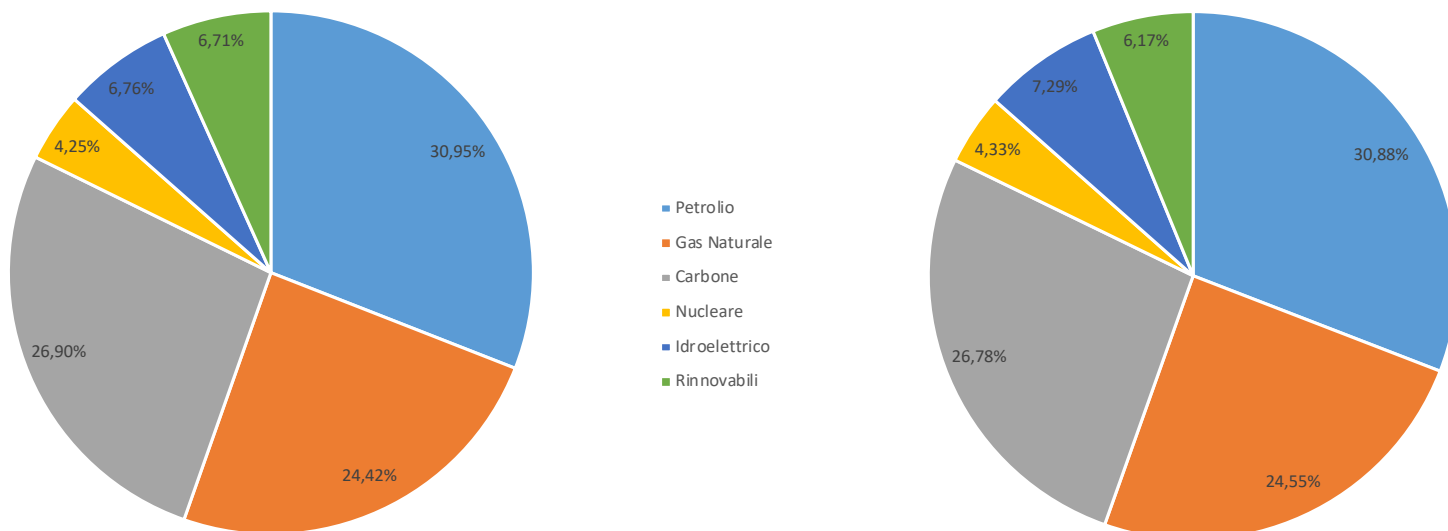
Se il 2020 aveva segnato in larga parte un'ottima performance delle rinnovabili⁵, nonostante il crollo economico associato alla pandemia, nel 2021 le fonti fossili, e in particolare il gas naturale e il carbone, hanno recuperato terreno. Tracciando, invece, un bilancio generale sul periodo 2019-2021, le rinnovabili hanno apportato il maggiore contributo nell'aumento di energia primaria (8 EJ).

Per quanto riguarda invece le fonti fossili, alla minore domanda di petrolio, pari a 8 EJ, ha risposto un incremento di quella di gas naturale (5 EJ) e carbone (3 EJ), rendendo sostanzialmente invariato il loro contributo complessivo sul mix energetico globale. Le rinnovabili registrano l'apporto

più significativo nel settore della generazione elettrica, dove solare ed eolico (13%) superano l'energia nucleare (9,8%). Da segnalare vi è una timida ripresa del carbone, salito di un punto percentuale al 36% rispetto all'anno precedente, ma pur sempre sotto i livelli del 2019; stabile il gas naturale al 23%. Stando ai dati del 2021 dunque, le fonti fossili contribuiscono ancora all'82,27% dei consumi primari di energia globale (Fig. 3). Considerando i tassi di sostituzione dell'ultimo triennio, è difficile pensare ad un forte contenimento del ruolo di carbone, petrolio e gas in un orizzonte di breve-medio termine, nonostante gli investimenti in energie rinnovabili stiano crescendo a doppia cifra dal 2020 in poi⁶.

Fig. 3 Domanda di energia per fonte, 2021-2020

Fonte: elaborazioni RIE su dati BP Statistical Review of World Energy 2022



Di seguito, un breve excursus descrittivo sull'andamento delle principali fonti energetiche nel corso del 2021.

- La domanda di petrolio a livello globale aumenta leggermente la propria quota nel mix energetico complessivo. Il recupero è dovuto a un incremento sostanziale della domanda avvenuta nel corso del 2021 e che ha sopravanzato le aspettative, grazie a un ritorno significativo dei consumi legati al settore trasporti, anche se la persistenza della pandemia ha rallentato a più riprese la domanda di prodotti raffinati come il jet fuel. Ne consegue che la crescita si è attestata sui 5,5 milioni di barili al giorno rispetto al 2020, ma senza determinare il ritorno ai livelli assoluti pre-pandemici. Un importante controllo dell'equilibrio fra domanda e offerta è stato apportato dall'Alleanza OPEC+, capace di una solida gestione della produzione. Nonostante il buon coordinamento fra le parti, tuttavia, l'effettiva capacità produttiva dell'Alleanza si è fermata molto al di sotto degli obiettivi e target per singolo paese, con alcuni membri come Nigeria, Angola, Malesia

incapaci di mantenere i ritmi accordati⁷. Complessivamente, la *spare capacity* dell'OPEC+ si è fermata a 5 milioni di barili al giorno, principalmente concentrata in Arabia Saudita e negli Emirati Arabi Uniti.

A livello produttivo globale, la crescita maggiore in termini assoluti si è registrata in Libia (+0,844 milioni di barili al giorno), Iran (+0,536 milioni di barili al giorno) e Canada (+0,299 milioni di barili al giorno). In termini relativi, gli aumenti più significativi si sono visti in Libia (+198,9%) Siria (+134,8%), e Tunisia (+22,4%).

In termini di consumi, gli incrementi maggiori si sono registrati in termini assoluti negli Stati Uniti (+1,501 milioni di barili al giorno), in Cina (+1,034 milioni di barili al giorno) e in Russia (0,197 milioni di barili al giorno), mentre in termini relativi in Peru (+26,3%), Colombia (+26%) ed Ecuador (+22,5%).

In parte, la maggior domanda è dipesa dall'utilizzo di petrolio nel settore della generazione elettrica, laddove i prezzi del gas si sono dimostrati eccezionalmente alti, sia in Europa, che in Cina, oltre che India e America Latina⁸.

- Il mercato del gas naturale ha attraversato più fasi nel corso del 2021, dimostrando la propria centralità nel rispondere alla domanda primaria di energia globale e una valenza politica e strategica di prim'ordine. Allo stesso tempo, difficoltà e interruzioni sul lato dell'offerta si sono replicate a macchia di leopardo su tutto il globo, con diversi problemi alle forniture dei mercati principali, Europa in testa, e altri eventi legati alla meteorologia che hanno influenzato l'equilibrio di mercato⁹. A livello produttivo, gli incrementi maggiori in termini assoluti si sono registrati in Russia (+64 miliardi di metri cubi), Algeria (+19,3 miliardi di metri cubi) e Stati Uniti (+18,3 miliardi di metri cubi), mentre in termini relativi in Iraq (+33,9%), Yemen (+30,2%) e Algeria (+24,1%). A livello di consumi, gli aumenti più consistenti hanno interessato, in termini assoluti, Russia (+42,1 miliardi di metri cubi), Cina (+42,1 miliardi di metri cubi) e Turchia (11,1 miliardi di metri cubi), mentre in termini relativi nella regione caraibica (+30,7%), Brasile (+29,1%), Macedonia del Nord (+26,4%).

La combinazione di incremento della domanda e relativa inflessibilità dell'offerta ha però innescato sul finire dell'anno un cortocircuito che dalla stessa Europa si è esteso ad altri continenti, a dimostrazione della crescente globalizzazione di un mercato che, storicamente, è quello maggiormente regionalizzato fra i combustibili fossili.

- Il mercato del carbone nel 2021 ha fatto registrare un'imprevista crescita, così come non si verificava da un decennio. Non stupisce che sia la Cina a imporsi come il principale consumatore e produttore, coprendo oltre il 50% della domanda globale, principalmente assorbita dalla generazione di elettricità. Non è solo Pechino, però, ad aver guardato con interesse al carbone nel 2021. Anche l'India, gli Stati Uniti e l'UE hanno scelto il carbone per la sua concorrenzialità rispetto ad altre fonti (leggi gas naturale) e laddove le alternative si sono rivelate esigue. Il settore elettrico è quello che più ha sostenuto i consumi che hanno realizzato un +9%, nuovo record nella sua serie storica di report annuali arrivati alla 71^a edizione e assolutamente imprevedibile solo 12 mesi fa. La stima è che il consumo di carbone sia riuscito a compensare le perdite occorse nei 7 anni precedenti e ritornare a livelli in linea con quelli del 2013 e 2014¹⁰. A livello produttivo, la maggior crescita in termini assoluti si è verificata in Cina (4,64 EJ), negli Stati Uniti (0,92 EJ) e in Indonesia (+1,24 EJ), mentre in termini relativi in Bulgaria (+25,2%), Brasile (+23,4%) e Zimbabwe (+20%). A livello di consumi, gli aumenti più consistenti si sono registrati in Cina (+3,79 EJ), India (+2,69 EJ) e Stati Uniti (+1,37 EJ). In termini relativi, le crescite più incisive si sono osservate a Cipro (+196,9%), in Kuwait (+110,4%) e in Ecuador (+96,4%).

- Per quanto riguarda invece le altre fonti energetiche, nucleare e idroelettrico presentano un'incidenza sul mix energetico primario mondiale inferiore rispetto all'anno precedente. Per quanto riguarda la prima fonte, il Belgio è il paese che in Europa si è maggiormente affidato al nucleare nel 2021. Sempre nel nostro continente, Francia e Germania

- nonostante le opposte politiche e strategie energetiche - hanno incrementato anch'esse l'utilizzo dell'energia nucleare per rispondere alla domanda interna. Globalmente, la Cina guida di gran lunga la ripresa del settore e ne influenzerà l'andamento futuro, con un +11,2% di energia primaria consumata rispetto al 2020. Nell'idroelettrico, i cambiamenti dettati dal clima hanno portato intere regioni a soffrire. In Europa, i relativi accumuli di neve durante il freddo inverno 2021 hanno portato ad un leggero calo, pari all'1,3% dei consumi. L'America Latina, colpita da una forte siccità, ha visto la generazione idroelettrica del Brasile flettere dell'8,6. A seguire il rapporto BP evidenzia una diminuzione del 30,7% in Medio Oriente.

- Le fonti rinnovabili (eolico e solare) sono state ancora una volta al centro di una crescita che rimane senza pari. L'eolico ha segnato un +17% nella generazione elettrica su scala globale, pari a +265,5 TWh, con la Cina a guidare in termini assoluti (+188,5 TWh) pari a un +40,5% annuale, seguita a lunga distanza da Stati Uniti (+42,2 TWh) pari al +12,7% e Brasile (+15,2 TWh) pari a +27,1% annuale. Per il solare, la crescita è stata del 22,3%, pari a 86,3 TWh. Anche qui, la Cina è capofila in termini assoluti (+65,9 TWh) ovvero un +25,6% su scala annuale, seguita a distanza da Stati Uniti (+33,4 TWh) pari a un +25,5% e Giappone (+11,2 TWh) pari ad un +15,1% su scala annuale. Le fonti rinnovabili sono sempre più determinanti nei mercati emergenti dove attirano importanti investimenti e incrementano la loro quota di mercato. Di conseguenza, nei paesi non-OCSE la generazione da queste fonti ha raggiunto il 47,8%, con una crescita vicina al +27% su base annuale, comparata al +8,6% dei paesi OCSE.

La wild card del 2021: il fattore prezzi

La variabile che più di tutte ha influenzato lo scenario energetico del 2021 è stato l'incremento generalizzato dei prezzi energetici legati alla ripresa della domanda e alle difficoltà dell'offerta nel farvi fronte. Un balzo enorme rispetto al crollo osservato nella fase più acuta della pandemia - nella prima metà del 2020 - rafforzato dalla price war nel mercato petrolifero tra Russia e Arabia Saudita¹¹. La successiva spirale e innescata tra le tensioni politiche internazionali, l'incremento generalizzato della domanda energetica e conseguentemente dei prezzi ha avuto invece effetti generalizzati, ma con specifiche regionali, sui vari mercati.

L'aumento maggiore ha riguardato senza dubbio il gas naturale. L'indice europeo TTF è infatti passato dai circa \$4/mmBtu a \$16/mmBtu nel 2021, con un aumento del 400% sulla media dell'anno precedente e attestandosi sui \$31/mmBtu nella prima metà del 2022. In Asia, gli stessi prezzi sul JKM¹² si sono triplicati, mentre l'indice Henry Hub americano ha visto raddoppiare le quotazioni. Anche il prezzo del petrolio è cresciuto, seppur in maniera più contenuta e pari in media al +70%, per il Brent. Come già detto rispetto al mercato del gas, anche il petrolio risente di una instabilità internazionale fortissima e una incapacità dei mercati di prevedere cosa accadrà da qui a poche settimane. L'incremento dei prezzi,

stabilmente sopra i \$90 al barile nella prima metà del 2022, le politiche implementate dal gruppo OPEC+ e il trend della crescita economica globale - stretta nella morsa di alti prezzi energetici, inflazione roboante e rischi di recessione - aggiungono ulteriori elementi di precarietà al quadro complessivo, influenzato massivamente dagli andamenti della Guerra in Ucraina e dalle tensioni internazionali. Inoltre, sarà la crescita della oggi debole domanda della Cina ad influire sui prezzi¹³.

Non solo i combustibili fossili hanno registrato un forte incremento. Anche cobalto e litio, due materie prime necessarie per la transizione energetica, hanno raggiunto livelli medi pari a \$51.000 per tonnellata e \$11.000/ton, con punte in continua crescita anche nel 2022 e crescendo rispettivamente del 63% e 58%.

Il lungo percorso della transizione energetica

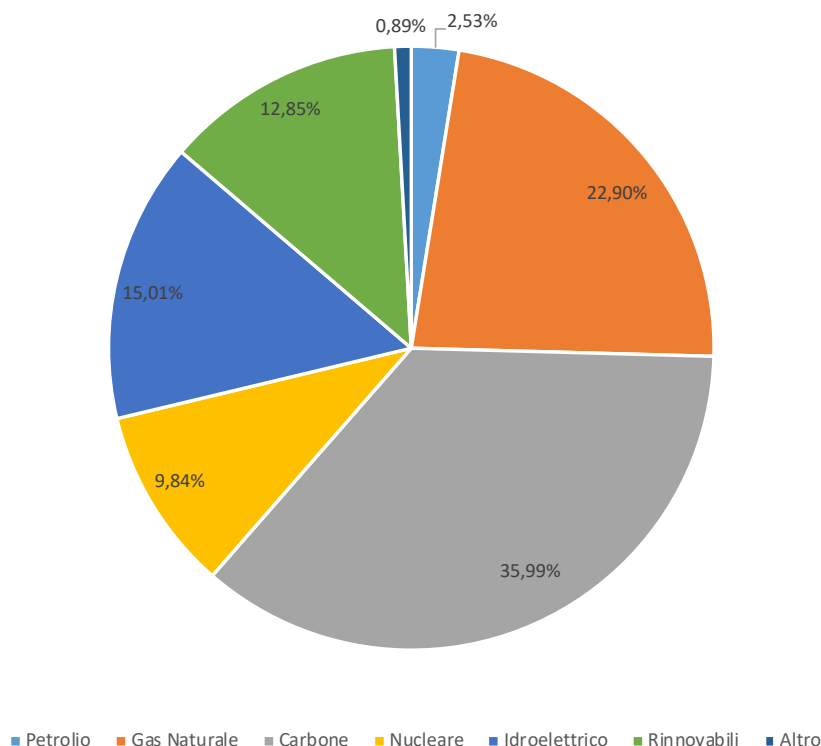
Continui investimenti nella rete di generazione e distribuzione elettrica rimangono alla base della transizione energetica basata su fonti rinnovabili. Nel 2021 si è cercato di dare una nuova accelerazione a questo processo con l'appuntamento della COP-26 di Glasgow. Importanti impegni sono stati intrapresi dai principali paesi emettitori in differenti ambiti, dal taglio delle emissioni di metano, all'inversione di tendenza sulla perdita di suolo forestale ad un più marcato ruolo della

finanza nel prendere le distanze dalle fonti fossili.

Il percorso intrapreso rimane comunque lontano da quello tracciato a Parigi nel 2015 e improntato a superare la sfida della crisi climatica. Uno dei pilastri della transizione è sicuramente quello dell'elettrificazione dei consumi, per cui la crescita della generazione elettrica, e in particolare da fonti rinnovabili, dovrebbe superare in maniera sempre più massiccia quella della domanda di energia primaria, abbattendo il peso delle fonti fossili e conseguentemente delle emissioni. Nel 2021, l'aumento totale della produzione elettrica è stato del 6,2%, ovvero un +250% rispetto la media degli ultimi 10 anni. La stessa crescita attribuibile al 2021 (+1.577TWh) è distribuita per circa l'80% nei paesi non-OCSE e il restante nei paesi OCSE. Un aumento che evidenzia ancora una volta la forte domanda di elettricità nelle economie emergenti, le quali oggi hanno superato il 60% della produzione globale di energia elettrica. Un risultato importante, se si considera che la domanda elettrica ha sorpassato quella di energia primaria dello 0,4% in un anno di fortissimi incrementi. Diversamente, la crescita della domanda di energia primaria su base annuale segnala che, nei momenti di forte stress dei sistemi energetici e forte crescita dei consumi associata a un quadro macroeconomico positivo, il ricorso alla generazione elettrica da fonti fossili rimane la scelta preferita nella gran parte dei paesi.

Fig. 4 Generazione elettrica per fonte, 2021

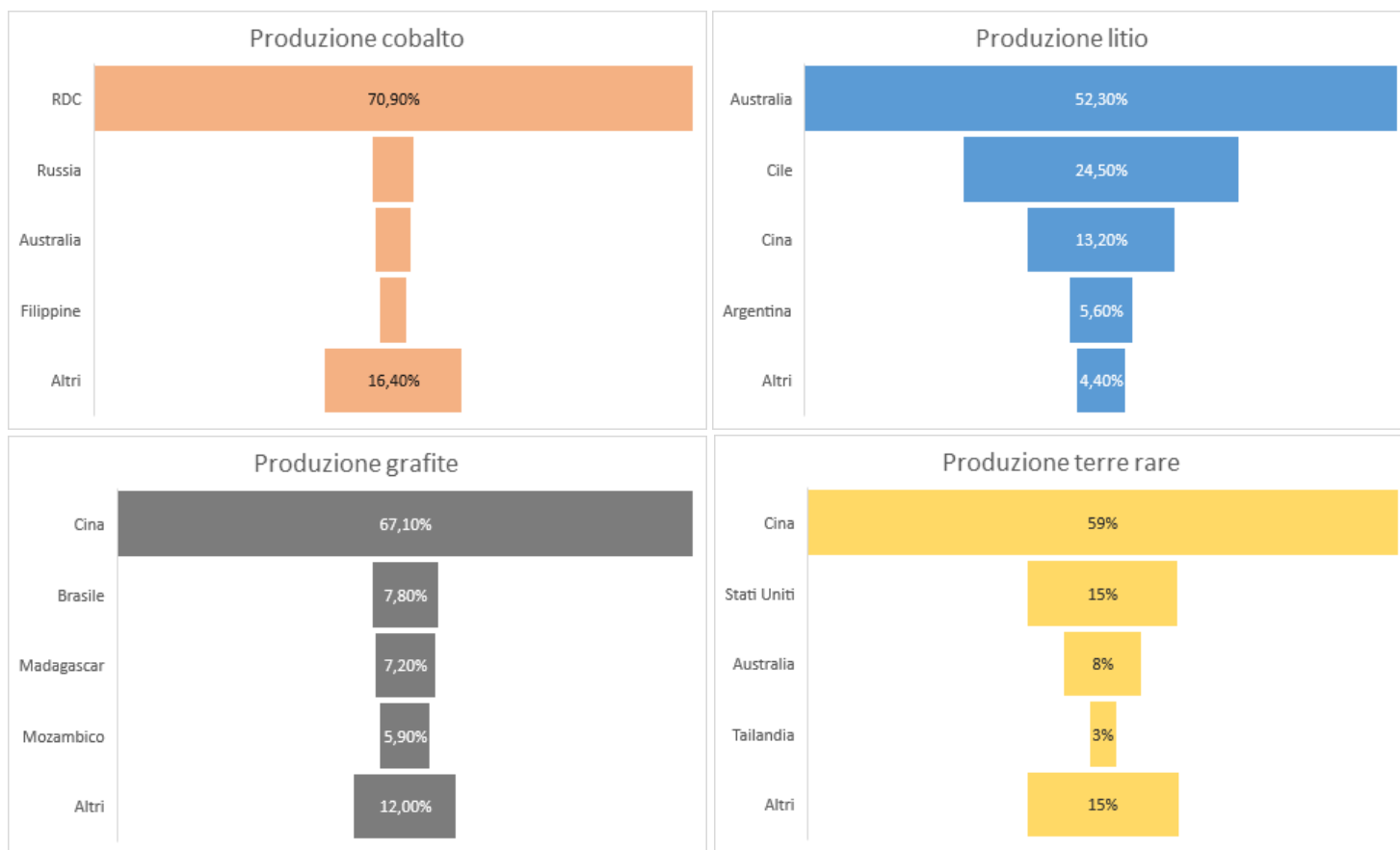
Fonte: elaborazioni RIE su dati BP Statistical Review of World Energy 2022



Un fattore di enorme influenza rispetto al processo di transizione e che diverrà sempre più importante nel futuro è quello della produzione di materie prime critiche, essenziali nella costruzione di turbine eoliche e pannelli solari, la quale nel 2021 ha vissuto un anno di forte instabilità. Ciò evidenzia ancor più la fragilità di quelle aree che, come l'Unione Europea¹⁴, dipendono dall'importazione di questi materiali. Come già evidenziato, le materie prime critiche hanno registrato forti rincari lo scorso anno. Nell'ultima edizione del BP Statistical Review of World Energy si segnala come, a fronte di un aumento della produzione di energia da fonti

rinnovabili, la produzione di questi abbia riportato forti oscillazioni causate da molteplici fattori sociali, economici e politici, impattando le filiere in maniera differenziata rispetto all'importanza dei singoli paesi. Di conseguenza, la concentrazione della produzione di questi materiali in un singolo paese, collocato in regioni particolarmente instabili dal punto di vista politico, può avere naturali conseguenze sulle capacità del mercato globale di tener testa a una domanda che l'Agenzia Internazionale per l'Energia stima in continua crescita da qui al 2040: +4.000% per il litio, +2.000-2.500% per altri materiali come grafite, cobalto e nickel¹⁵.

Fig. 5 Produzione mondiale di materie prime critiche fondamentali per la transizione energetica e l'elettrificazione dei consumi



Fonte: Elaborazioni RIE su dati BP Statistical Review of World Energy 2022

A fronte di rinnovate tensioni geopolitiche sullo scacchiere internazionale fra Occidente e autocrazie, il fatto che la transizione energetica sia legata a lunghe filiere produttive e di distribuzione, spesso dipendenti da contesti turbolenti e altamente politicizzati come Africa, America Latina e Asia, rischia di compromettere un percorso di graduale introduzione delle risorse rinnovabili all'interno dei sistemi energetici nazionali.

Conclusioni

Così come evidenziato da più parti, lo stato di instabilità perpetua dei mercati si fa sempre più concreto e caratterizzerà l'orizzonte dei prossimi anni. Ecco, quindi, che la politica energetica assume oggi un significato ancor più allargato, toccando politica interna, estera, climatica e di sicurezza. Ciò offre un'opportunità storica per la transizione energetica globale nel caso in cui si riesca a riconciliare la sicurezza degli approvvigionamenti con la decarbonizzazione e la diffusione delle tecnologie

rinnovabili¹⁶. Stando così le cose, un programma dettagliato e particolarmente ambizioso come REPowerEU deve oggi fare i conti con una transizione europea aggrappata ai dettami del Green Deal, ma che vive sotto la costante minaccia di un quadro politico ed economico in costante mutamento. Pertanto, la flessibilità dei sistemi energetici diviene un componente strategico ancor più rilevante nell'epoca energetica bellica e post-bellica, sia che lo stesso processo di globalizzazione dei mercati continui, sia che questi tornino verso una maggior regionalizzazione dei commerci energetici, processo che richiederà comunque almeno un decennio per prendere forma. in costante mutamento. Pertanto, la flessibilità dei sistemi energetici diviene un componente strategico ancor più rilevante nell'epoca energetica bellica e post-bellica, sia che lo stesso processo di globalizzazione dei mercati continui, sia che questi tornino verso una maggior regionalizzazione dei commerci energetici, processo che richiederà comunque almeno un decennio per prendere forma.

¹ European Commission, EU-US Joint Press Release on the Global Methane Pledge Energy Pathway, 17 giugno, 2022

² BP, Statistical Review of World Energy, 2022, P.2

³ BP, Statistical Review of World Energy, 2022

⁴ BP, Statistical Review of World Energy, 2022

⁵ Proietti Silvestri C., Il 2020 secondo i dati del BP Statistical Review, Newsletter GME n. 151, agosto 2021

⁶ IEA, Record clean energy spending is set to help global energy investment grow by 8% in 2022, 22 giugno, 2022

⁷ IEA, Oil Market Report, 19 gennaio 2022

⁸ Ibid. P.4

⁹ IEA, Gas Market Report, Q-1 2022, gennaio 2022

¹⁰ IEA, Coal 2021, dicembre 2021

¹¹ Ruchuan Ma R. et. al., The Russia-Saudi Arabia oil price war during the COVID-19 pandemic, Energy Economics, Volume 102, 2021

¹² Japan Korea Marker, indice dei prezzi riferimento per i mercati asiatici

¹³ IEA, Oil Market Report – June 2022, giugno, 2022

¹⁴ Reisch V., The Race for Raw Materials, SWP Journal Review, No.1, maggio 2022

¹⁵ IEA, The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transition, marzo 2022

¹⁶ Kaeser J., The energy transition in a post-war world, World Economic Forum, maggio 2022

Novità normative di settore

a cura del GME

GAS

Deliberazione 14 giugno 2022 n. 261/2022/R/gas | “Ulteriori criteri relativi all’esecuzione del contratto per differenze a due vie di cui alla deliberazione dell’Autorità 189/2022/R/gas” | pubblicata il 15 giugno 2022 | Download <https://www.arera.it/it/docs/22/261-22.htm>

Con la deliberazione 261/2022/R/gas, l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA), al fine di tener conto delle specificità del “contratto per differenze a due vie” (CD2V) da associare alla capacità di stoccaggio, introdotto dalla deliberazione 189/2022/R/gas¹, ha definito un tasso di interesse unico da applicare, in caso di eventuali ritardi nei pagamenti, tra il Responsabile del Bilanciamento e gli operatori in esecuzione dei predetti contratti per differenze. Con la delibera in oggetto, l’ARERA ha altresì posticipato alla data del 20 giugno 2022² il termine per la sottoscrizione dei CD2V relativi alle capacità di stoccaggio conferite entro il mese di maggio.

Deliberazione 24 giugno 2022 n. 274/2022/R/gas | “Ulteriori misure urgenti per il servizio di stoccaggio di gas naturale ai sensi del decreto del Ministro della Transizione Ecologica 22 giugno 2022, n. 253” | pubblicata il 24 giugno 2022 | Download <https://www.arera.it/it/docs/22/274-22.htm>

Con la deliberazione 274/2022/R/gas, l’ARERA, in attuazione del decreto del Ministro del 22 giugno 2022, n. 253 (nel seguito: Decreto 22 giugno 2022), ha introdotto, ulteriori misure urgenti per il servizio di stoccaggio di gas naturale volte a favorire il riempimento degli stoccaggi prima dell’inizio del nuovo anno termico.

In particolare, il citato Decreto 22 giugno 2022, stante il livello medio di iniezione registrato nei primi dieci giorni di giugno, ha stabilito specifiche disposizioni in materia di sicurezza del sistema nazionale del gas naturale, finalizzate al raggiungimento del livello tecnico di riempimento degli stoccaggi pari a 5.400 MSmc entro fine giugno, necessario per non pregiudicare l’obiettivo del 90% di riempimento degli stoccaggi a fine campagna di iniezione.

Al riguardo, con la deliberazione in oggetto, l’ARERA ha previsto, inter alia, che il Responsabile del Bilanciamento:

- 1) avvii il c.d. “servizio di riempimento di ultima istanza” utilizzando le medesime modalità relative all’approvvigionamento del gas di sistema di cui alla deliberazione 165/2022/R/gas³;
- 2) per tale servizio di riempimento di ultima istanza, approvvigioni i volumi necessari nell’ambito dell’apposito comparto AGS del mercato a pronti organizzato e gestito dal GME.

Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali – III QUADRIMESTRE 2022” | del 23 giugno 2022 Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 1 ed il 22 agosto 2022, i soggetti sottoposti all’obbligo di comunicazione di cui all’articolo 2, comma 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” (PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali riferita al periodo settembre-dicembre 2022. Nel medesimo comunicato il GME ha ricordato che sono esclusi dalla rilevazione dei predetti dati i depositi di GPL ad uso autotrazione⁴. Nel rinnovare l’invito per i soggetti obbligati non ancora iscritti alla PDC-OIL ad effettuare la registrazione alla Piattaforma al fine di comunicare i dati di propria pertinenza, il GME ha inoltre ricordato che, per ulteriori informazioni, è possibile scrivere all’indirizzo e-mail logistica@mercatoelettrico.org o contattare i numeri telefonici 06 8012 4337/4500.

AMBIENTALE

Deliberazione 31 maggio 2022 235/2022/R/com | “Proposta al Ministro della Transizione Ecologica in relazione all’attuazione dell’articolo 46 del decreto legislativo 199/21 in materia di garanzie di origine” | pubblicata il 6 giugno 2022 | Download <https://www.arera.it/it/docs/22/235-22.htm>

Con la deliberazione 235/2022/R/com, l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA), ha definito la propria proposta al Ministero della Transizione Ecologica (MITE) ai fini dell’attuazione di quanto previsto - in materia di garanzie di origine (nel seguito: GO) - all’articolo 46 del decreto legislativo 199/21, recante quest’ultimo “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell’11 dicembre 2018, sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili”⁵.

Al riguardo, il citato articolo 46 del decreto legislativo 199/21 ha previsto inter alia che le GO, emesse dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE) in favore dei produttori di energia da fonti rinnovabili, dovranno essere riferite ed associate, non solo alla produzione di energia elettrica, ma anche alla produzione di gas (incluso il biometano), di idrogeno, ovvero di prodotti usati per il riscaldamento o il raffrescamento.

In particolare, con riferimento alla valorizzazione e commercializzazione delle GO - nonché alle modalità di registrazione delle stesse in esito agli scambi bilaterali, ovvero oggetto di assegnazione tramite procedure concorrenziali - l'ARERA, con la delibera in oggetto, ha proposto al MITE l'utilizzo, rispettivamente, di piattaforme analoghe alle attuali M-GO e PB-GO gestite ed organizzate dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME), ritenendo dette piattaforme uno strumento adeguato, funzionale ed estendibile, con le necessarie modifiche ed integrazioni volte a tener conto delle specificità di ciascun settore, alla negoziazione delle nuove tipologie di GO introdotte dall'articolo 46 del decreto legislativo 199/21.

Deliberazione 28 giugno 2022 292/2022/R/EFR | “Determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l’anno d’obbligo 2021” | pubblicata in data 30 giugno 2022 | Download <https://www.arera.it/it/docs/22/292-22.htm>

Con la deliberazione 292/2022/R/EFR, l'ARERA ha determinato i valori, per l'anno d'obbligo 2021, del contributo tariffario unitario

di cui all'articolo 4, comma 4.1, dell'Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/EFR (nel seguito: 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”⁶.

In particolare:

- il contributo tariffario unitario ($C_{\text{UNITARIO TEE}}$) per l'anno d'obbligo 2021 è pari a 250,00 €/TEE;
- il corrispettivo addizionale unitario ($C_{\text{ADDITIONALE UNITARIO}}$) per l'anno d'obbligo 2021 è pari a 3,44 €/TEE.

Al riguardo, con la Deliberazione in oggetto l'ARERA dispone altresì che il valore del $C_{\text{ADDITIONALE UNITARIO}}$ di cui sopra è riconosciuto ai “soggetti obbligati” unitamente al contributo tariffario unitario tenuto conto che - in applicazione di quanto previsto dalle Regole per la determinazione del contributo tariffario - il valore della componente “ P_{MERCATO} ”⁷ prevista nella formula del calcolo, è risultato, nell'anno 2021, pari a 259,71 €/TEE e pertanto maggiore del valore cap fissato a 250,00 €/TEE, determinando, conseguentemente, per il predetto anno d'obbligo anche l'erogazione del corrispettivo addizionale unitario.

¹ cfr. Newsletter n. 160 giugno 2022

² Il termine era precedentemente fissato al 15 giugno 2022 dalla deliberazione 189/2022/R/gas

³ cfr. Newsletter n. 159 maggio 2022

⁴ Circolare ministeriale n. 14614 del 5 giugno 2018.

⁵ cfr. Newsletter n. 154 dicembre 2021. Il testo del decreto legislativo 199/21 è disponibile al seguente [link](#)

⁶ 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, ss.mm.ii.;

⁷ Valore corrispondente alla media, ponderata per le relative quantità, dei prezzi medi dei TEE scambiati sul mercato in ciascuna sessione nel periodo compreso tra l'inizio e il termine di ciascun anno d'obbligo.

Gli appuntamenti

15 luglio

Servizi pubblici locali e politiche interregionali di sviluppo
Torino, Italia

Organizzato da Utilitalia
<https://www.confservizi.piemonte.it/corso/servizi-pubblici-locali-e-politiche-interregionali-di-sviluppo/>

18 luglio

Webinar: Il contributo delle utilities alla decarbonizzazione. Leva per la sicurezza energetica e la competitività del Paese

Evento online
 Organizzato da Fondazione Utilitatis in collaborazione con Agici
<https://www.utilitatis.org/>

20 luglio

L'accelerazione delle rinnovabili passa per le reti
Webinar

Organizzato da Elettricità Futura e CESI
<https://www.elettricitafutura.it/>

20-22 luglio

International Congress on Water, Waste and Energy Management

Roma, Italia
 Organizzato da Sciknowledge European Conferences
<https://wastewater-europe.eu/>

27-29 luglio

Green Energy and Environmental Technology International Conference

Roma, Italia
 Organizzato da Sciknowledge European Conferences
<https://greenenergy-europe.eu/>

27-29 luglio

International Conference on Energy & Infrastructure Management

Evento online e in presenza
 Gandhinagar, Gujarat, India
 Organizzato da School of Petroleum Management, Pandit University
<http://spm.pdpu.ac.in/iceim2022.html>

28-30 luglio

International Conference on Green Energy and Environment Engineering

Evento online e in presenza
 Jeju Island, Corea del Sud
 Organizzato da CGEEE
<http://www.cgeee.net/>

28-30 luglio

International Conference on Green Energy Technologies
Evento online e in presenza

Francoforte, Germania
 Organizzato da University of Applied Sciences
<http://www.icget.org/>

29-31 luglio

International Conference on Power Systems and Electrical Technology

Evento online e in presenza
 Aalborg, Danimarca
 Organizzato da PSET
<http://www.pset.org>

2 agosto

L'Italia in movimento alla scoperta del Mezzogiorno

Catania, Italia
 Organizzato da Alis
<https://www.alis.it/portfolio/prossimo-evento-alis-on-tour/>

8-10 agosto

International Conference & Exhibition on Clean Energy

Evento in presenza
 Victoria, BC, Canada
 Organizzato da ICCE
<http://icce2022.iaemm.com>

15-19 agosto

International Innovation Forum on Off-shore Wind and Wave Energy

Evento online e in presenza
 Macao, Cina
 Organizzato da Ieee
<http://www.ifoswwe.org/>

Gli appuntamenti

16-18 agosto

International Conference on Sustainable Energy Technologies

Evento in presenza

Istanbul, Turchia

Organizzato da Wsset e Haliç University

<https://set2022.org/>

24-26 agosto

International Conference on Renewable Energy and Environment Engineering

Brest, Francia

Organizzato da Université de Brest

<http://www.reee.net>

25-27 agosto

Power System and Green Energy Conference

Shanghai, Cina

Organizzato da PSGEC

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

28-30 agosto

International Conference on Clean and Green Energy Engineering

Istanbul, Turchia

Organizzato da CGEE

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

5-8 settembre

Gastech 2022: The heart of the gas, LNG, hydrogen and energy conversation

Milano, Italia

Organizzato da DMG events

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

21-23 settembre

REMTECH EXPO

Bologna, Italia

Organizzato da RemTech

<http://www.remtechexpo.com/index.php/it/>

22-23 settembre

Festival dell'acqua

Torino, Italia

Organizzato da Utilitalia

<https://festivalacqua.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.