

APPROFONDIMENTI

CRISI ENERGETICA: COME SOPRAVVIVERE AL PROSSIMO INVERNO?

di Chiara Proietti Silvestri - RIE

L'importanza dei comportamenti e delle policy finalizzate alla riduzione dei consumi nell'attuale contesto emergenziale di scarsità del gas russo è sotto gli occhi di tutti. Vi sono ragioni geopolitiche, economiche e ambientali che impongono una mobilitazione collettiva per ridurre la domanda di energia nei prossimi mesi. In questo articolo, si intende analizzare il ruolo del consumatore per la sicurezza del sistema energetico, l'evolvere della domanda energetica nazionale e come la politica stia procedendo nell'incentivare una sostanziale riduzione dei consumi. Infine, si intende raccogliere i consigli più efficaci per superare l'inverno, nella consapevolezza che siamo tutti chiamati a fare la nostra parte per risparmiare energia. L'obiettivo è di evitare situazioni di allerta del sistema che costringano ad un razionamento forzato ma anche limitare l'uso del gas come arma politica da parte di Mosca. In ultimo, si tratta anche di un interessante banco di prova per la transizione energetica e per testare quanto sia realistica una rapida evoluzione dell'attuale modello energetico in chiave di sostenibilità.

Il ruolo attivo dei consumatori

L'impennata dei prezzi del gas e dell'elettricità, avviata già lo scorso anno ed esacerbata con il taglio delle forniture di

gas russo a seguito del conflitto con l'Ucraina, ha imposto alla politica decisioni rapide, che in parte derogano al principio di sostenibilità e agli obiettivi di decarbonizzazione.

Esempio per eccellenza è la ripresa delle centrali a carbone in diversi paesi, come Germania e Italia, con conseguente aumento delle emissioni di CO₂. Un dato su tutti, l'intensità carbonica dell'elettricità prodotta in Italia nel I trimestre 2022 è aumentata del 18% rispetto al 2021¹. D'altronde, l'affrancamento dalle forniture energetiche russe richiede necessariamente misure di diversificazione sia dei fornitori che delle fonti.

Vi è però una carta da giocare che, in tempo di crisi, può fare la differenza sia in termini geopolitici – per minare l'influenza russa sulla sicurezza energetica europea – sia in termini economici – per ridimensionare la bolletta energetica – sia, infine, in termini ambientali – per ridurre l'effetto di necessari provvedimenti atti alla sostituzione del metano con fonti alternative non intermittenti. Questa carta vincente è rappresentata dai consumatori che, con i loro comportamenti, possono contribuire a ridurre sensibilmente la domanda di energia, essenziale tassello sia per superare l'attuale contesto emergenziale che per rispondere a problematiche che sono anche strutturali e di lungo termine.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ SETTEMBRE 2022

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI
*Crisi energetica: come sopravvivere
al prossimo inverno?*

di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 32

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A settembre il Pun, pari a 429,92 €/MWh, torna in calo mensile dopo un trimestre di rialzi, dinamica analoga a quella dei costi del gas e in linea con quanto osservato sulle principali borse elettriche europee. L'andamento del Pun si realizza in un sistema nazionale caratterizzato da acquisti in lieve crescita mensile (MGP: 23,6 TWh), con la liquidità del mercato al 72,0%, e volumi rinnovabili che si confermano non elevati. Su base zonale torna ad allargarsi lo spread tra i prezzi di vendita delle zone centro-settentrionali (436 €/MWh) e quelli delle zone

centro-meridionali e della Sicilia (420/422 €/MWh) e della Sardegna (381 €/MWh).

Il Mercato Infragiornaliero (MI) registra scambi per 2,0 TWh (-2,2% su agosto), in calo sia nelle sessioni in asta che nella contrattazione XBID, nella quale si osservano oltre 159 mila abbinamenti.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), prezzi invariati per tutti i prodotti in contrattazione. In riduzione mensile i volumi registrati nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

A settembre il Pun si attesta a 429,92 €/MWh, mostrandosi tendenzialmente in flessione nel corso del mese, così come i costi del gas al PSV, e riducendo il differenziale con le limitrofe borse estere. Quest'ultima dinamica si realizza nell'ultima parte del mese quando, in corrispondenza di nuove tensioni connesse al perseverare del conflitto russo-ucraino, il TTF è risultato decisamente superiore al PSV e corrispondentemente le quotazioni elettriche estere più frequentemente allineate o superiori al riferimento italiano. L'andamento del Pun

si inserisce in un contesto caratterizzato anche da uno stagionale aumento mensile degli acquisti nazionali, sebbene molto bassi per il mese di settembre, da una crescita dell'import netto (contestuale alla ripresa della NTC) e da livelli ancora non elevati di volumi rinnovabili, soprattutto idrici.

Infine, nei singoli gruppi orari, il Pun si è mediamente attestato a 471,20 €/MWh nelle ore di picco e a 406,02 €/MWh nel fuori picco (per un rapporto picco/baseload a 1,10) (Grafico 1 e Tabella 1).

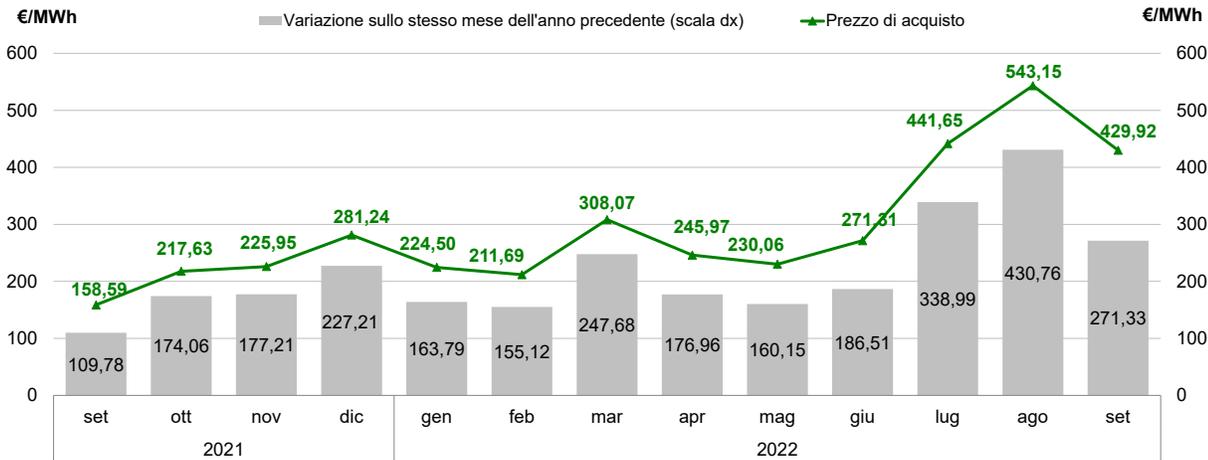
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	429,92	158,59	+271,33	+171,1%	23.576	-9,9%	32.729	-3,2%	72,0%	77,3%
<i>Picco</i>	471,20	169,95	+301,25	+177,3%	28.072	-10,9%	38.809	-3,6%	72,3%	78,2%
<i>Fuori picco</i>	406,02	152,01	+254,02	+167,1%	20.973	-9,1%	29.209	-3,0%	71,8%	76,6%
<i>Minimo orario</i>	84,92	60,06			15.983		22.063		60,3%	67,4%
<i>Massimo orario</i>	815,57	256,29			31.673		42.110		85,6%	85,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



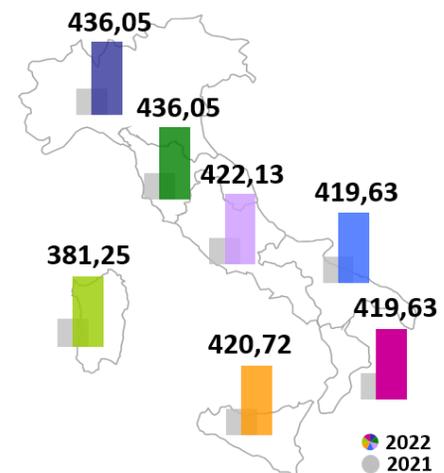
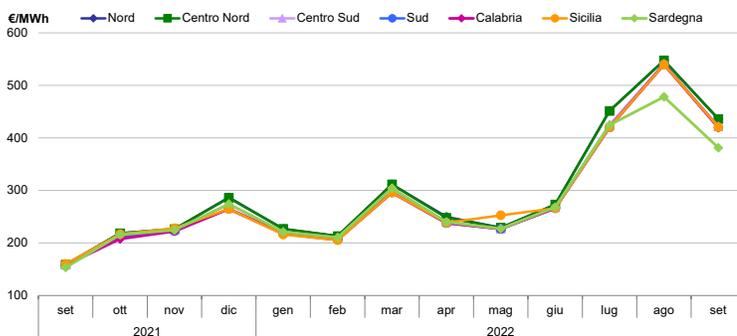
I PREZZI ZONALI

A livello locale si allarga il differenziale tra il prezzo del Sud e della Calabria, a 419,63 €/MWh, e quello del Nord e Centro Nord, a 436,05 €/MWh, dinamica concentrata soprattutto nell'ultima parte del mese quando si osservano prezzi esteri limitrofi più elevati, restringimenti sul transito CSUD-CNOR e

maggiori volumi eolici al centro meridione. Resta più basso il prezzo in Sardegna, a 381,25 €/MWh, ancora caratterizzata per buona parte del mese da limitazioni sulle interconnessioni con il continente, che registra prezzi minimi a 0 €/MWh o prossimi ad esso in diverse ore del mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia è pari a 23,6 TWh, con volumi transitati nella borsa elettrica del GME a 17,0 TWh e movimentazioni over the counter registrate

sulla PCE e nominate su MGP a 6,6 TWh. In conseguenza di tali movimenti la liquidità del mercato si attesta al 72,0% (Tabelle 2 e 3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

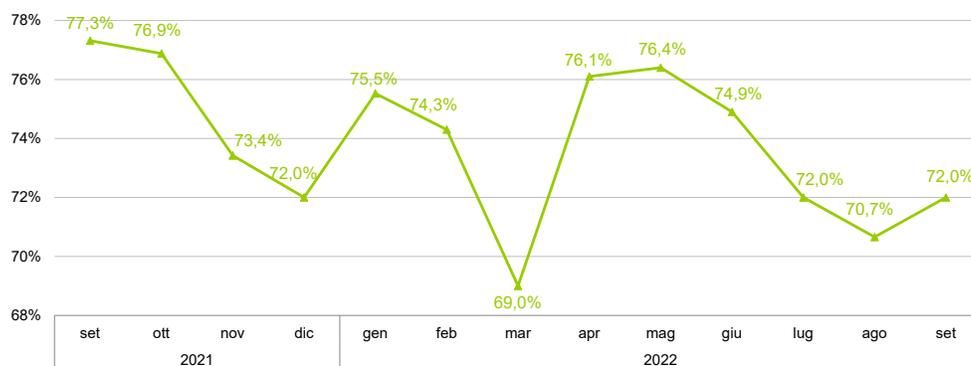
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.974.632	-9,9%	72,0%
Operatori	11.199.636	-11,4%	47,5%
GSE	1.867.315	-5,5%	7,9%
Zone estere	3.907.681	-7,4%	16,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.590.066	+19,3%	28,0%
Zone estere	4.800	-95,2%	0,0%
Zone nazionali	6.585.266	+21,4%	27,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.564.698	-3,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	10.902.870	-10,2%	
OFFERTA TOTALE	34.467.568	-5,6%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.974.632	-9,9%	72,0%
Acquirente Unico	1.531.589	-42,3%	6,5%
Altri operatori	12.085.719	-2,0%	51,3%
Pompaggi	13.579	-22,8%	0,1%
Zone estere	320.390	+74,3%	1,4%
Saldo programmi PCE	3.023.355	-17,1%	12,8%
PCE (incluso MTE)	6.590.066	+19,3%	28,0%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.613.421	+4,8%	40,8%
Saldo programmi PCE	-3.023.355	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.564.698	-3,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	513.091	-35,6%	
DOMANDA TOTALE	24.077.790	-4,3%	

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

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali si attestano a 23,2 TWh e gli acquisti esteri (esportazioni) a 0,3 TWh, soddisfatti da vendite nazionali per 19,7 TWh

(in lieve calo mensile) e importazioni per 3,9 TWh, queste ultime in crescita principalmente dalla Francia (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	14.210.800	19.737	-18,4%	9.266.236	12.870	-11,2%	13.056.662	18.134	-3,6%
Centro Nord	1.408.997	1.957	-11,3%	1.226.943	1.704	-8,7%	1.989.754	2.764	-3,5%
Centro Sud	4.962.828	6.893	+20,4%	2.297.320	3.191	+4,6%	3.994.284	5.548	-6,4%
Sud	4.359.036	6.054	+24,6%	3.178.640	4.415	+17,3%	1.484.079	2.061	-5,5%
Calabria	1.944.415	2.701	-16,5%	959.667	1.333	-40,9%	457.931	636	-7,8%
Sicilia	2.402.909	3.337	+28,7%	1.626.868	2.260	+115,4%	1.552.221	2.156	+4,4%
Sardegna	1.230.470	1.709	-8,0%	1.096.543	1.523	+13,1%	709.377	985	-4,4%
Totale nazionale	30.519.454	42.388	-5,1%	19.652.217	27.295	-1,9%	23.244.308	32.284	-3,8%
Esteri	3.948.114	5.483	-9,0%	3.912.481	5.434	-9,4%	320.390	445	+74,3%
Sistema Italia	34.467.568	47.872	-5,6%	23.564.698	32.729	-3,2%	23.564.698	32.729	-3,2%

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

LE FONTI

La riduzione mensile delle vendite nazionali interessa solo le fonti rinnovabili ed è alimentata dall'ulteriore calo delle vendite idroelettriche, soprattutto al Nord (sempre ai minimi dell'ultimo decennio per il mese), e dalla riduzione del solare. A parziale compensazione si registra invece una ripresa dell'eolico, ai massimi da maggio. Invariate, invece, le vendite da fonti tradizionali, tra le

quali la forte crescita del carbone, diffusa sulla penisola e in Sardegna, annulla la flessione del gas, in crescita solo al centro settentrione, e delle altre fonti termiche. Pertanto si riducono le quote di mercato del gas (48,5%), dell'idroelettrico (13,3%) e del solare (10,2%), mentre aumentano quelle del carbone (9,8%) e dell'eolico (9,3%) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	8.929	-4,0%	731	-15,2%	1.705	-10,2%	2.497	+1,4%	910	-52,5%	1.643	+173,6%	1.153	+11,1%	17.569	-2,8%
Gas	7.861	-5,3%	693	-15,6%	840	-16,5%	1.249	-23,6%	791	-55,4%	1.268	+133,9%	544	+15,5%	13.246	-9,0%
Carbone	415	+73,8%	-	-	632	-7,6%	1.078	+57,7%	0	-	-	-	546	+5,0%	2.671	+25,6%
Altre	653	-13,8%	38	-7,1%	233	+11,5%	170	+16,4%	119	-15,8%	374	+544,3%	64	+33,6%	1.651	+17,9%
Fonti rinnovabili	3.853	-22,7%	973	-3,0%	1.432	+28,1%	1.918	+47,5%	423	+24,2%	617	+38,0%	370	+19,9%	9.585	+0,9%
Idraulica	2.254	-32,1%	135	-9,5%	454	-8,3%	446	+13,3%	128	-	156	+21,4%	68	+0,8%	3.643	-22,3%
Geotermica	-	-	614	-3,5%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	614	-3,5%
Eolica	15	+91,3%	29	+56,1%	601	+128,6%	1.163	+89,5%	232	+54,5%	316	+53,1%	179	+28,5%	2.534	+81,2%
Solare e altre	1.584	-4,3%	195	-2,4%	377	+5,0%	309	+5,4%	63	+7,5%	144	+29,3%	123	+20,7%	2.795	+0,6%
Pompaggio	87	-59,3%	-	-	53	+56,4%	-	-	-	-	-	-100,0%	0	-	141	-43,8%
Totale	12.870	-11,2%	1.704	-8,7%	3.191	+4,6%	4.415	+17,3%	1.333	-40,9%	2.260	+115,4%	1.523	+13,1%	27.295	-1,9%

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

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

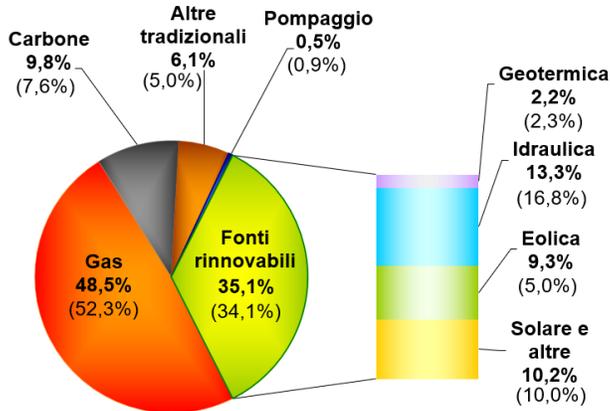
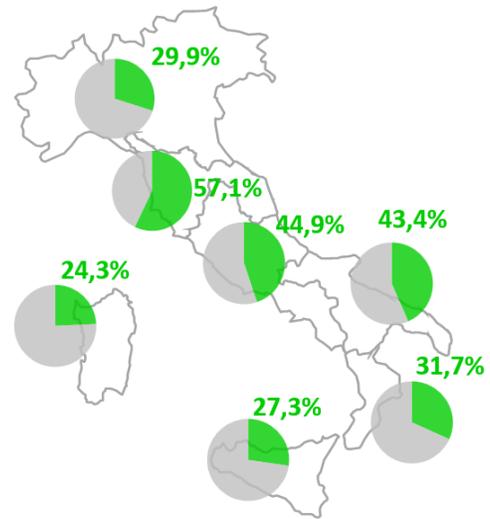


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

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 3,6 TWh, con una crescita mensile che si concentra sulla frontiera francese in corrispondenza di un innalzamento della NTC; analoga

dinamica sulla frontiera austriaca, mentre si riducono i flussi dalla Grecia, in presenza di quotazioni estere più frequentemente allineate o superiori al riferimento del Sud (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia*	1.627.357 (1.881.950)	96,0% (100,0%)	3,2% (-)	0,8% (-)	58,1% (89,0%)	0,6% (-)	2.828 (2.656)	1.637.080 (1.881.950)	1.637.080 (1.850.630)	948 (993)	9.723 (-)	9.723 (-)
Italia - Svizzera	1.446.316 (1.399.917)	100,0% (97,5%)	- (-)	- (2,5%)	- (-)	- (-)	2.484 (2.295)	1.470.059 (1.403.822)	n/a n/a	2.558 (26.426)	23.743 (3.906)	n/a n/a
Italia - Austria*	125.572 (161.621)	89,6% (90,7%)	6,9% (5,7%)	3,5% (3,6%)	84,4% (88,3%)	6,4% (5,3%)	207 (258)	128.897 (164.862)	128.897 (164.862)	63 (88)	3.325 (3.241)	3.325 (3.241)
Italia - Slovenia*	240.415 (314.814)	81,4% (91,5%)	12,9% (6,0%)	5,7% (2,5%)	64,6% (71,5%)	5,1% (3,1%)	532 (559)	277.391 (333.956)	277.391 (333.956)	631 (631)	36.976 (19.142)	36.976 (19.142)
Italia - Montenegro	274.129 (240.813)	80,4% (64,4%)	4,0% (0,8%)	15,6% (34,7%)	30,3% (28,3%)	- (-)	507 (395)	293.358 (249.460)	n/a n/a	452 (395)	19.229 (8.647)	n/a n/a
Italia - Grecia	5.024 (275.541)	44,2% (85,8%)	40,6% (5,3%)	15,2% (8,9%)	- (-)	- (-)	449 (481)	105.696 (284.721)	105.696 (284.721)	449 (24.481)	100.672 (9.180)	100.672 (9.180)
Italia - Malta	-70.209 (-84.045)	- (-)	91,0% (99,2%)	9,0% (0,8%)	- (-)	1,8% (7,6%)	200 (200)	0 (-)	n/a n/a	200 (200)	70.209 (84.045)	n/a n/a
TOTALE**	3.648.604 (4.190.611)							3.912.481 (4.318.772)	2.149.064 (2.634.170)		263.877 (128.160)	150.696 (31.563)

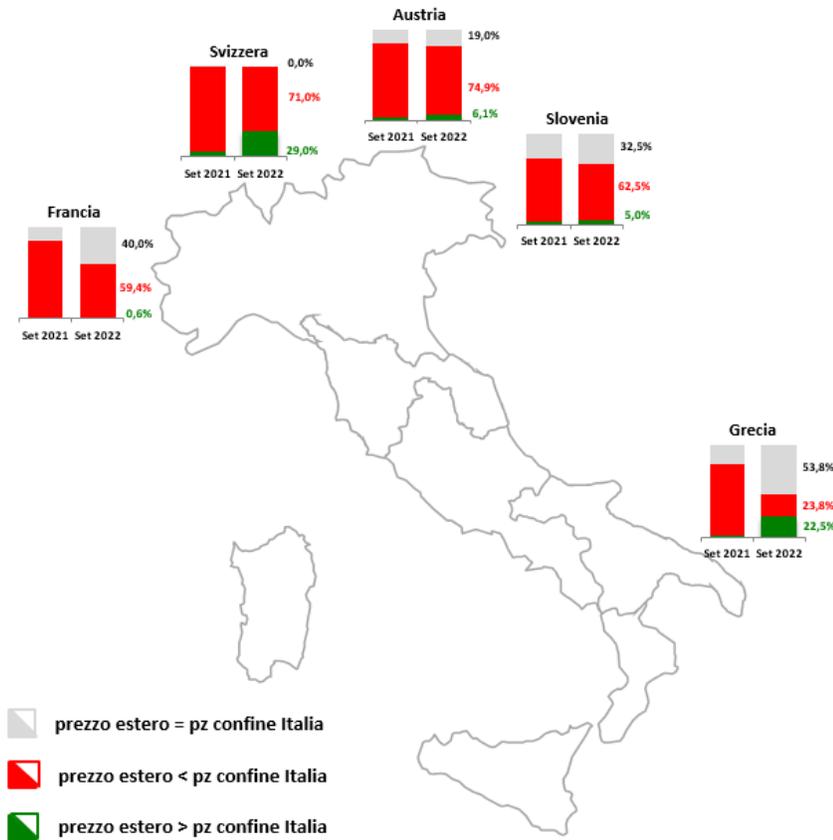
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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 settembre i volumi complessivamente scambiati nel MI si attestano a 2,0 TWh (-2,2 TWh su agosto). La gran parte degli scambi resta concentrata nella contrattazione in asta (1,7 TWh), e in particolare sul MI-A1 (1,1 TWh). Resta tuttavia elevata la quota sul totale degli scambi sul XBID che, con oltre 159 mila abbinamenti e 360,1 GWh totali, si attesta al 18%. Anche a settembre oltre il 90% degli scambi XBID risulta realizzato a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3) e circa due terzi ha avuto una controparte estera,

con finalità prevalente in export; si attesta invece al 27% la quota dei volumi scambiati tra zone nazionali e al 7% quella relativa agli scambi all'interno della medesima zona nazionale.

I prezzi osservati nel MI si attestano mediamente a 421/430 €/MWh, tutti inferiori ai corrispondenti valori MGP (-1/-2%). Il ranking dei prezzi zonali 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

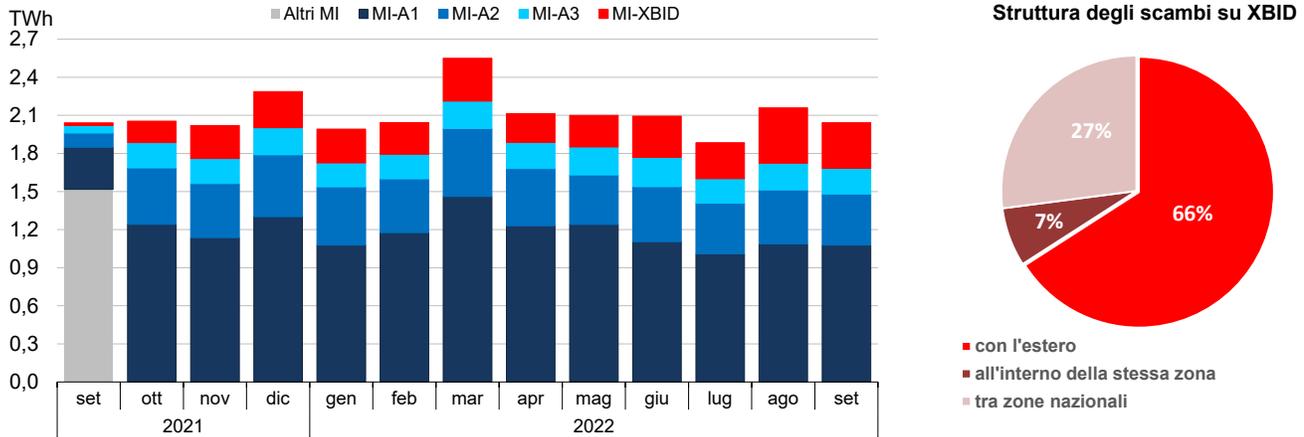


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

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	491.150	151.715	64.669	707.533	80.445	787.978
Centro Nord	63.101	30.248	12.395	105.744	29.178	134.922
Centro Sud	183.804	61.997	34.281	280.082	38.571	318.653
Sud	151.374	86.001	37.888	275.263	47.811	323.073
Calabria	26.267	6.954	6.137	39.357	7.300	46.657
Sicilia	92.518	20.147	13.450	126.115	10.221	136.337
Sardegna	31.957	15.344	12.624	59.925	9.917	69.841
Estero	37.721	29.856	20.596	88.173	136.630	224.803
Totale	1.077.891	402.262	202.038	1.682.192	360.073	2.042.264

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	544.577	157.282	76.123	777.982	116.880	894.861
Centro Nord	68.749	14.554	5.912	89.216	24.483	113.699
Centro Sud	128.891	53.435	27.234	209.560	28.593	238.154
Sud	94.581	74.839	30.488	199.908	43.284	243.191
Calabria	31.633	13.158	7.191	51.982	5.554	57.536
Sicilia	130.936	26.603	13.687	171.227	10.311	181.538
Sardegna	36.007	21.677	8.240	65.924	10.662	76.586
Estero	42.517	40.714	33.162	116.393	120.306	236.699
Totale	1.077.891	402.262	202.038	1.682.192	360.073	2.042.264

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

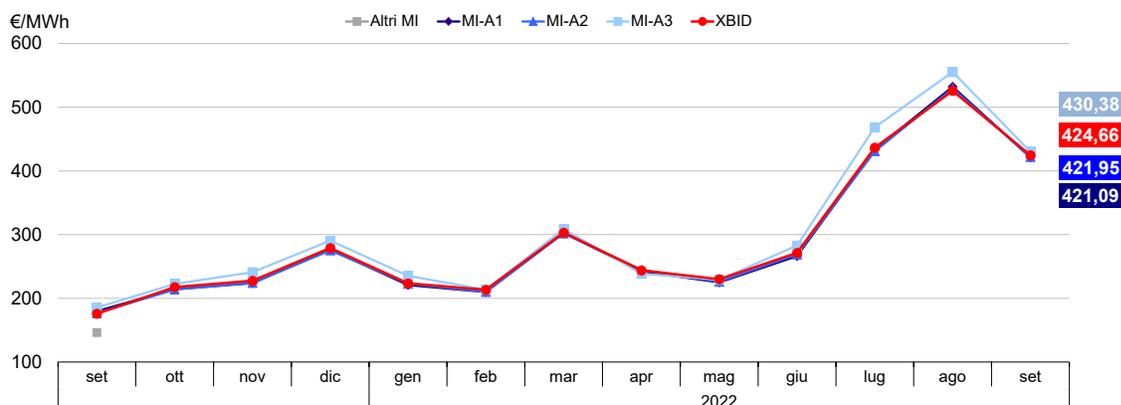


Tabella 9: MI, prezzi zionali medi

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) €/MWh	MI-A2 (1-24 h) €/MWh	MI-A3 (13-24 h) €/MWh	X-BID (1-24 h) €/MWh
Nord	436,05	449,54	431,66 (-1,0%)	430,24 (-1,3%)	439,64 (-2,2%)	428,66 (-1,7%)
Centro Nord	436,05	449,54	431,66 (-1,0%)	430,24 (-1,3%)	439,64 (-2,2%)	438,98 (+0,7%)
Centro Sud	422,13	432,82	416,04 (-1,4%)	417,13 (-1,2%)	427,37 (-1,3%)	418,38 (-0,9%)
Sud	419,63	430,57	414,29 (-1,3%)	415,44 (-1,0%)	424,75 (-1,4%)	419,48 (-0,0%)
Calabria	419,63	430,57	414,29 (-1,3%)	415,44 (-1,0%)	423,74 (-1,6%)	417,67 (-0,5%)
Sicilia	420,72	431,95	415,44 (-1,3%)	416,68 (-1,0%)	423,43 (-2,0%)	419,31 (-0,3%)
Sardegna	381,25	389,34	378,60 (-0,7%)	388,52 (+1,9%)	383,45 (-1,5%)	384,56 (+0,9%)

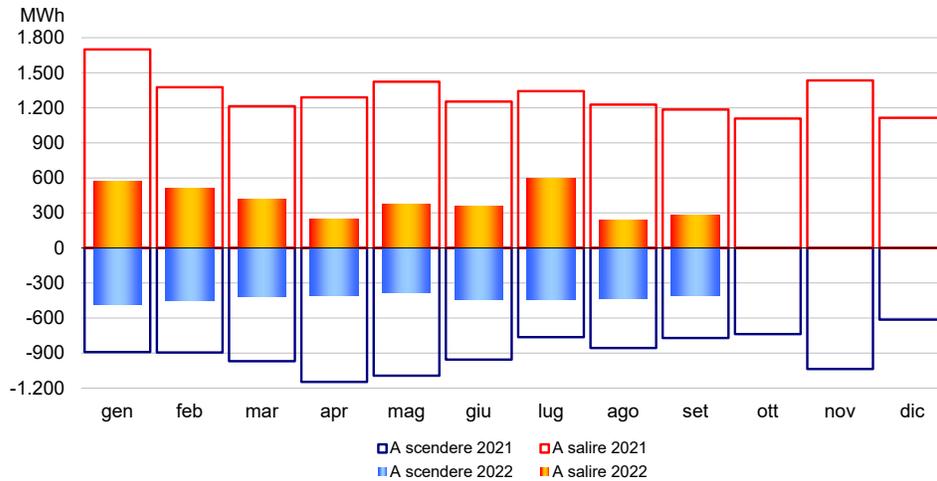
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Anche a settembre restano esigui i volumi del mercato MSD ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire pari a 0,2 TWh, e le sue vendite sul mercato a scendere 0,3 TWh (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

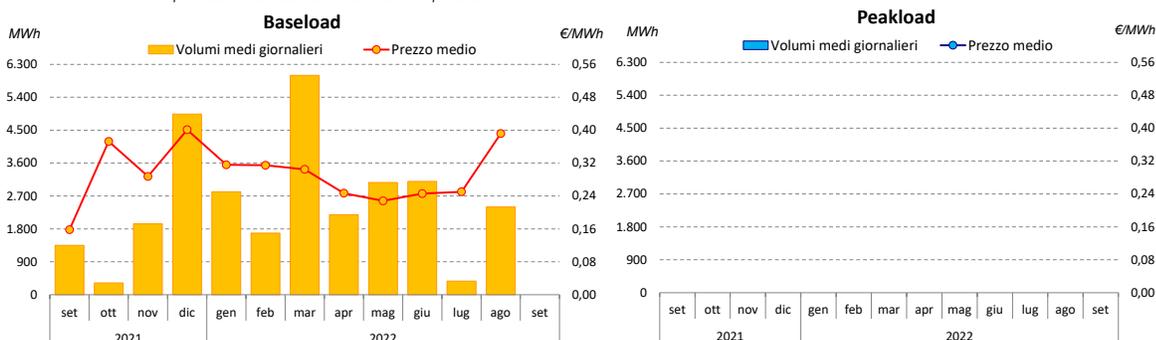
A settembre non si sono registrati scambi sul MPEG (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	-	0/30	-	-	-	-	-
	(27)	16/30	(0,16)	(0,03)	(0,40)	(21.624)	(1.352)
Peakload	-	0/22	-	-	-	-	-
	(-)	0/22	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Totale	-	-	-	-	-	-	-
	(27)					(21.624)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel MTE il prodotto Ottobre 2022 chiude il periodo di contrattazione con una posizione aperta complessiva di 0,7 GWh (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a settembre

Fonte: GME

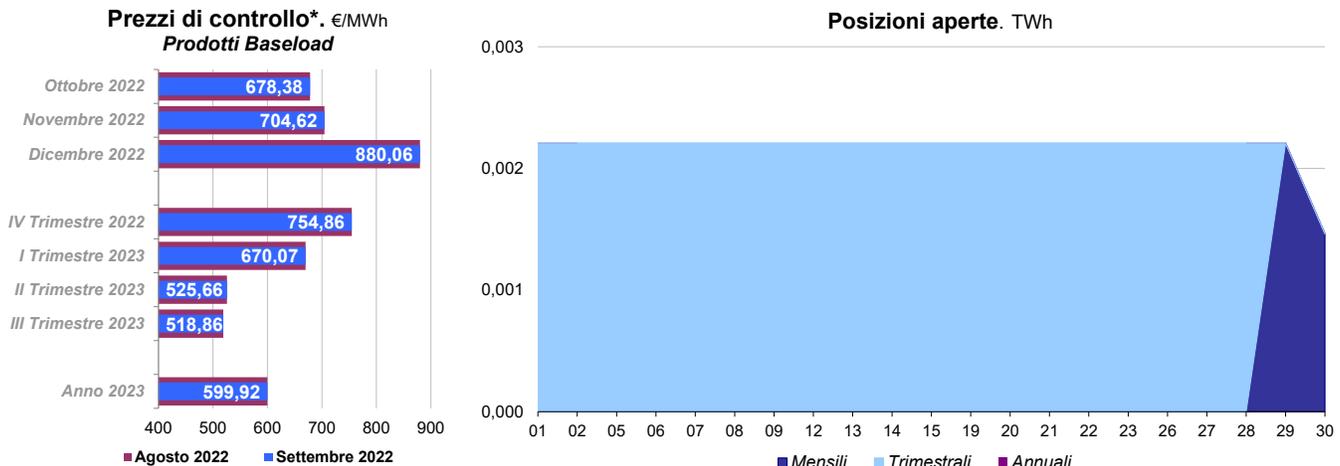
PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Ottobre 2022	678,38	+0,0%	-	-	-	-	-	1	745
Novembre 2022	704,62	+0,0%	-	-	-	-	-	1	720
Dicembre 2022	880,06	+0,0%	-	-	-	-	-	1	744
Gennaio 2023	670,07	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2022	754,86	+0,0%	-	-	-	-	-	1	2.209
I Trimestre 2023	670,07	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	525,66	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	518,86	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	599,92	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			1.464

PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Ottobre 2022	740,73	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2022	808,42	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Dicembre 2022	1004,69	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Gennaio 2023	719,24	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2022	852,98	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2023	719,24	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2023	545,02	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2023	552,10	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2023	659,96	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-			-
TOTALE			-	-	-	-			1.464

* 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 settembre si attestano a 21,1 TWh, mentre la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE risulta pari a 12,9 TWh (Tabella 11).

Resta sul livello dei due mesi precedenti, e pari a 1,64,

il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta (Grafico 10).

Quanto ai programmi registrati, si attestano a 6,6 TWh nei conti in immissione e a 9,6 TWh nei conti in prelievo, mentre i relativi sbilanciamenti a programma risultano pari rispettivamente a 6,3 TWh e 3,2 TWh.

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

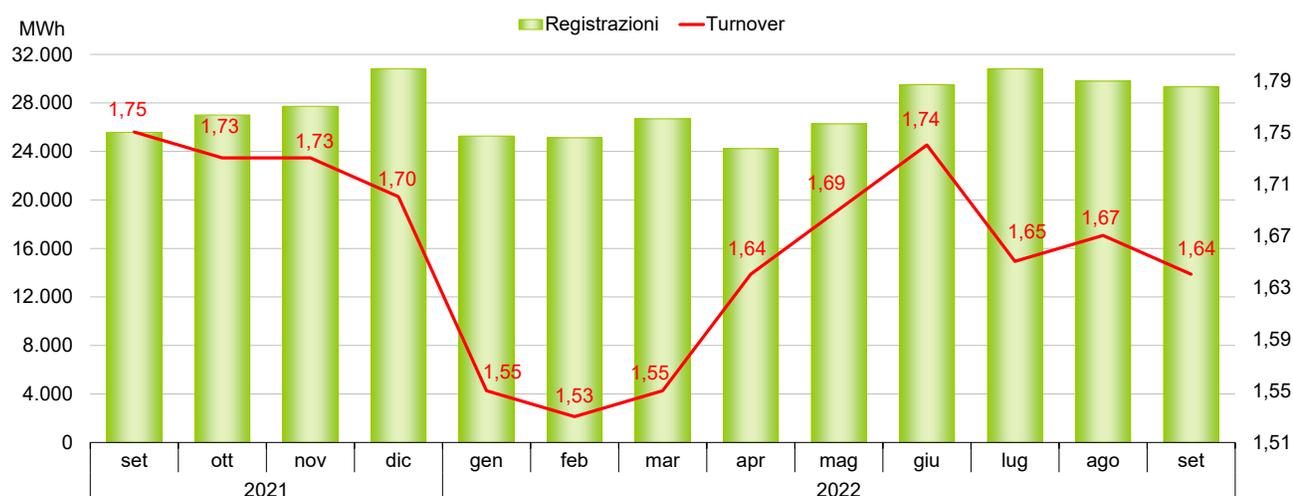
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI				
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione		Prelievo	
					MWh	Variazione	MWh	Variazione
Baseload	6.478.504	+16,6%	30,7%	Richiesti	8.108.786	+25,0%	9.615.013	+4,0%
Off Peak	151.104	+86,7%	0,7%	Rifiutati	1.518.720	+57,6%	1.592	-97,8%
Peak	168.744	+90,2%	0,8%	Registrati	6.590.066	+19,3%	9.613.421	+4,8%
Week-end	-	-	-					
Totale Standard	6.798.352	+18,7%	32,2%	Sbilanciamenti a programma	6.260.375	+23,8%	3.237.020	+129,6%
Totale Non standard	14.316.540	+12,8%	67,8%	Saldo programmi	-	-	3.023.355	-17,1%
PCE bilaterali	21.114.892	+14,7%	100,0%					
MTE	720	-98,6%	0,0%					
MPEG	-	-	-					
TOTALE PCE	21.115.612	+14,2%	100,0%					
POSIZIONE NETTA	12.850.441	+21,4%						

* 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 portano a 4.074 milioni di mc (43,1 TWh), mentre le importazioni tramite gasdotto e GNL si attestano complessivamente a 5.276 milioni di mc (55,8 TWh), concentrate in particolare a Mazara, Melendugno e Cavarzere (40,4 TWh). Con riferimento ai sistemi di stoccaggio, le iniezioni nei siti ammontano a 15,5 TWh, livello superiore ad un anno fa. Pari invece a 263 milioni di mc (2,8 TWh) la produzione nazionale.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME, i volumi negoziati si attestano a 15,3 TWh, valore rappresentativo di una

quota pari al 36% del totale dei consumi. Sempre all'interno del contesto regolatorio definito dalle Deliberazioni ARERA 165/2022/R/GAS e 274/2022/R/GAS, anche a settembre gli scambi risultano concentrati nei mercati day-ahead (79%), sia a negoziazione continua (7,3 TWh e massimo storico) che in asta (4,9 TWh).

In calo rispetto al mese precedente tutti i prezzi registrati sui mercati del GME, in linea con le dinamiche osservate sui principali hub europei (PSV: 189 €/MWh; TTF: 193 €/MWh).

IL CONTESTO

A settembre i consumi di gas naturale in Italia si portano a 4.074 milioni di mc (43,1 TWh), con il settore industriale a 928 milioni di mc (9,8 TWh) e quello civile a 1.018 milioni di mc (10,8 TWh). Scende rispetto ad agosto a 1.908 milioni di mc (20,2 TWh) la domanda del comparto termoelettrico, in corrispondenza di un incremento delle importazioni di energia elettrica e maggiore offerta eolica e a carbone. In ripresa, infine, anche le esportazioni e gli altri consumi, a 221 milioni di mc (2,3 TWh).

Sul lato delle importazioni (5.276 milioni di mc, 55,8 TWh), i volumi di gas in ingresso tramite gasdotto ammontano a 4.119 milioni di mc (43,5 TWh), di questi circa il 50% proveniente dall'Algeria, mentre quelli tramite GNL risultano

pari a 1.157 milioni di mc (12,2 TWh). La modulazione dei flussi di import per singoli punti di entrata mostra un aumento, su agosto, solo a Mazara (22,7 TWh), Melendugno (9,7 TWh) e al rigassificatore di Cavarzere (8,0 TWh), le cui quote salgono rispettivamente al 41%, 17% e 14% del totale. In calo i flussi dagli altri punti, tra cui in particolare a Tarvisio (4,8 TWh, 9% del totale), a Passo Gries (4,4 TWh) e dal terminale di rigassificazione di Panigaglia, a regime ridotto per l'intero mese (0,1 TWh).

Relativamente allo stoccaggio, le iniezioni ammontano a settembre a 15,5 TWh, per una giacenza complessiva di gas naturale nei siti di stoccaggio nell'ultimo giorno del mese a 11.487 milioni di mc (121,4 TWh).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend
Importazioni	5.276	55,8	+2,0%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.149	22,7	+87,4%
Tarvisio	454	4,8	-79,6%
Passo Gries	414	4,4	+161,9%
Gela	185	2,0	-20,8%
Gorizia	-	-	-100,0%
Melendugno	917	9,7	+36,5%
Panigaglia (GNL)	5	0,1	-94,0%
Cavarzere (GNL)	756	8,0	+34,8%
Livorno (GNL)	397	4,2	+357,6%
Produzione Nazionale	263	2,8	+3,2%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.539	58,6	+2,0%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	928	9,8	-22,5%
Termoelettrico	1.908	20,2	-17,8%
Reti di distribuzione	1.018	10,8	-9,4%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	221	2,3	+18,7%
TOTALE CONSUMATO	4.074	43,1	-15,6%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	1.465	15,5	+144,8%
TOTALE PRELEVATO	5.539	58,6	+2,0%

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

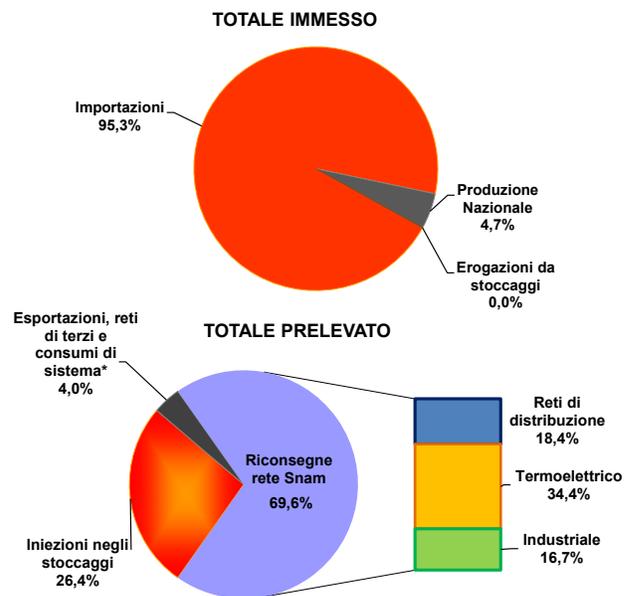
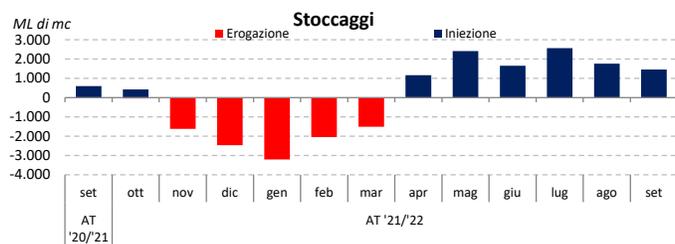
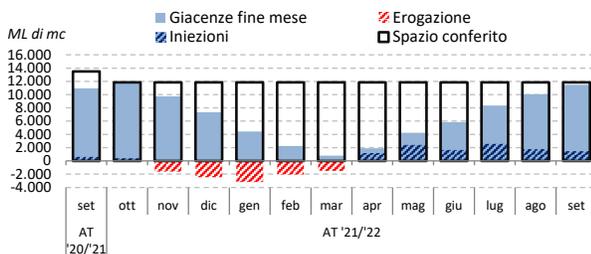


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/09/2022)	11.487	121,4	+4,9%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	1.465	15,5	+144,8%
Flusso netto	1.465	15,5	+144,8%
Spazio conferito su base annuale	11.846	125,2	-12,1%
Giacenza/Spazio conferito	97,0%		+15,7 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, le quotazioni sui principali hub europei scendono dai livelli massimi storici raggiunti ad agosto, attestandosi a 189 €/MWh al PSV e a 193 €/MWh al TTF. Entrambe le quotazioni presentano un trend pressoché decrescente per quasi l'intero mese, ad eccezione dell'ultima settimana, quando le tensioni sulle forniture europee a causa delle fughe di gas dai gasdotti

Nord Stream 1 e 2 alimentano, da un lato, un'ulteriore volatilità dei prezzi, spingendo il riferimento olandese nuovamente sopra i 207 €/MWh, e favoriscono, dall'altro, un ampliamento significativo del differenziale col PSV italiano, rimasto invece sotto i 170 €/MWh (spread settimanale sui 37 €/MWh, con massimo toccato a 56 €/MWh nella giornata del 27 settembre).

I MERCATI GESTITI DAL GME

All'interno del contesto regolatorio definito dalle deliberazioni ARERA 165/2022/R/GAS e 274/2022/R/GAS, con cui si è previsto l'approvvigionamento da parte del Responsabile del Bilanciamento dei volumi necessari al riempimento degli stoccaggi nell'ambito dell'apposito comparto AGS del mercato a pronti organizzato dal GME, gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 15,3 TWh, con una quota sul totale consumato pari al 36% (pressoché in linea con il mese precedente).

Rispetto al mese di agosto, si osserva un'ulteriore crescita dei volumi scambiati sull'orizzonte day-ahead a negoziazione continua (7,3 TWh, +45,4% e massimo storico), il cui peso nel mercato a pronti risulta pari al 48%. In flessione, ma su livelli ancora molto elevati e pari al 32% dei volumi totali del MP-GAS, gli scambi registrati nel comparto AGS in asta (4,9 TWh, -13,0%), quasi tutte relativi ad acquisti di Snam.

Sull'orizzonte intraday i volumi si attestano, invece, a 2,8 TWh (+2%), quasi interamente scambiati sul mercato a negoziazione continua (2,5 TWh), anch'essi in aumento, seppure debole, sul mese precedente (+2%). Su tale comparto risultano più che triplicate le movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,2 TWh, +269%), mentre si riducono, sebbene ancora decisamente prevalenti, gli

scambi tra operatori diversi dal RdB (2,3 TWh, -4%). I volumi del comparto AGS (0,3 TWh) risultano, invece, concentrati in 8 sessioni e relativi quasi tutti ad acquisti di Snam.

Le quantità scambiate sul MGS si portano a 0,4 TWh, in ripresa rispetto al mese precedente, con movimentazioni effettuate da Snam, esclusivamente con finalità di bilanciamento, pari a 0,33 TWh e contrattazioni tra operatori terzi pari a 0,06 TWh.

Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, in linea con gli sviluppi e con la forte volatilità dei prezzi sui principali hub europei, variano tra i 182,72 €/MWh del comparto intraday a negoziazione continua e i 191,62 €/MWh del comparto day-ahead AGS, tutti in calo dai massimi storici registrati ad agosto (-18/-24%).

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

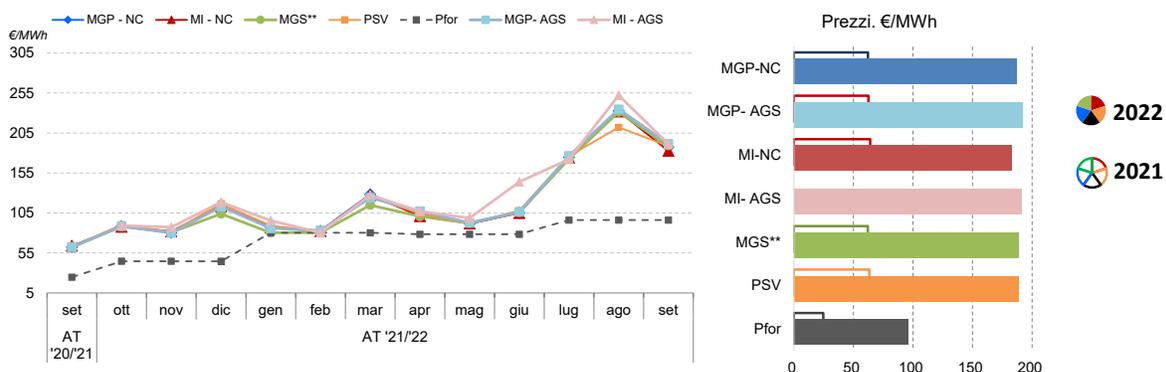
Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a settembre sono stati scambiati 288 GWh, tutti concentrati nel primo giorno del mese, riferiti al periodo di consegna Novembre 2022, ad un prezzo medio di 232,23 €/MWh, pressoché in linea con i riferimenti osservati all'hub italiano nello stesso periodo.

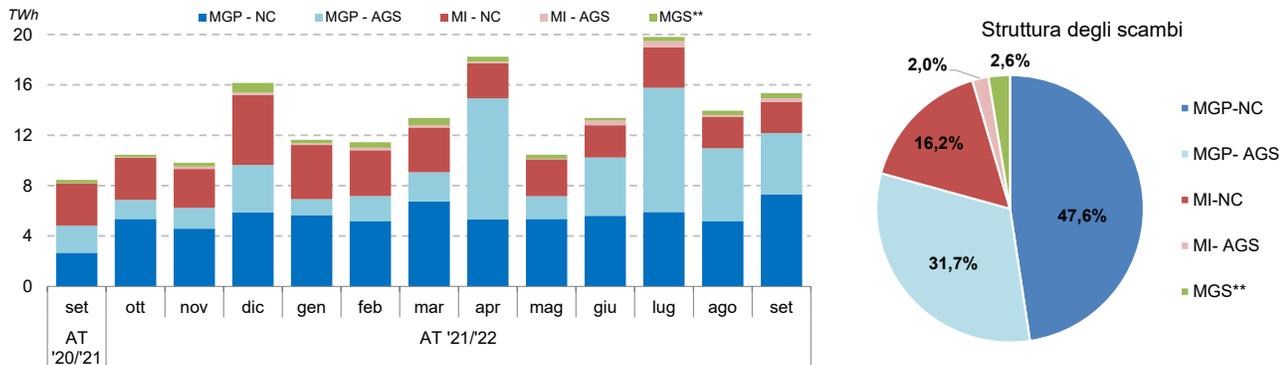
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh				Volumi. MWh		
	Media	Var	Min	Max	Totale	Var	
MGP							
Negoziazione continua	187,18	(62,21)	+200,9%	20,10	330,00	7.306.656	(2.670.024) +173,7%
Comparto AGS	191,62	(62,55)	+206,3%	131,11	273,30	4.859.952	(2.152.584) +125,8%
MI							
Negoziazione continua	182,72	(64,07)	+185,2%	85,00	250,00	2.480.472	(3.359.352) -26,2%
Comparto AGS	191,25	(-)	+0,0%	142,00	245,99	301.320	(-) -
MGS**							
Stogit	188,65	(62,11)	+203,7%	151,03	244,00	397.218	(277.714) +43,0%
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

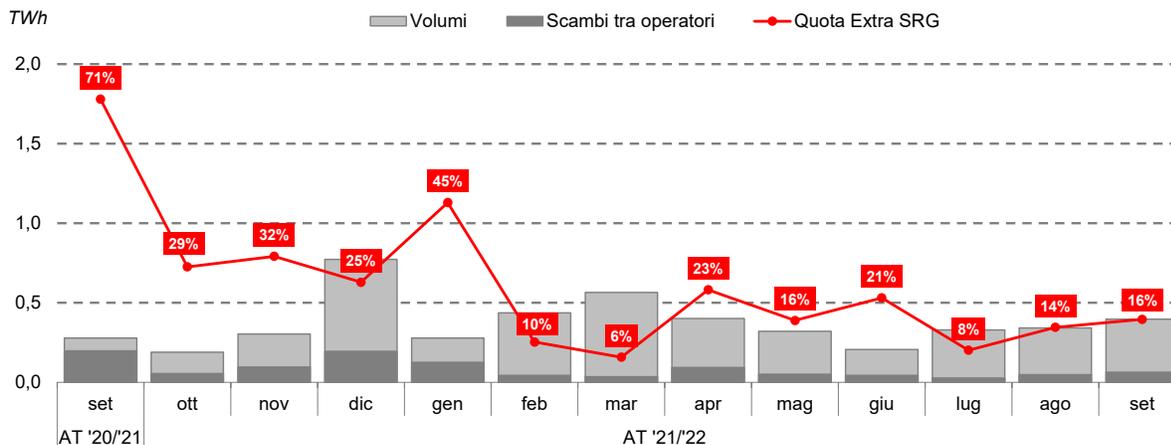
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	397.218	(277.714)	397.218	(277.714)	-	(-)	-	(-)
SRG	103.573	(19.122)	230.774	(60.911)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	103.573	(19.122)	230.774	(60.911)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	293.645	(258.592)	166.445	(216.802)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



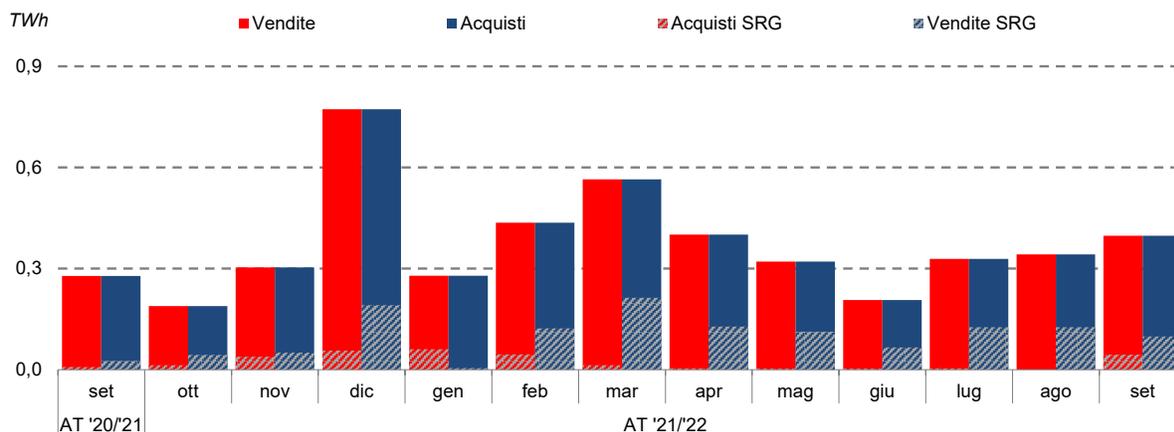


Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

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-2022-09	-	-	247,29	5,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2022-10	-	-	192,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-10	-	-	190,80	-20,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-11	-	-	204,57	-15,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-12	-	-	207,01	-14,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2023-01	-	-	197,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-04	-	-	200,00	-17,2%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-01	-	-	196,45	-18,9%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-02	-	-	188,06	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-03	-	-	178,30	-17,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2023-04	-	-	176,77	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2022/2023	-	-	210,81	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2023/2024	-	-	176,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2023	-	-	187,10	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2023	-	-	191,25	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
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

■ Terza riduzione mensile consecutiva per i prezzi del Brent e dei suoi derivati. Ancora in calo anche le quotazioni del carbone e in ripiego dai massimi storici di agosto le quotazioni del gas e dell'elettricità sulle principali piattaforme europee.

Come nei due mesi precedenti, in riduzione anche a settembre le quotazioni del Brent (94,82 \$/bbl, -10% su agosto), dell'olio combustibile (621,39 \$/MT, -10%) e del gasolio (1.024,17 \$/MT, -3%), che si portano ai minimi dallo scorso inverno. Restano su livelli tra i più elevati di sempre, ma si confermano in calo mensile, anche i prezzi del carbone (342,65 \$/MT, -4%). I mercati a termine rivedono al ribasso le quotazioni di Brent e derivati e al rialzo quelle del carbone

nell'ultimo bimestre dell'anno, posizionando in particolare queste ultime su valori inferiori agli attuali livelli spot. Generalmente in riduzione da inizio 2021, il tasso di cambio euro/dollaro scende sotto 1 €/€ (0,99 €/€, -3%) come non accadeva da quasi 20 anni, con conseguente lieve attenuazione dell'intensità delle variazioni mensili osservate sulle quotazioni di greggio e combustibili nella loro conversione in euro.

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

Fonte: Refinitiv

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/BBL	94,82	-10%	28%				90,70	-6%	89,50	-6%	81,81	-8%
Olio Combustibile	USD/MT	621,39	-10%	21%									
Gasolio	USD/MT	1.024,17	-3%	67%	1.098,50	1.009,01	-3%	974,85	-5%	942,17	-5%	852,90	-6%
Carbone	USD/MT	342,65	-4%	100%	351,08	324,54	-7%	297,69	8%	318,63	12%	314,13	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	95,67	-8%	52%			-	91,24	-	89,84	-	80,76	-
Olio Combustibile	EUR/MT	627,24	-8%	43%			-	-	-	-	-	-	-
Gasolio	EUR/MT	1.033,95	-1%	98%		1.017,54	-	980,97	-	946,02	-	842,23	-
Carbone	EUR/MT	344,99	-2%	137%		327,59	-	299,84	-	320,22	-	310,48	-
Tasso Cambio	EUR/USD	0,99	-2%	-16%			-	-	-	-	-	-	-

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

Fonte: Refinitiv

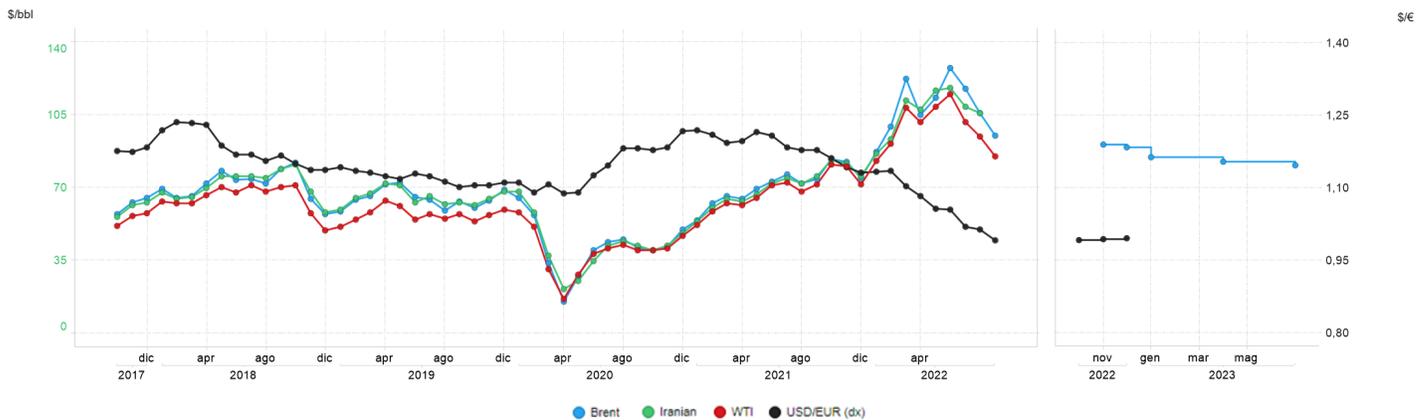


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

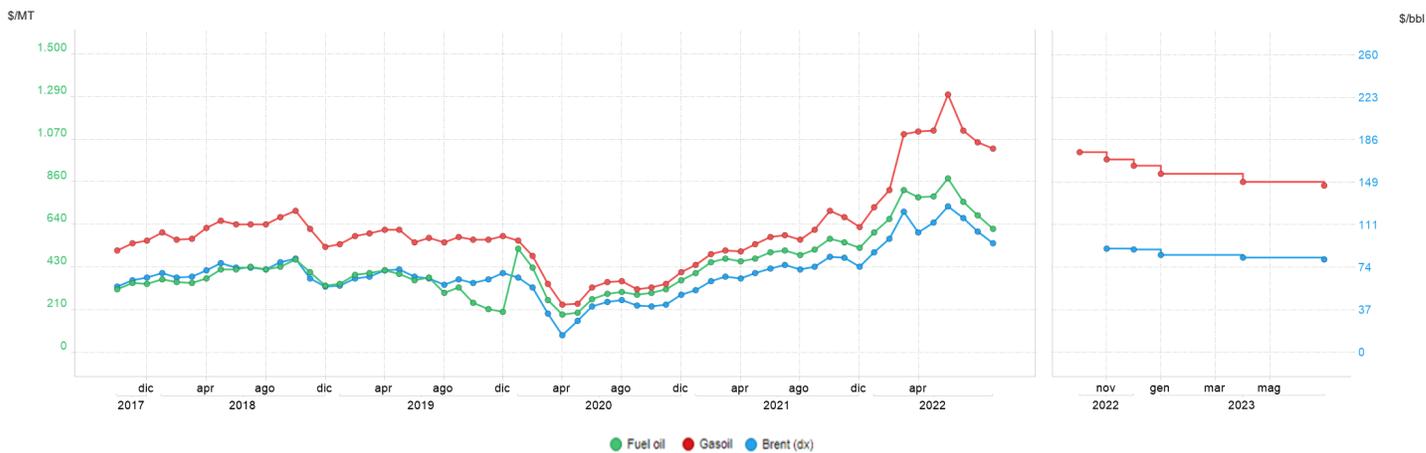
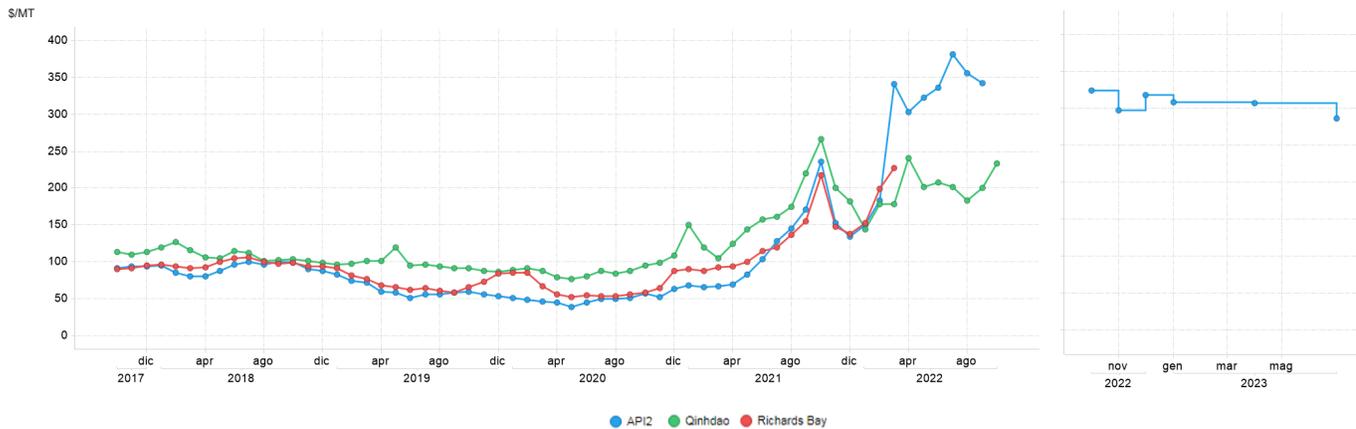


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine¹. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



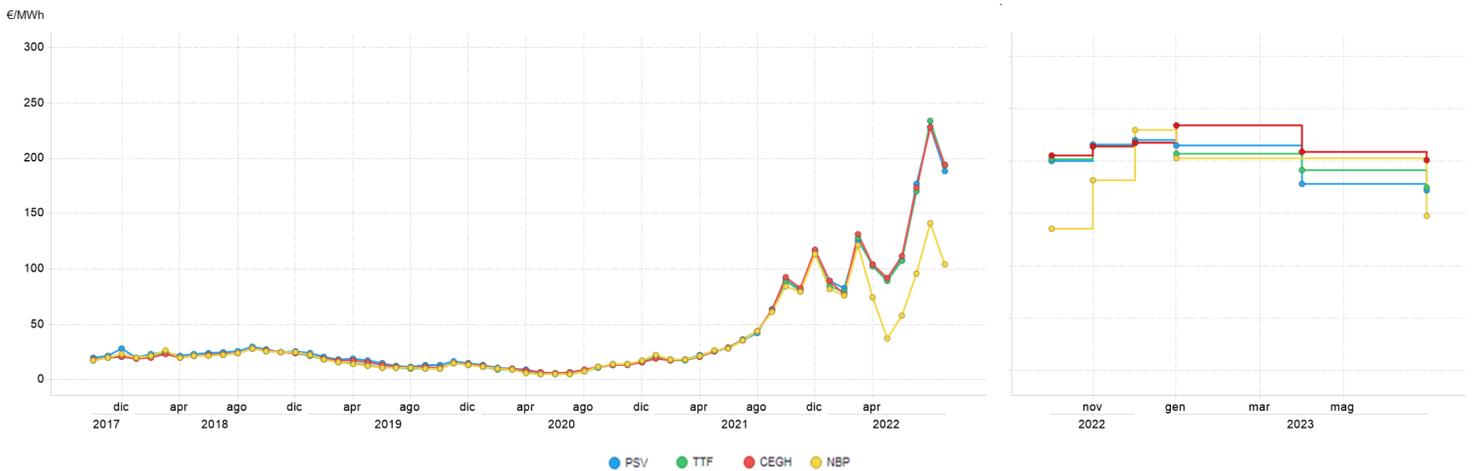
Dopo i massimi storici di agosto, ripiegano le quotazioni del gas sui principali hub europei, attestandosi a 188,56 €/MWh al PSV (-17%) e a 193,32 €/MWh al TTF (-17%), con uno spread tra i due particolarmente accentuato nella parte finale del mese (PSV-TTF: fino a -56 €/MWh), quando il prezzo sull'hub olandese, tendenzialmente in riduzione nel corso mese così come il riferimento italiano, torna in aumento

(fino a 208 €/MWh) in corrispondenza di nuove tensioni connesse al perseverare del conflitto russo-ucraino. I mercati futures stimano al ribasso le quotazioni per i prossimi mesi, indicandole tuttavia progressivamente superiori agli attuali livelli spot e nuovamente attorno ai 220 €/MWh nell'ultimo bimestre dell'anno, con uno spread PSV-TTF atteso ancora negativo ad ottobre.

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	188,56	-17%	198%	244,45	199,92	-22%	215,96	-20%	220,51	-22%	201,72	10%
TTF	NL	193,32	-17%	207%	251,00	201,63	-16%	214,18	-13%	217,44	-15%	194,59	-10%
CEGH	AT	193,93	-15%	207%	274,74	205,61	-15%	214,20	-12%	218,13	-26%	193,94	-26%
NBP	UK	104,06	-26%	70%	179,48	135,27	-31%	181,59	-23%	229,75	-70%		



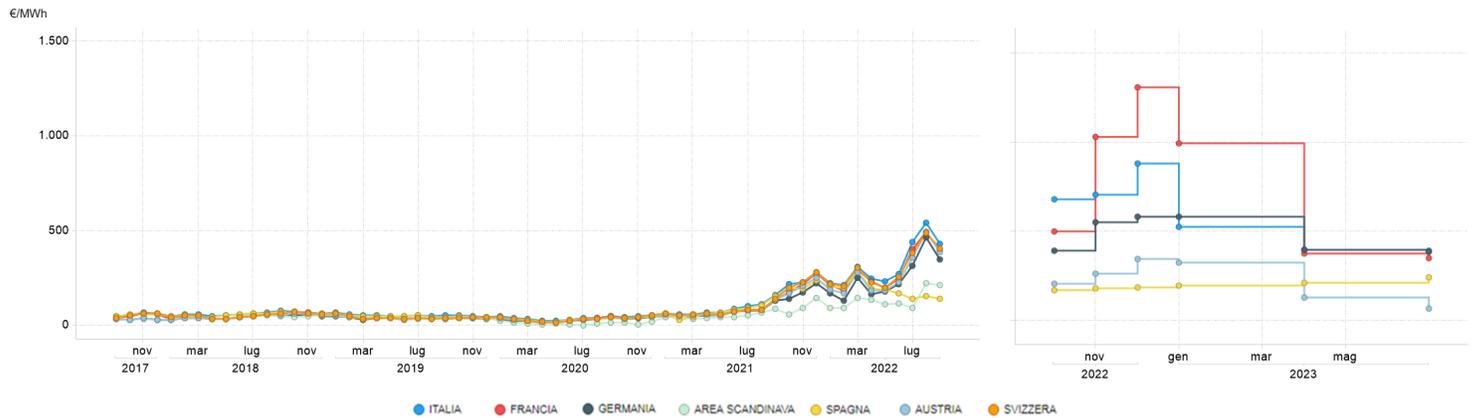
Dinamica analoga a quella osservata agli hub del gas, anche sulle principali borse elettriche, con prezzi ovunque in riduzione rispetto ai record di agosto. Il Pun italiano scende a 430 €/MWh e riduce, in particolare nell'ultima parte del mese connotata dagli elevati differenziali PSV-TTF, il suo spread con i prezzi delle limitrofe Svizzera,

Francia, Austria e Slovenia (386/405 €/MWh). Più bassi i prezzi in Germania (346 €/MWh), nell'area Area scandinava (212 €/MWh) e in Spagna (141 €/MWh), quest'ultimo in flessione anche su base annuale per effetto del meccanismo di cap imposto al prezzo offerto dalle unità di produzione a gas.

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	429,92	-21%	171%	681,64	678,38	24%	704,62	26%	880,06	0%	599,92	36%
FRANCIA	394,70	-20%	192%	597,69	502,45	-21%	1.028,77	-18%	1.310,69	6%	571,68	-16%
GERMANIA	346,12	-26%	170%	464,00	389,97	-22%	551,75	-15%	584,16	-23%	504,80	-6%
AREA SCANDINAVA	212,27	-5%	147%	302,00	204,46	-7%	260,40	-14%	347,90	-17%	172,01	-6%
SPAGNA	141,07	-9%	-10%	200,00	171,93	-9%	181,25	-6%	187,49	-24%	206,65	-22%
AUSTRIA	386,41	-22%	187%									
SVIZZERA	404,75	-17%	193%									



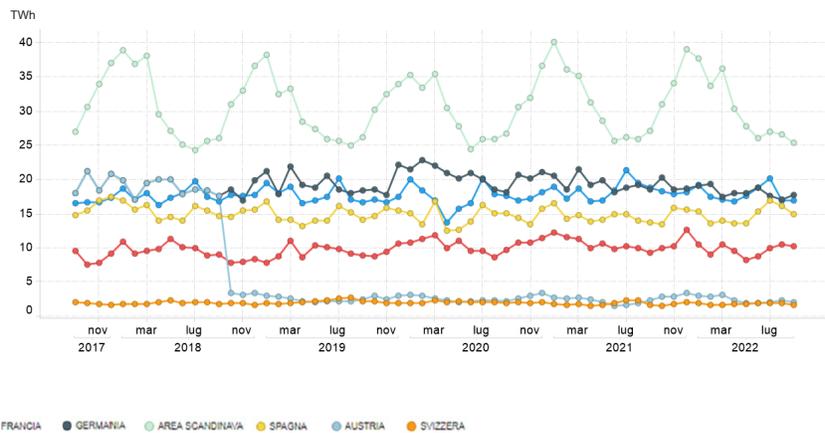
Relativamente ai volumi scambiati sui mercati elettrici a pronti, si rilevano un aumento su agosto per l'Italia (17,0 TWh, +3%), la Germania (17,7 TWh, +7%) e la Francia (10,3 TWh, +1%) e

una riduzione invece per la Spagna (14,9 TWh, -5%) e l'Area scandinava, quest'ultima sul livello più basso da oltre due anni (25,4 TWh, -2%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,0	3%	-10%
FRANCIA	10,3	1%	10%
GERMANIA	17,7	7%	-5%
AREA SCANDINAVA	25,4	-2%	-6%
SPAGNA	14,9	-5%	8%
AUSTRIA	2,1	-6%	-13%
SVIZZERA	1,7	-11%	0%



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

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

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

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), nel mese di settembre, il prezzo medio cede quasi 1 €/tep attestandosi poco sotto i 256 €/tep (-0,4%), mentre i volumi si portano a 158 mila tep (+27%). In crescita, invece, prezzi (238 €/tep; +12%) e volumi (84 mila tep; +163%) sulla piattaforma bilaterale.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il

prezzo medio cresce a 4,15 €/MWh (+34% e livello massimo storico), mostrando un valore di circa 10 volte superiore alle quotazioni bilaterali, in calo a 0,41 €/MWh. In crescita a 49 mila MWh gli scambi sul mercato (+81%), mentre risultano in calo quelli registrati sulla piattaforma bilaterale (711,5 mila MWh, -18,2%). Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a settembre non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul MTEE a settembre si porta a 255,74 €/tep, inferiore di circa 1 €/tep al mese precedente (-0,4%). In rialzo, invece, la quotazione media sulla piattaforma bilaterale, a 237,66 €/tep (+12,4%), che riduce il suo spread dal corrispondente valore di mercato a circa 18 €/tep. Considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sul totale risulta pari al 92% (+10 p.p. su agosto), il suddetto differenziale si riduce a 1,2 €/tep. La quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi tra i livelli minimo e massimo di mercato (255,00-256,59 €/tep) risulta pari al 18% (+7 p.p. rispetto al mese precedente). In crescita complessiva i titoli negoziati: sul MTEE nelle

4 sessioni tenutesi nel mese di settembre il volume scambiato si porta a circa 158 mila tep (+26,7% rispetto alle due sessioni di agosto), mentre le registrazioni sulla piattaforma bilaterale salgono a 84 mila tep (+163% rispetto al livello del mese precedente), con conseguente liquidità del mercato al 65% (-14 p.p. rispetto al mese precedente). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine settembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 68.212.587 tep, in aumento di 121.152 tep rispetto a fine agosto. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo di quelli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.027.355 tep, in aumento di 121.152 tep rispetto al mese precedente.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading				Operatori	
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		N°	Var.
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.		
Mercato	255,74	-0,4%	255,00	256,70	157.825	+26,7%	40,36	+26,3%	2.964	+137,1%	1,9%	+0,9 p.p.	5	+3
Bilaterali	237,66	+12,4%	0,00	260,00	83.979	+162,6%	19,96	+195,1%						
con prezzo >1	256,98	+0,9%	211,69	260,00	77.664	+192,6%	19,96	+195,1%						
Totale	249,46	+0,8%	0,00	260,00	241.804	+54,5%	60,32	+55,8%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

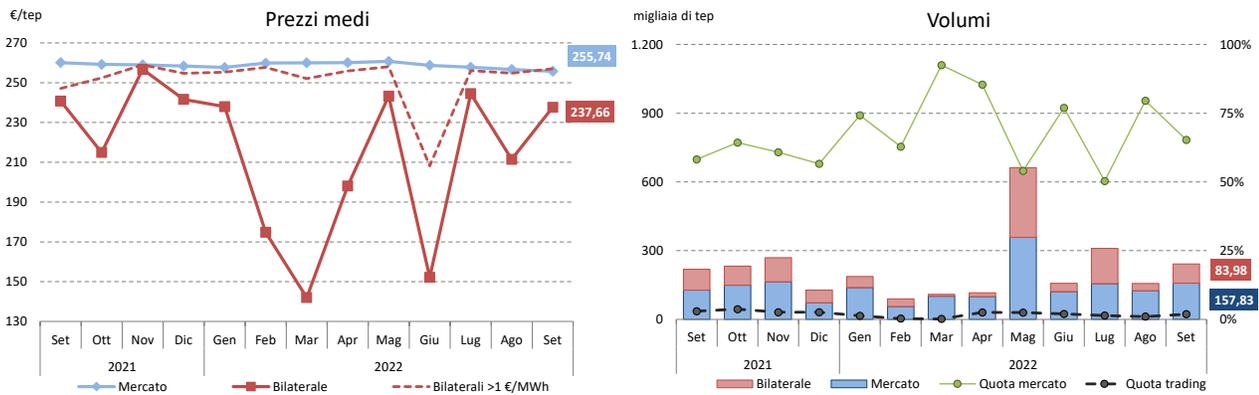


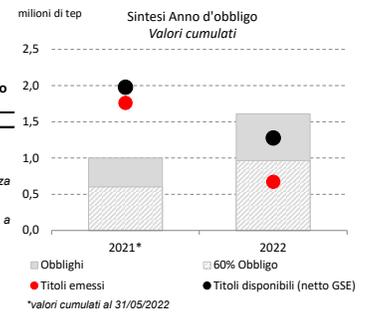
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
	N°	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep						
14	257,17	559.472	305.750	256,16	269.527	250,00	3.027.355	68.212.587	1.749.719	

*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.

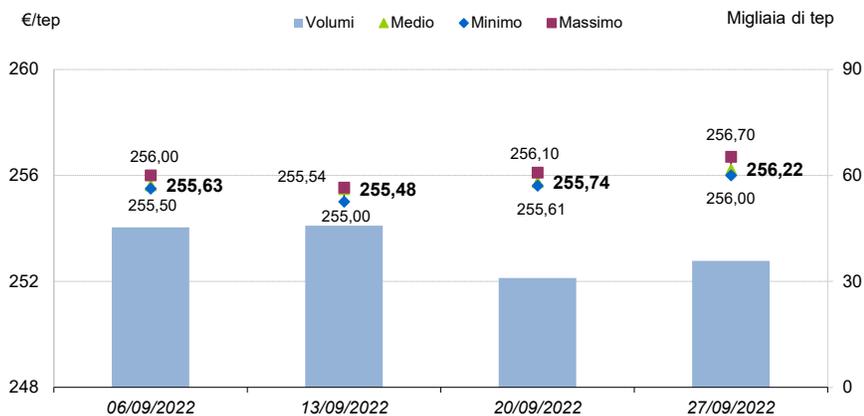


L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie comprese tra 255,48 €/tep e 256,22 €/tep, con lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta mediamente pari a 0,56 €/tep, in calo rispetto a quanto rilevato a luglio e agosto.

I volumi medi scambiati nelle singole sessioni risultano circa 39,5 mila tep (in calo sul mese precedente), con una maggiore concentrazione nelle prime due sessioni del mese con scambi sui 45 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A settembre il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, si porta al massimo storico di 4,15 €/MWh (+34,3% su agosto), mentre le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale scendono a 0,41 €/MWh (-33,1%), con il loro differenziale a 3,74 €/MWh (+1,26 €/MWh). L'incremento della quotazione sul mercato appare diffuso e trainato dagli scambi di garanzie sulle tipologie Idroelettrico, Eolico, Solare

ed Altro, mentre risultano diversificate le dinamiche per i prezzi delle categorie registrate sulla PBGO, più bassi e in calo per la tipologia Eolico e Solare, più alti ed in aumento per quelle Idroelettrico e Altro.

I volumi negoziati sul mercato si attestano a 48,8 mila MWh (+80,6% rispetto al mese precedente), mentre risultano in calo a 711,5 mila MWh le registrazioni bilaterali (-18,2%).

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	4,15	+34,3%	2,50	4,40	48.781	+80,6%	202.550	+142,5%
Bilaterali	0,41	-33,1%	0,00	2,45	711.540	-18,2%	291.382	-45,3%
con prezzo >0	0,48	-22,2%	0,04	2,45	611.941	-29,6%	291.382	-45,3%
Totale	0,65	-5,4%	0,00	4,40	760.321	-15,2%	493.931	-19,8%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

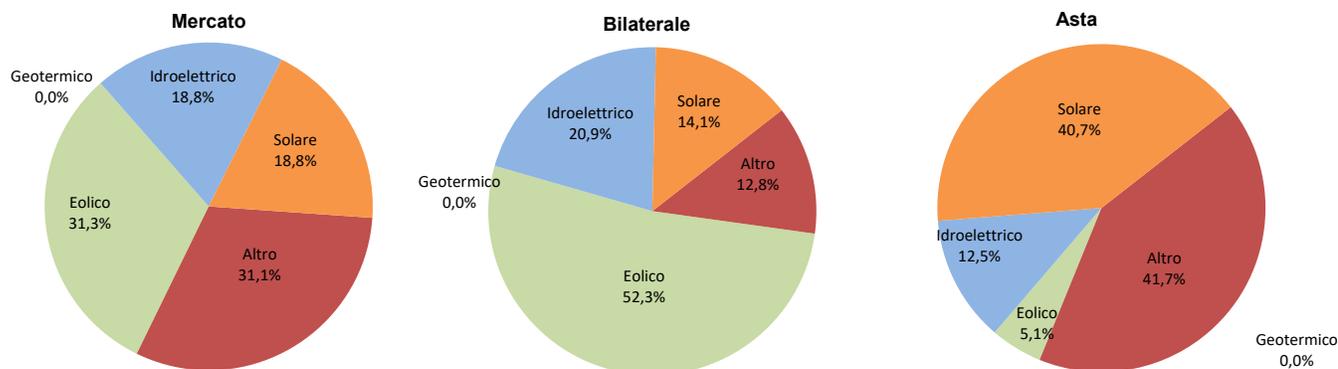


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2022 evidenzia una predominanza delle tipologie Eolico

e Altro (31%) sul mercato, dell'Eolico (52%) 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



CRISI ENERGETICA: COME SOPRAVVIVERE AL PROSSIMO INVERNO?

di Chiara Proietti Silvestri - RIE

(continua dalla prima)

Rendere i consumatori parte attiva del sistema energetico è proprio una delle principali sfide che il settore sta affrontando già da anni nell'ambito della penetrazione delle energie rinnovabili e del rafforzamento dell'efficienza energetica. Con la trasformazione del sistema verso un modello decentralizzato, i consumatori sono diventati fondamentali: non più semplici destinatari di energia o servizi, ma produttori e stoccatrici di energia che possono conferire maggiore flessibilità al sistema. Concetti come energy community, prosumer, demande response, entrati nel linguaggio quotidiano delle politiche energetiche, sottolineano il ruolo attivo del consumatore nei profondi cambiamenti economici, climatici e tecnologici in corso. In questi processi, infatti, l'evoluzione delle abitudini di acquisto e fruizione può fare leva sull'evoluzione dell'offerta e dei modelli di business, diventando un tassello fondamentale per la nascita di un nuovo modello di sostenibilità². Tuttavia, in questo delicato e fragilissimo momento storico, al consumatore viene chiesto uno sforzo aggiuntivo che oltrepassa il suo ruolo – peraltro ancora in divenire – di aggregatore di risorse (il cosiddetto prosumer) per rispondere nel brevissimo periodo con l'arma più efficace e immediata a disposizione: il contenimento dei consumi. Di fatto quello che gli si chiede oggi è, in una contraddizione in termini quasi parmenidea, di non consumare (si potrebbe definire un non-consumer o un saver consumer). Le misure politiche, almeno per la contingenza, cambiano ma l'obiettivo strutturale è sempre lo stesso: preservare la sicurezza e l'affidabilità del sistema. In una situazione estrema di scarsità di risorse e crisi dei prezzi, il contenimento dei consumi assume un enorme rilievo in quanto contribuisce a garantire il funzionamento sicuro del sistema.

Nella storia recente quel che sta accadendo non è una prima volta; avevamo già sperimentato l'energia come arma politica dopo le crisi petrolifere degli anni '70, quel che ci avrebbe dovuto ricordare l'unicità di questa commodity che, a differenza delle altre, non può essere dominata dalle sole regole di mercato. E se il passato può insegnare, occorre ricordare che il processo di aggiustamento della domanda negli anni successivi a quelle crisi fu sì lento ma strutturale. Sono emblematiche le parole di Alberto Clò nella ricostruzione delle crisi petrolifere che affrontò qualche anno più tardi nel suo libro "Economia e Politica del Petrolio":

"Dopo essere aumentata da circa 47 mil bbl/g nel 1970 a 56 nel 1975 [...] e ancora a 62,2 mil. bbl/g nel 1979 [...], la domanda mondiale di petrolio precipita in soli tre anni di 6

mil. bbl/g a 59,5 per poi stabilizzarsi su tale livello per alcuni anni. Per rendere l'idea è come se un paese industrializzato della dimensione del Giappone fosse improvvisamente uscito dal mercato petrolifero. L'illusione che aveva alimentato l'azione dei paesi OPEC – che i consumatori non disponessero di alcun potere di mercato - si sarebbe amaramente vanificata, dopo che questi seppero per intero assumere il controllo della loro domanda"³.

Identikit della domanda energetica

Guardando alla conformazione della domanda di energia, si esaminano i dati 2021 e i parziali 2022 per avere una fotografia accurata del consumo, in particolare del gas naturale osservato speciale in questa crisi energetica.

Il 2021 si è chiuso con una domanda di energia in forte crescita rispetto all'eccezionale anno 2020 dominato dalla pandemia. Non stupiscono quindi le percentuali di aumento a due cifre con cui abbiamo lasciato lo scorso anno (consumi finali +11%), nonostante le tensioni sui mercati dell'energia avessero già decretato un rialzo senza precedenti dei prezzi del gas ed elettricità. Tali tensioni si sono acuite e decisamente rafforzate nel 2022 con lo scoppio della guerra in Ucraina e delle sanzioni imposte dai paesi occidentali alla Russia. Nonostante la domanda abbia tenuto nei primi mesi, con un aumento dei consumi finali del 2% nel I trimestre, con il proseguire della crisi e i conseguenti effetti sulle bollette energetiche, i consumi sono sempre più limitati all'essenziale, segnale non solo di scelte virtuose di risparmio ma anche di una crisi economica del tessuto delle piccole-medie imprese.

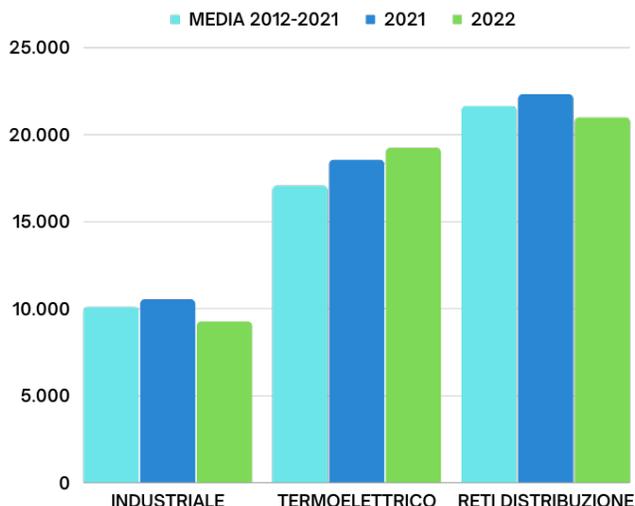
Guardando ai consumi di gas, di cui sono disponibili i dati aggiornati ai primi nove mesi del 2022, possiamo vedere un calo del 3,4% nel periodo gennaio-settembre rispetto al pari periodo 2021 (-1,8 mld mc), seppur in leggero aumento sulla media del decennio. A settembre, in special modo, si registra una brusca contrazione (-16% sul 2021) in tutti i comparti che ci riporta ai livelli di venti anni fa, sintomo che la crisi dei prezzi sta iniziando a colpire pesantemente tutti i settori di consumo. I responsabili della riduzione sono il settore civile (in parte anche per ragioni climatiche) che perde il 6% rispetto ai primi nove mesi del 2021 pari a oltre 1,3 mld mc., e l'industria che, tra chiusure e fuel switch, riduce il proprio consumo del 12% pari ad oltre 1,2 mld mc. In particolare, per l'industria appare preoccupante il calo registrato in settembre rispetto al pari mese del 2021: -22,5%, sintomo della difficoltà di molte imprese a sostenere prezzi tanto elevati e indicatore di un rallentamento

generale dell'economia. Il termoelettrico compensa in parte il calo con una richiesta aggiuntiva di 1,7 mld mc (+3,7%) resasi necessaria sia per frenare gli effetti della siccità sull'idroelettrico che per le minori importazioni dalla Francia

causa manutenzioni e controlli straordinari a diverse centrali nucleari. Nel mese di settembre, però, anche la tenuta del termoelettrico vacilla con un calo di quasi il 18% sul pari periodo 2021⁴.

Fig. 1 Consumi di Gas nei primi nove mesi dell'anno

Fonte: elaborazioni su dati Snam



Le risposte della politica

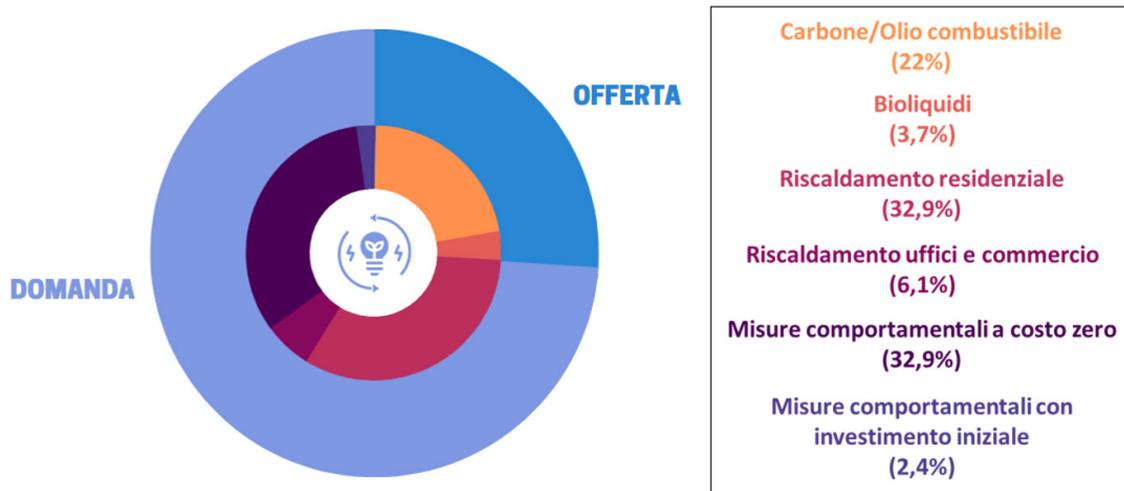
Allo scoppio della guerra, l'immediata ricetta europea per superare la crisi energetica si chiama RePower EU⁵, un piano per liberarsi dalla dipendenza russa entro il 2027 che si basa su tre linee di intervento: risparmio energetico, diversificazione dei fornitori, accelerazione della transizione energetica. Tuttavia, di fronte all'impossibilità di un cessate il fuoco in tempi brevi e con l'accrescere dei timori sulla disponibilità di gas russo per il prossimo inverno, il dibattito si è andato via via spostando verso la gestione della contingenza con proposte più serrate per la riduzione dei consumi, l'incremento del riempimento degli stoccaggi, il ricorso a fonti tradizionali come il carbone e l'olio combustibile e il rilancio dell'opzione nucleare⁶. Inizia, inoltre, una fitta "diplomazia del metano" per avviare accordi con altri paesi produttori per sostituire il gas russo con altri fornitori. Nel frattempo, la scarsità di offerta si acuisce sempre di più con i quantitativi di gas russo verso l'UE che si riducono e i prezzi che toccano nuovi picchi. Alla situazione già critica, si aggiungono – come spesso accade nel mondo dell'energia – altre variabili imprevedute, come manutenzioni straordinarie e problemi tecnici ad impianti chiave⁷ che rendono evidente (se ce ne fosse ancora bisogno) la strategicità della diversificazione e del concetto di

"ridondanza" delle infrastrutture energetiche per la sicurezza e l'affidabilità del sistema.

Se, quindi, nel medio-lungo termine, vi sono diverse opzioni percorribili lato offerta per ridurre l'influenza russa, per superare il prossimo inverno la politica non può che guardare lato domanda. Con questa convinzione, il 20 luglio la Commissione presenta il Piano Save Gas for a Safe Winter (SGSW) che pone un obiettivo di risparmio del 15% nel consumo di gas naturale tra agosto 2022 e marzo 2023 al fine di prepararsi a potenziali interruzioni dei flussi di gas russo durante l'inverno. Il piano è stato oggetto di un aspro confronto tra la Commissione Europea e gli Stati Membri, le cui resistenze hanno portato nella versione finale a trasformare il target del 15% in una "riduzione volontaria" della domanda, che può diventare obbligatoria in caso di crisi degli approvvigionamenti (clausola "Union Alert"). Sono state, inoltre, introdotte una serie di esenzioni e deroghe che riflettono le peculiari situazioni dei singoli paesi⁸. Per ottemperare a quanto stabilito a livello UE, l'Italia ha presentato il proprio Piano di contenimento dei consumi di gas il 6 settembre che punta a ridurre di 8,2 miliardi mc il consumo di gas, ben oltre l'obiettivo di riduzione del 7% (pari a 3,6 mld mc), che il paese sarebbe chiamato ad effettuare in caso di "Allerta UE".

Fig. 2 Piano Nazionale di Contenimento dei Consumi di Gas (1 ago 22 - 31 mar 23)

Fonte: elaborazioni su dati MITE



Gli interventi sono principalmente concentrati lato domanda, con un'incidenza significativa delle misure relative al riscaldamento nel residenziale e ai comportamenti a costo zero; nel primo caso si tratta di limitare la temperatura negli ambienti, le ore giornaliere di accensione e la durata del periodo di riscaldamento, mentre nel secondo caso si tratta di buone pratiche per limitare i consumi. Entrambi questi interventi pongono il comportamento del singolo individuo al centro della strategia di contenimento, facendo leva su campagne di sensibilizzazione e di informazione dei cittadini. Nel frattempo, il 30 settembre è stato approvato dal Consiglio UE dell'Energia la proposta di regolamento della Commissione che prevede misure di emergenza per ridurre i prezzi dell'energia. Tre punti essenziali: una riduzione obbligatoria del 5% del consumo di elettricità nelle ore di picco tra il 1° dicembre 2022 e il 31 marzo 2023; un limite al prezzo di vendita dell'elettricità fissato a 180€/MWh per gli impianti infra-marginali (ovvero nucleare, fonti rinnovabili e lignite); un contributo di solidarietà temporaneo sui profitti delle aziende attive nel settore Oil&Gas. Ridurre i prezzi dell'energia è una

misura necessaria ma va calibrata e diretta soprattutto alle fasce di consumatori più vulnerabili e al tessuto delle piccole-medie imprese che non sopravviverebbero ad un prolungarsi della crisi. Occorre ricordare, poi, che in un contesto di crisi come quella in corso che è anche una crisi di scarsità di offerta resta sempre valida la necessità di contenimento dei consumi di energia, attualmente stimolato solo dal caro energia in assenza di politiche strutturali di premialità del risparmio⁹. L'urgenza della riduzione dei consumi è ben spiegata dall'AIE nel suo ultimo Gas Market Report in cui valuta le opzioni possibili nel caso in cui dal 1° novembre non arrivasse più gas russo ai Paesi dell'Unione europea¹⁰. L'Agenzia ritiene che, senza misure di riduzione della domanda, gli Stati membri si troverebbero con gli stoccaggi sotto il 20% a febbraio 2023 – in uno scenario con consegne di GNL abbondanti. In uno scenario con consegne di GNL scarse, a febbraio gli stoccaggi sarebbero invece pieni solo al 5%. Un livello così basso ridimensionerebbe fortemente il grado di resilienza del mercato del gas europeo in caso di temperature particolarmente rigide. L'emergenza che stiamo vivendo

e la difficoltà della politica a gestirne la complessità sta danneggiando le fasce più deboli della popolazione, quelle per cui è di fatto impossibile ridurre ancora di più i consumi. È per questo che da più parti vi è un richiamo al principio di solidarietà che oggi più che mai può aiutarci a fronteggiare la crisi energetica in corso¹¹. “Utilizzare meno energia è un modo concreto per aiutare il popolo ucraino e per aiutare noi stessi” – ha affermato il Direttore esecutivo dell’IEA, Fatih Birol. Con alcune accortezze e piccoli sacrifici possiamo fare la differenza in questo conflitto, “riducendo l’afflusso di risorse di denaro verso l’esercito russo, e ponendoci sulla strada per un pianeta più pulito e sostenibile”¹².

I consigli per l’inverno

Negli ultimi mesi, sono proliferati documenti contenenti “to do list” per il contenimento dei consumi di energia. Ad aprile, l’Agenzia Internazionale dell’Energia (IEA) e la Commissione UE presentano il Piano “Playing my part”

diretto ai cittadini europei per promuovere una serie di azioni per ridurre i consumi e “fare la propria parte” nella crisi in corso. Le raccomandazioni generali del Piano – che spaziano dall’abbassare il riscaldamento a ridurre la velocità nelle autostrade – avrebbero, a detta dei promotori, un potenziale di risparmio in bolletta di oltre 450 euro l’anno¹³. Un risultato non da poco se consideriamo che, per la bolletta elettrica in Italia, la spesa per la famiglia-tipo nel 2022 sarà di circa 1.322 euro, rispetto ai 632 euro circa del 2021 (fonte ARERA).

Qui di seguito, si propone una breve guida che raccoglie i consigli di diverse Istituzioni come Commissione Europea, AIE ed ENEA per contenere con azioni a costo zero i consumi e superare l’inverno anche in assenza di pur ridotti investimenti (non sono infatti inserite misure a basso costo come la sostituzione dell’illuminazione con lampade a led, l’acquisto di apparecchi ad alta efficienza o piccoli interventi di isolamento interno delle abitazioni).

Fig. 3 Principali misure di contenimento dei consumi a costo zero

Fonte: elaborazioni RIE

- 
 - Mantenere la temperatura interna delle case entro i 19°C
 - Ridurre di un'ora al giorno l'accensione del riscaldamento
 - Evitare ostacoli davanti e sopra i termosifoni
 - Ridurre utilizzo dell’acqua calda, ad esempio facendo docce più corte e meno calde
 - Regolare la temperatura della caldaia in modalità più efficiente
 - Preferire il riscaldamento delle pompe di calore elettriche
 - Ridurre la dispersione di calore dalle finestre, ad esempio chiudendo le tapparelle di notte, mettendo tende pesanti o paraspifferi
- 
 - Lavorare da casa quando possibile per evitare il pendolarismo
 - Usare l’auto in modo più economico
 - Ridurre la velocità sulle autostrade
 - Camminare o andare in bicicletta per brevi tragitti
 - Utilizzare i mezzi pubblici
 - Preferire il treno all’aereo
- 
 - Eliminare luci stand-by con ciabatte multipresa
 - Spegnere le luci nelle stanze che non si usano (e, perchè no, optare per qualche candela)
 - Lavatrice e lavastoviglie solo a pieno carico
 - Sbrinare il frigorifero regolarmente e non porlo vicino a fonti di calore che ne riducono l'efficienza (es: forno)
 - Consumare energia in giorni e fasce orarie non di picco

Data la difficoltà di attuare un sistema di controllo puntuale dell'utenza diffusa¹⁴, occorre puntare sul senso di responsabilità delle persone e sulla consapevolezza del proprio ruolo per la stabilità del sistema energetico così come per le sorti della transizione e della lotta al cambiamento climatico. Per fare questo è fondamentale informare i cittadini e diffondere maggiore consapevolezza del proprio potere decisionale, attraverso quelle campagne di sensibilizzazione previste dal Piano di Contenimento

dei Consumi ma non ancora divulgate. La responsabilità è di tutti e soprattutto di coloro che, potendo consumare anche in regimi di prezzi così elevati, decidono di attuare comportamenti virtuosi per essere protagonisti attivi in un momento storico così delicato. Peraltro, un'occasione importante per testare la propensione verso il cambiamento ad un sistema energetico più sostenibile che passa obbligatoriamente anche da noi e dalle nostre abitudini¹⁵.

¹ I prezzi record del gas e poi la rinnovata priorità assunta dalla sicurezza energetica hanno portato a una forte ripresa dei consumi di carbone nella generazione elettrica, con conseguente aumento delle emissioni di CO₂, stimate a +5,4% nel I trimestre nell'Eurozona e a oltre l'8% per l'Italia rispetto all'anno precedente. ENEA, Analisi trimestrale nel sistema energetico italiano n.2/2022, I trimestre 2022;

² Lorenzo Tavazzi e Alessandro Viviani, Il ruolo dei consumatori di energia nello sviluppo dell'economia circolare, Rieneergia, 3 marzo 2020;

³ Alberto Clò, Economia e politica del petrolio, Editrice Compositori, 2000 (II Edizione), pp. 201-202;

⁴ Staffetta Quotidiana, Gas: a settembre la crisi morde i consumi, ai minimi da 20 anni, 3 ottobre 2022;

⁵ Il RePower EU contiene un ambizioso programma per ridurre drasticamente la dipendenza energetica europea dalla Russia entro il 2027. Nella sua versione finale, approvata il 18 maggio 2022, l'Europa propone tre linee di intervento: il risparmio energetico, con l'aumento dei target di efficienza energetica dal 9% al 13%; la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, con la sottoscrizione di contratto con altri fornitori; l'aumento delle rinnovabili, con un innalzamento del target al 2030 dal 40% al 45%;

⁶ L'IEA anticipa il dibattito in Commissione con un Piano in 10 punti per ridurre il consumo di petrolio e gas naturale russo rilasciato appena una settimana dopo l'inizio del conflitto. Il piano si può consultare a questo link: <https://www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-reduce-the-european-unions-reliance-on-russian-natural-gas>

⁷ Tra operazioni di manutenzione programmate e gli stop non previsti causati da problemi di corrosione, ad agosto sono stati chiusi 32 reattori nucleari su un totale di 56 in tutto il Paese che hanno alimentato la pressione sui prezzi elettrici. Il 1 ottobre, invece, si erano arrestate le forniture di gas russo in Italia provenienti da Tarvisio a causa di ostacoli al dispacciamento del gas in Austria, riprese poi nei cinque giorni successivi;

⁸ In particolare, esenzioni dall'obiettivo obbligatorio per i paesi insulari, come Irlanda, Cipro e Malta che non sono collegati alla rete del gas dell'UE, ma anche per quei paesi le cui reti elettriche sono sincronizzate con paesi non europei; sono previste anche diverse deroghe, tra cui il fatto che il paese abbia superato il proprio obiettivo di riempimento dello stoccaggio del gas, nel caso in cui sia fortemente dipendente dal gas come materia prima per le industrie strategiche, o se il consumo di gas è aumentato di almeno l'8% in passato rispetto alla media degli ultimi cinque anni. Euractiv, EU-27 approves demand gas reduction plan after power struggle with Brussels, 26 luglio 2022; Francesco Sassi, Dal "tutti per uno" al "si salvi chi può": il piano gas UE bocciato dagli Stati, in Rivistaenergia.it, 27 luglio 2022;

⁹ Sul tema, si legga Staffetta Quotidiana, Premiare il risparmio, meglio tardi che mai, 2 ottobre 2022;

¹⁰ IEA, Gas Market Report, Q4-2022, ottobre 2022; Staffetta Quotidiana, Gas, Aie: stoccaggi vuoti a febbraio se l'UE non riduce i consumi, 3 ottobre 2022;

¹¹ Thierry Breton, Substitution, solidarity and sobriety: the 3 "S" to prepare for a winter without Russian gas, Blog of the Commissioner, 20 luglio 2022;

¹² IEA, Energy saving actions by EU citizens could save enough oil to fill 120 super tankers and enough natural gas to heat 20 million homes, 21 aprile 2022;

¹³ Secondo i risultati del Piano, abbassare il termostato di appena 1 °C farebbe risparmiare circa il 7% dell'energia utilizzata per il riscaldamento, mentre impostare un condizionatore d'aria più caldo di 1 °C potrebbe ridurre la quantità di elettricità utilizzata fino al 10%. Con un tragitto medio in auto di sola andata nell'UE di 15 chilometri, lavorare da casa tre giorni alla settimana potrebbe ridurre le spese del carburante di circa 35 euro al mese, anche tenendo conto dell'aumento del consumo di energia a casa. E poiché l'auto media nell'UE percorre circa 13.000 chilometri all'anno, ridurre la velocità di crociera sulle autostrade di 10 chilometri all'ora potrebbe tagliare le spese del carburante in media di circa 60 euro all'anno. È inutile dire che i numeri sono assolutamente indicativi essendo politiche che per la maggior parte devono affidarsi al senso civico e morale del singolo cittadino;

¹⁴ Si legga sul tema G.B. Zorzoli, Concretezza e limiti del Piano Cingolani per fronteggiare la crisi gas, Rieneergia, 13 settembre 2022;

¹⁵ Si legga sul tema Enzo Di Giulio, Risparmiare gas naturale: una lettura del piano del Governo, Rieneergia, 28 settembre 2022.

Novità normative di settore

a cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 13 settembre 2022 n. 425/2022/R/eel | “Implementazione regionale delle aste implicite infragiornaliere sulle frontiere italiane, verifica dello schema contrattuale di cooperazione” | pubblicata il 16 settembre 2022 | Download <https://www.arera.it/it/docs/22/425-22.htm>

Con la deliberazione 425/2022/R/eel, l’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA), ha verificato positivamente lo schema del contratto di cooperazione regionale volto a disciplinare le attività funzionali all’introduzione delle intraday auctions (i.e. IDA) sulle frontiere italiane, predisposto dal GME e Terna, unitamente ai NEMO e ai TSO partecipanti al progetto di coupling denominato IDA IBWT Regional Implementation Project (IDA IBWT RIP).

L’approvazione da parte di ARERA del richiamato schema contrattuale fa seguito alla Decisione ACER n.1/2019, con cui l’Agenzia dei Regolatori Europei ha stabilito, ai sensi dell’articolo 55 del Regolamento CACM, che la determinazione del prezzo della capacità interzonale allocata nell’orizzonte temporale infragiornaliero deve essere effettuata sulla base di tre aste implicite pan-europee (denominate IDA).

In particolare, tale schema di contratto definisce inter alia: i) le regole, le procedure locali, nonché i diritti e gli obblighi, relativi alla cooperazione regionale finalizzata all’introduzione delle IDA sulle frontiere italiane; ii) i processi di pre-coupling, coupling e post-coupling dell’IDA IBWT RIP, nonché iii) gli organi attraverso cui è organizzata la cooperazione tra i NEMO e i TSO partecipanti al progetto.

Comunicato del GME e Communication Note SDAC | “Aggiornamento in tema di adeguamento del limite tecnico massimo di offerta sul MGP e sulla PCE” e “No changes in harmonised maximum clearing price for SDAC from 20 September: it remains at 4,000 EUR/MWh” | pubblicati in data 13 settembre 2022 | Download <https://www.mercatoelettrico.org> <https://www.nemo-committee.eu>

Con il proprio comunicato in oggetto richiamato, il GME, facendo seguito a quanto comunicato dagli altri Nominated Electricity Market Operator (NEMO) europei, ha reso noto agli operatori la conferma dell’attuale limite tecnico massimo di offerta pari al valore di 4.000 €/MWh, sia con riferimento alle sessioni del MGP che con riferimento ai programmi di prelievo registrati sulla PCE. Al riguardo giova ricordare che il GME, in coordinamento con gli altri NEMO europei, ai sensi di quanto previsto dalla

Decisione ACER 04-2017 aveva in precedenza comunicato l’aggiornamento di tale limite tecnico massimo di offerta a partire dal giorno di flusso 21 settembre 2022, indicando nello specifico che detto limite sarebbe stato incrementato dal valore attuale di 4.000 €/MWh al valore di 5.000 €/MWh.

Tuttavia, a seguito della decisione assunta dal “Extraordinary TTE (Energy) Council Meeting”, tenutosi il 9 settembre u.s. - nell’ambito del quale la Commissione Europea ed ACER hanno accolto la richiesta presentata dai NEMO di sospendere l’aumento del maximum clearing price - resta confermato il valore del limite tecnico massimo di offerta attualmente in vigore.

Proposta del NEMO Committee e Consultazione ACER | “NEMO Committee's proposal for HMMCP methodologies revision” e “Public consultation on the revision of maximum and minimum electricity price methodologies” | pubblicati rispettivamente il 15 e il 19 settembre 2022 | Download <https://www.nemo-committee.eu> <https://www.acer.europa.eu>

Al fine di aggiornare e rendere più compatibile con le attuali dinamiche di mercato la metodologia HMMCP¹ - recante la definizione e le modalità di aggiornamento del clearing price massimo e minimo nell’ambito del coupling unico europeo day-ahead e intraday - i NEMO europei, in data 15 settembre u.s., hanno reso noti i propri orientamenti in merito alla proposta di modifica della citata metodologia.

Al riguardo ACER in cooperazione con gli stessi NEMO - anche a seguito dell’accoglimento della richiesta di sospendere il previsto aumento del maximum clearing price (cfr. news precedente) - ha ritenuto opportuno avviare un processo di revisione della metodologia HMMCP finalizzato, inter alia, a ridurre il numero di possibili casi per cui risulti necessario un incremento del maximum clearing price, nonché a consentire agli operatori di adattarsi gradualmente all’attuale situazione di mercato, caratterizzata da prezzi particolarmente elevati e sostenuta volatilità. In tale contesto, ACER, in data 19 settembre u.s., ha pertanto posto in consultazione la suddetta proposta di modifica della richiamata metodologia, al fine di raccogliere le osservazioni degli operatori di mercato europei e degli stakeholders interessati.

Si segnala a completamento che la consultazione ACER è raggiungibile mediante il sito: <https://surveys.acer.europa.eu>, con termine per l’accoglimento dei contributi fissato al 9 ottobre 2022.

¹ La metodologia Harmonised Maximum and Minimum Clearing Prices for Single Day-Ahead Coupling è stata approvata dalla Decisione ACER 04-2017.

Gli appuntamenti

13-15 ottobre

ENERGIE: per cambiare epoca

Capri, Italia

Organizzato da Giovani Imprenditori di Confindustria (GISUD)

<https://www.gisud.com>

17 ottobre

IEC Week

Cardiff, Regno Unito

Organizzato da Smart Grid Forums

<https://www.smartgrid-forums.com/iec-61850-week>

21-23 ottobre

International Conference on Power, Renewable Energy and Control Engineering

Evento online

Xiamen, Cina

Organizzato da Prece

<http://www.prece2022.net>

22-24 ottobre

International Conference on Smart Grid and Smart Cities

Evento online

Chengdu, Cina

Organizzato da IEEE

<http://www.csgsc.net>

26 ottobre

Il futuro dell'energia visto dalle grandi aziende- 5° incontro

Evento on line

Organizzato da Assolombarda

<https://www.assolombarda.it>

27 ottobre

100% renewable heating with existing solutions: Italy RHC-ETIP national roundtable

Evento on line

Organizzato da RHC

<https://www.rhc-platform.org>

25-26 ottobre

Argus Biomass Nordics and Baltics

København, Danimarca

Organizzato da Argus Media

<http://go.evnt.com/1284343-0?pid=80>

28 ottobre

Accumulo energetico: quale ruolo nel sistema elettrico futuro?

Milano, Italia

Organizzato da Dipartimento di Energia Politecnico di Milano, LEAP e RSE

<https://www.italiasolare.eu>

28-30 ottobre

Conference on Energy Internet and Energy System Integration

Evento online e in presenza

Chengdu, Cina

Organizzato da IEEE

<https://attend.ieee.org/ei2-2022>

4-6 novembre

International Conference on New Energy and Applications

Evento online e in presenza

Kyoto, Giappone

Organizzato da ICNEA

<http://www.icnea.org>

8-9 novembre

Stati Generali della Green Economy: le nuove sfide della transizione ecologica per le imprese italiane tra gli alti costi dell'energia, delle materie prime e della crisi climatica

Rimini, Italia

Organizzato dal Consiglio Nazionale Green Economy

<https://www.statigenerali.org>

8-11 novembre

ECOMONDO - KEY ENERGY

Rimini, Italia

Organizzato da Italian Exhibition Group

<https://www.ecomondo.com>

<https://www.keyenergy.it>

9-10 novembre

EPICS

Evento online

Organizzato da Bannari Amman Institute of Technology

<http://epics.bitsathy.ac.in>

10 novembre

Lo Sviluppo dell'elettricità rinnovabile in Italia, l'impatto sulle reti e sui procedimenti autorizzativi

Rimini, Italia

Organizzato da Elettricità Futura

<https://www.elettricitafutura.it>

10-12 novembre

Sustainable Development Conference

Bangkok, Thailandia

Organizzato da Tomorrow People Organization

<https://www.sdconference.org>

15-16 novembre

Energy Transition Europe

Londra, Regno Unito

Organizzato da Reuters Events

<http://go.evvnt.com/1239858-0?pid=80>

16 novembre

Dal gas naturale al biometano, dall'economia circolare la soluzione "carbon free" della crisi energetica.

Verona, Italia

Organizzato da Assogasmetano nell'ambito della Oil&nonOil

<https://www.assogasmetano.it>

16-18 novembre

Oil&nonoil

Verona, Italia

Organizzato da Piemmeti

<https://www.oilnonoil.it>

18-20 novembre

International Conference on Power and Energy Applications

Evento online e in presenza

Guangzhou, Cina

Organizzato da South China University of Technology

<http://www.icpea.org>

18-20 novembre

International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering

Barcellona, Spagna

Organizzato da PEEEE

<http://www.peee.org>

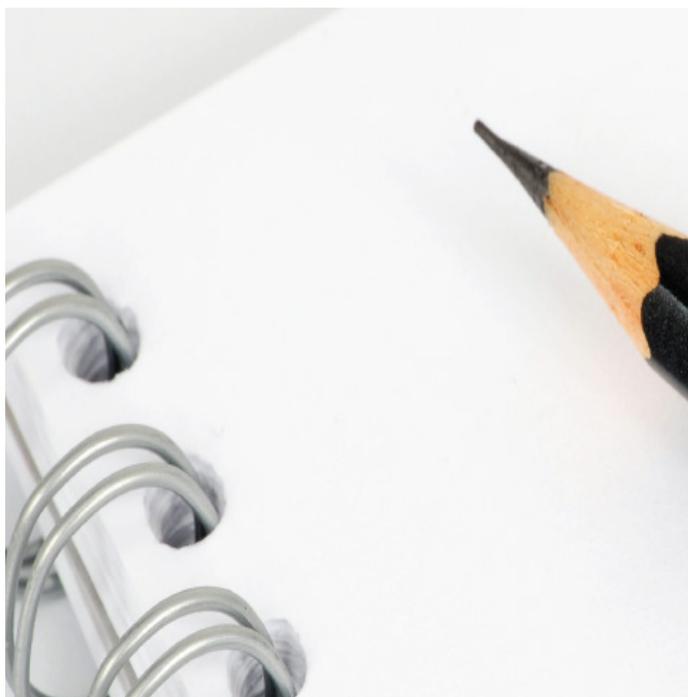
18-21 novembre

International Conference on Renewable Energy and Conservation

Parigi, Francia

Organizzato da ICREC

<http://www.icrec.org>



19-21 novembre

International Conference on Smart City and Green Energy

Evento online e in presenza

Hong Kong, Cina

Organizzato da ICSCGE

<http://www.icscge.org>

21-22 novembre

Future of Utilities Summit

Londra, Regno Unito

Organizzato da MarketforceLive

<http://go.evvnt.com/1238097-0?pid=80>

25-27 novembre

International Conference on Power and Energy Engineering

Shanghai, Cina

Organizzato da ICPEE

<http://www.icpee.org>

28-29 novembre

World Energy Capital Assembly

Londra, Regno Unito

Organizzato da Energy Council

<http://go.evvnt.com/1272087-0?pid=80>

1 dicembre

Forum ITALIA SOLARE 2022

Roma, Italia

Organizzato da ITALIA SOLARE

<https://www.italiasolare.eu/is-eventi/forum-2022-italia-solare>

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.