

APPROFONDIMENTI

MERCATO DEL PETROLIO: VERSO UNO SQUILIBRIO STRUTTURALE?

Di Lisa Orlandi (RIE)

La pandemia da coronavirus ha determinato una netta spaccatura tra il periodo antecedente la sua diffusione e quello successivo: spaccatura che, molto probabilmente, non si esaurirà con la fine dello stato pandemico. Da inizio 2020 – punto di partenza del cosiddetto periodo post-Covid - il virus è diventato una variabile in grado di condizionare completamente le nostre vite in quanto, per la prima volta, il mondo intero ha adottato misure restrittive delle libertà individuali mai sperimentate e riverberatesi in modo evidente sulle nostre abitudini e sulla quotidianità. Come evidenziato in altre occasioni su questa stessa newsletter, il settore trasporti è stato uno degli ambiti più colpiti dalle restrizioni essendo la limitazione della mobilità il primo bersaglio nella lotta al virus. Da qui, si è quindi aperta una nuova fase per il mercato petrolifero che ha dovuto iniziare a fare i conti con gli effetti della pandemia, aggiuntisi al già complesso insieme di fattori in grado di influenzarne le dinamiche. Nel 2020, il virus ha determinato una profonda recessione economica e un crollo verticale dei consumi di

petrolio, trascinando i prezzi verso valori minimi prossimi a 10 doll./bbl. Già alla fine di quell'anno, però, l'annuncio della disponibilità di diversi vaccini e la conseguente ipotesi di fine del periodo più buio della pandemia hanno contribuito a sostenere la ripresa del Brent che a dicembre 2020 era tornato verso i 50 doll./bbl. Il rialzo si consolida nel 2021, con momenti di forte volatilità che hanno visto il greggio sfiorare quota 90 per poi scendere temporaneamente sotto i 70 a fine novembre. Andamenti volatili e bruschi che hanno alla base un mix di ragioni ma che sono legati a doppio filo all'evoluzione della pandemia e, con essa, alle prospettive lato domanda. Sullo sfondo, tuttavia, rileva evidenziare una variabile che – se non ha sinora dispiegato effetti evidenti – potrebbe farlo nei prossimi anni, esattamente come sta già accadendo sul mercato del gas: il sottodimensionamento rilevante degli investimenti in esplorazione e produzione dal 2015 in poi, tale da poter determinare uno squilibrio strutturale tra domanda e offerta con ricadute importanti sul prezzo del barile.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ NOVEMBRE 2021

Mercato elettrico Italia
pag 2

Mercato gas Italia
pag 13

Mercati energetici Europa
pag 18

Mercati per l'ambiente
pag 22

APPROFONDIMENTI

Mercato del petrolio: verso uno
squilibrio strutturale?
Di Lisa Orlandi (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nuovo massimo per il Pun, pari a 225,95 €/MWh (+363,5% sul 2020 e +3,8% su ottobre). L'ulteriore crescita riflette un contesto decisamente rialzista in cui ai costi di generazione elevati, alla significativa ripresa della domanda (MGP: 24,3 TWh, +3,6% sul 2020, con liquidità del mercato al 73,6%) e al basso livello dell'offerta nazionale si somma una drastica riduzione dell'import netto, conseguente all'incremento delle quotazioni sulle limitrofe borse estere, frequentemente allineate o superiori ai nostri riferimenti nazionali. Sui livelli più elevati di sempre anche tutti i prezzi di vendita, compresi tra 222,38 €/MWh

della Calabria e 228,05 €/MWh della Sicilia. Al secondo mese di piena operatività il nuovo Mercato infragiornaliero registra scambi per 2 TWh, sostanzialmente in linea con ottobre, e un significativo incremento degli abbinamenti sulla contrattazione XBID, saliti a circa 83 mila (vs 63 mila di ottobre).

Segnali di ulteriore crescita emergono dal Mercato a Termine dell'energia elettrica, dove il prezzo di controllo baseload di Dicembre 2021 chiude a 243,76 €/MWh (+33,1%). Ennesimo calo, infine, per le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Il Pun aggiorna ancora una volta il massimo storico, portandosi a 225,95 €/MWh (+177,2 €/MWh, +363,5% sul 2020 e +8,3 €/MWh, +3,8% su ottobre). Al pari dei mesi precedenti, tale dinamica riflette un trend di fondo segnato da costi di generazione particolarmente elevati (PSV: 81 €/MWh, CO2: 66 €/ton) e ancora molto volatili (PSV: 72 €/MWh nella prima parte del mese, 92 €/MWh nella seconda), su cui si innesta la pressione al rialzo indotta da fenomeni in parte già osservati nei mesi scorsi, quali il basso volume dell'offerta nazionale - con le FER ai minimi dell'ultimo anno - e la progressiva crescita degli acquisti nazionali. Nel mese in esame, tuttavia, la spinta decisiva alla crescita mensile del Pun è arrivata dalla netta flessione delle importazioni nette osservata in corrispondenza dell'impennata registrata dalle quotazioni sulle frontiere francese e svizzera (Nord: 226 €/MWh, +8 €/MWh su ottobre; Svizzera: 227 €/MWh, +29 €/

MWh; Francia: 217 €/MWh, +45 €/MWh). L'analisi evidenzia, infatti, prezzi mediamente più bassi nella prima parte del mese (200 €/MWh, -18 €/MWh rispetto ai valori di ottobre) e un successivo netto rialzo negli ultimi quindici giorni (252 €/MWh), quando si intensifica significativamente la corsa delle quotazioni limitrofe, risultate più spesso superiori ai nostri riferimenti nazionali.

Nuovo record assoluto anche per i prezzi nelle ore di picco (269,31 €/MWh, +8,3 su ottobre) e per il massimo orario del Pun, salito a 400,00 €/MWh alle ore 18 del 29 novembre, quando la zona Nord, la Francia e la Germania sono risultate unite in un'unica zona di mercato a 422 €/MWh. In lieve riduzione rispetto ai massimi di ottobre, invece, i prezzi nelle ore fuori picco (202,61 €/MWh, -2,08 €/MWh). In ragione di ciò il rapporto picco/baseload sale a 1,19 (+0,1 sul 2020) (Grafico 1 e Tabella 1).

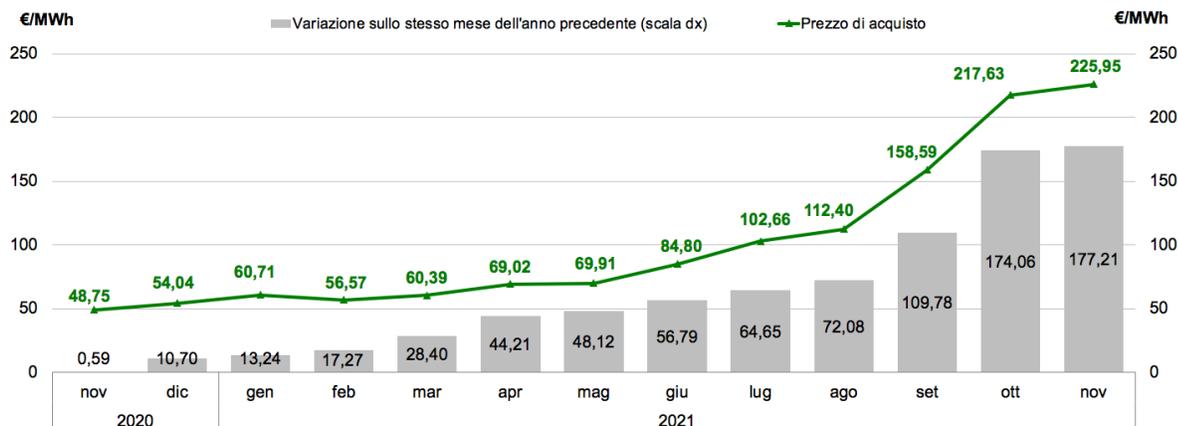
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2021	2020	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2021	2020
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	225,95	48,75	+177,21	+363,5%	24.811	+3,4%	33.792	+3,6%	73,4%	73,6%
<i>Picco</i>	269,31	57,69	+211,62	+366,8%	30.463	+5,1%	41.196	+2,7%	73,9%	72,2%
<i>Fuori picco</i>	202,61	43,93	+158,68	+361,2%	21.767	+2,2%	29.805	+4,4%	73,0%	74,6%
<i>Minimo orario</i>	119,00	18,89			14.918		20.701		63,5%	66,9%
<i>Massimo orario</i>	400,00	102,70			34.549		45.465		83,5%	81,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



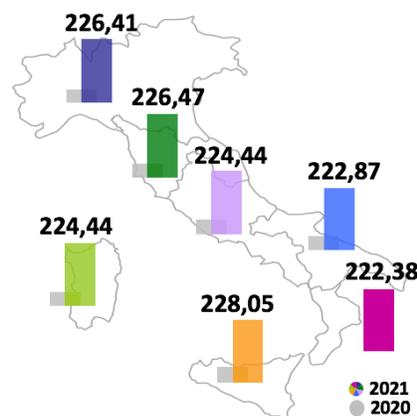
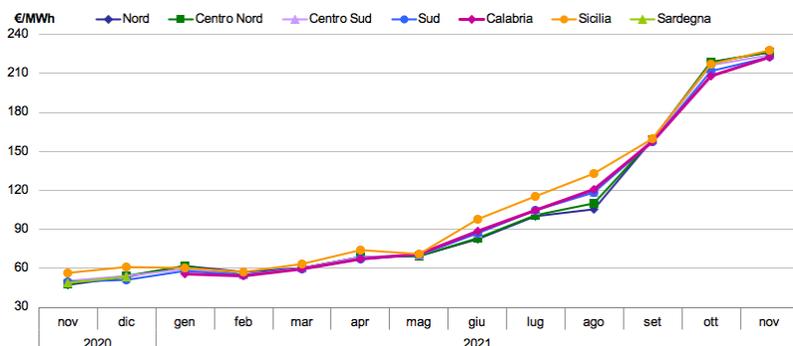
I PREZZI ZONALI

Massimi storici anche per tutti i prezzi di vendita che, nel suddetto contesto, risultano più alti al Nord (226 €/MWh) rispetto alle altre zone peninsulari (222/224 €/MWh). Più

elevato il prezzo della Sicilia (228 €/MWh), caratterizzata, anche a novembre, da restringimenti sul transito con la Calabria (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Si conferma in aumento annuale, ininterrotto da marzo, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 24,3 TWh (massimo dal 2017 per il mese), per effetto di una crescita sia dei volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 17,9 TWh (+3,4% sul 2020), sia delle movimentazioni

over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, tornate in aumento a 6,5 TWh dopo un semestre in flessione (massimo da inizio 2020) (Tabelle 2 e 3). Per effetto delle suddette dinamiche la liquidità del mercato si attesta al 73,4% (-0,2 p.p. sul 2020 e -3,5 p.p. su ottobre) (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.863.615	+3,4%	73,4%
Operatori	13.548.116	+28,9%	55,7%
GSE	1.418.372	-27,7%	5,8%
Zone estere	2.897.127	-39,6%	11,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.466.603	+4,3%	26,6%
Zone estere	79.360	-20,4%	0,3%
Zone nazionali	6.387.243	+4,7%	26,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.330.218	+3,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	10.564.017	-31,9%	
OFFERTA TOTALE	34.894.235	-10,5%	

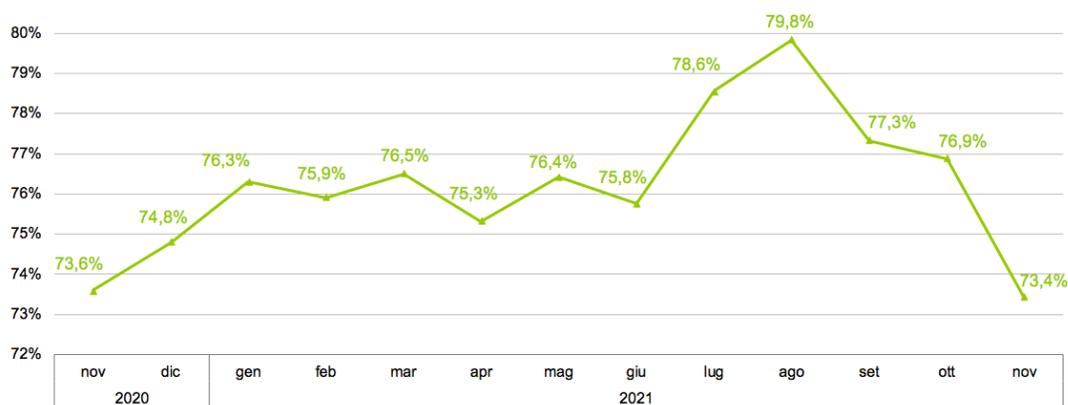
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.863.615	+3,4%	73,4%
Acquirente Unico	2.510.408	-25,5%	10,3%
Altri operatori	11.554.916	+15,7%	47,5%
Pompaggi	2.756	+6,1%	0,0%
Zone estere	777.908	+28,4%	3,2%
Saldo programmi PCE	3.017.627	-8,8%	12,4%
PCE (incluso MTE)	6.466.603	+4,3%	26,6%
Zone estere	4.800	-	0,0%
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.479.430	-0,3%	39,0%
Saldo programmi PCE	-3.017.627	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.330.218	+3,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	891.679	+42,4%	
DOMANDA TOTALE	25.221.897	+4,7%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali, ininterrottamente in crescita annuale da marzo, salgono a 23,5 TWh (+3,0% sul 2020), con incrementi ancora soprattutto al Nord (+4,9%). In corrispondenza degli incrementi di prezzo registrati sulle limitrofe borse estere, salgono ai massimi da inizio anno gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,8 TWh (+29,2%), in crescita sia sulla frontiera settentrionale, in particolare svizzera e francese, sia su quella greca, con l'Italia risultata esportatrice netta in diverse ore nella seconda metà del mese (Tabella 4). Per le medesime dinamiche si riducono, invece, le importazioni di energia dall'estero, scese ai minimi

da ottobre 2020, pari a 3,0 TWh (-39,3%), in calo soprattutto sulle frontiere svizzera e francese. La maggior domanda del Sistema risulta quindi soddisfatta dalla crescita delle vendite nazionali, salite a 21,4 TWh (massimo da ottobre 2020 e secondo valore più elevato per novembre dal 2011), realizzatasi a fronte di un'offerta che, invece, per il mese di novembre staziona sul livello più basso dal 2005 (34,9 GWh, -10,5% sul 2020). In particolare, la quota di domanda soddisfatta da vendite nazionali sale all'88%; tale quota risulta in forte aumento soprattutto al Nord, raggiungendo l'87% (+8 p.p. sul 2020) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	17.674.444	24.548	-7,3%	11.860.186	16.472	+15,8%	13.693.082	19.018	+4,9%
Centro Nord	1.494.025	2.075	-21,7%	1.268.984	1.762	-13,6%	2.028.393	2.817	-17,7%
Centro Sud	4.077.271	5.663	+10,4%	2.589.623	3.597	+34,8%	4.006.406	5.564	+12,7%
Sud	3.258.123	4.525	-44,3%	2.873.672	3.991	-18,3%	1.395.424	1.938	-24,3%
Calabria	1.554.810	2.159	-	733.610	1.019	-	430.769	598	-
Sicilia	2.357.030	3.274	+12,5%	1.120.736	1.557	+71,4%	1.290.354	1.792	+2,2%
Sardegna	1.195.321	1.660	-12,7%	906.921	1.260	+17,2%	703.083	977	+1,6%
Totale nazionale	31.611.025	43.904	-7,0%	21.353.731	29.658	+15,0%	23.547.510	32.705	+3,0%
Estero	3.283.210	4.560	-34,4%	2.976.487	4.134	-39,3%	782.708	1.087	+29,2%
Sistema Italia	34.894.235	48.464	-10,5%	24.330.218	33.792	+3,6%	24.330.218	33.792	+3,6%

LE FONTI

L'aumento delle vendite nazionali interessa soprattutto le fonti tradizionali (+21,9%), i cui volumi si portano ai massimi da gennaio 2019 (20,7 GWh medi orari). La crescita delle vendite termiche interessa sia gli impianti a gas (+19,5%) che quelli a carbone (+72,9%), localizzandosi soprattutto al Nord. In lieve ripresa le fonti rinnovabili (+1,5%), posizionate comunque su uno dei livelli più bassi degli ultimi anni (8,8 GWh): pesa la forte contrazione dell'idrico (-15,0%),

soprattutto al Nord, solo in parte contenuta dall'eolico (+67,8%), in diffuso aumento. Salgono, pertanto, la quota del gas, ai massimi da quasi due anni (56,1%, +2,2 punti percentuali), e quella del carbone (7,2%, 2,4 p.p.), mentre scende ai minimi da gennaio 2018 la quota delle vendite rinnovabili (29,5%, -3,9 p. p.), in particolare quella dell'idrico (13,3%, -4,7 p.p.); in risalita, invece, l'eolico (7,6%, +2,4 p.p.) (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	12.176	+34,9%	805	-20,7%	2.483	+29,4%	2.710	-25,6%	623	-	903	+72,8%	951	+17,0%	20.651	+21,9%
Gas	10.904	+36,4%	744	-20,7%	1.707	+61,4%	1.815	-40,5%	500	-	667	+40,4%	533	-11,9%	16.869	+19,5%
Carbone	476	+247,4%	-	-	557	-12,3%	746	+134,3%	0	-	-	-	366	+144,1%	2.145	+72,9%
Altre	796	-11,5%	61	-19,7%	219	-3,0%	149	-44,9%	123	-	236	+393,4%	52	-10,9%	1.636	+3,7%
Fonti rinnovabili	4.099	-17,6%	957	-6,5%	1.085	+47,9%	1.281	+2,9%	396	-	628	+63,0%	307	+17,2%	8.754	+1,5%
Idraulica	2.800	-23,7%	172	-21,9%	477	+56,9%	248	-13,5%	94	-	100	-2,1%	43	-7,5%	3.933	-15,0%
Geotermica	-	-	626	+0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	626	+0,1%
Eolica	12	+68,1%	35	+68,6%	413	+71,8%	872	+19,5%	262	-	463	+121,3%	207	+45,6%	2.262	+67,8%
Solare e altre	1.288	-1,2%	125	-21,1%	195	+3,1%	162	-29,2%	40	-	66	-11,7%	57	-21,9%	1.933	-4,7%
Pompaggio	197	-9,1%	-	-	29	+71,5%	-	-	-	-	25,49	-	2	-	254	+8,5%
Totale	16.472	+15,8%	1.762	-13,6%	3.597	+34,8%	3.991	-18,3%	1.019	-	1.557	+71,4%	1.260	+17,2%	29.658	+15,0%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

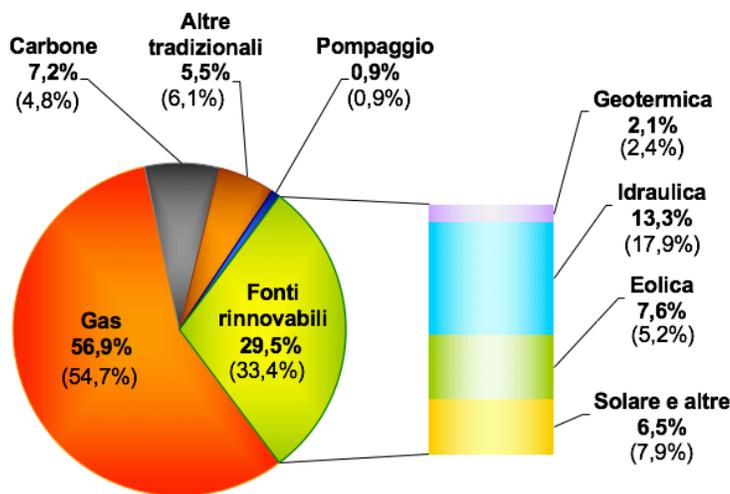
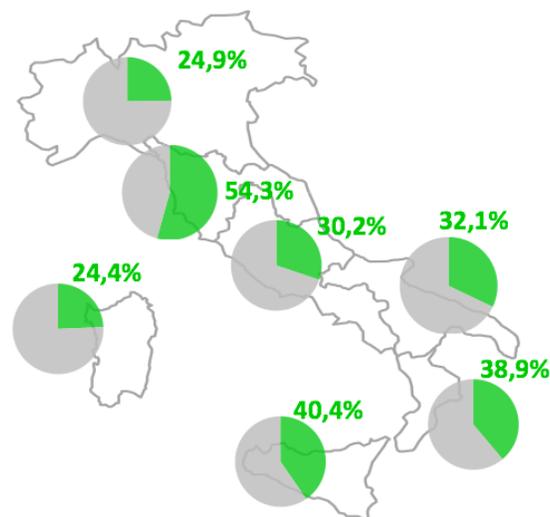


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

Ai minimi da ottobre 2020, l'import netto dell'Italia, si attesta a 2,2 TWh, quasi dimezzato sia su base mensile che annuale. Come già osservato, la riduzione si concentra sulla Francia e sulla Svizzera, verso le quali il Sistema risulta esportatore nel 17/18% delle ore. Il calo dell'import appare più debole e connesso prevalentemente a una riduzione della NTC sul limite Francia-Italia nella prima parte del

mese, più intenso invece nella seconda metà del mese, quando la quotazione francese annulla quasi il differenziale con il prezzo del Nord (-2 €/MWh, era -17 €/MWh nella prima parte di novembre) e quella elvetica lo inverte (-2 €/MWh vs +3 €/MWh). In calo anche l'import netto dall'Austria, mentre è risultato complessivamente in export il flusso verso la Grecia (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*	1.052.813 (1.958.542)	80,7% (99,2%)	16,8% (0,6%)	2,5% (0,2%)	40,0% (76,4%)	7,9% (-)	2.651 (2.872)	1.155.867 (1.959.377)	1.123.467 (1.888.508)	1.108 (1.167)	103.054 (835)	99.554 (835)
Italia - Svizzera	810.149 (2.319.643)	82,2% (100,0%)	17,8% (-)	- (-)	- (-)	- (-)	3.753 (3.804)	1.091.183 (2.330.731)	n/a (n/a)	2.521 (3.318)	281.034 (11.087)	n/a (n/a)
Italia - Austria*	130.250 (172.492)	79,6% (87,8%)	9,6% (5,4%)	10,8% (6,8%)	74,4% (82,8%)	8,6% (4,9%)	248 (288)	136.904 (176.337)	136.904 (176.337)	106 (120)	6.654 (3.845)	6.654 (3.845)
Italia - Slovenia*	227.675 (32.622)	73,1% (44,3%)	17,6% (50,1%)	9,3% (5,6%)	36,5% (6,3%)	5,3% (18,8%)	681 (658)	270.472 (142.741)	270.472 (142.741)	669 (669)	42.797 (110.120)	42.797 (110.120)
Italia - Montenegro	132.497 (74.799)	70,1% (59,0%)	29,6% (41,0%)	0,3% (-)	10,8% (5,0%)	1,1% (1,4%)	593 (602)	210.273 (209.316)	n/a (n/a)	638 (637)	77.776 (134.517)	n/a (n/a)
Italia - Grecia	-51.348 (-99.719)	43,1% (26,8%)	56,9% (64,6%)	- (8,6%)	- (-)	- (-)	525 (511)	111.788 (81.102)	111.788 (-)	525 (484)	163.136 (180.821)	163.136 (-)
Italia - Malta	-44.078 (-82.009)	- (-)	86,9% (99,2%)	13,1% (0,8%)	- (-)	- (3,3%)	225 (223)	0 (-)	n/a (n/a)	225 (223)	44.078 (82.009)	n/a (n/a)
TOTALE**	2.257.958 (4.376.370)							2.976.487 (4.899.603)	1.642.631 (2.207.586)		718.529 (523.234)	312.141 (114.800)

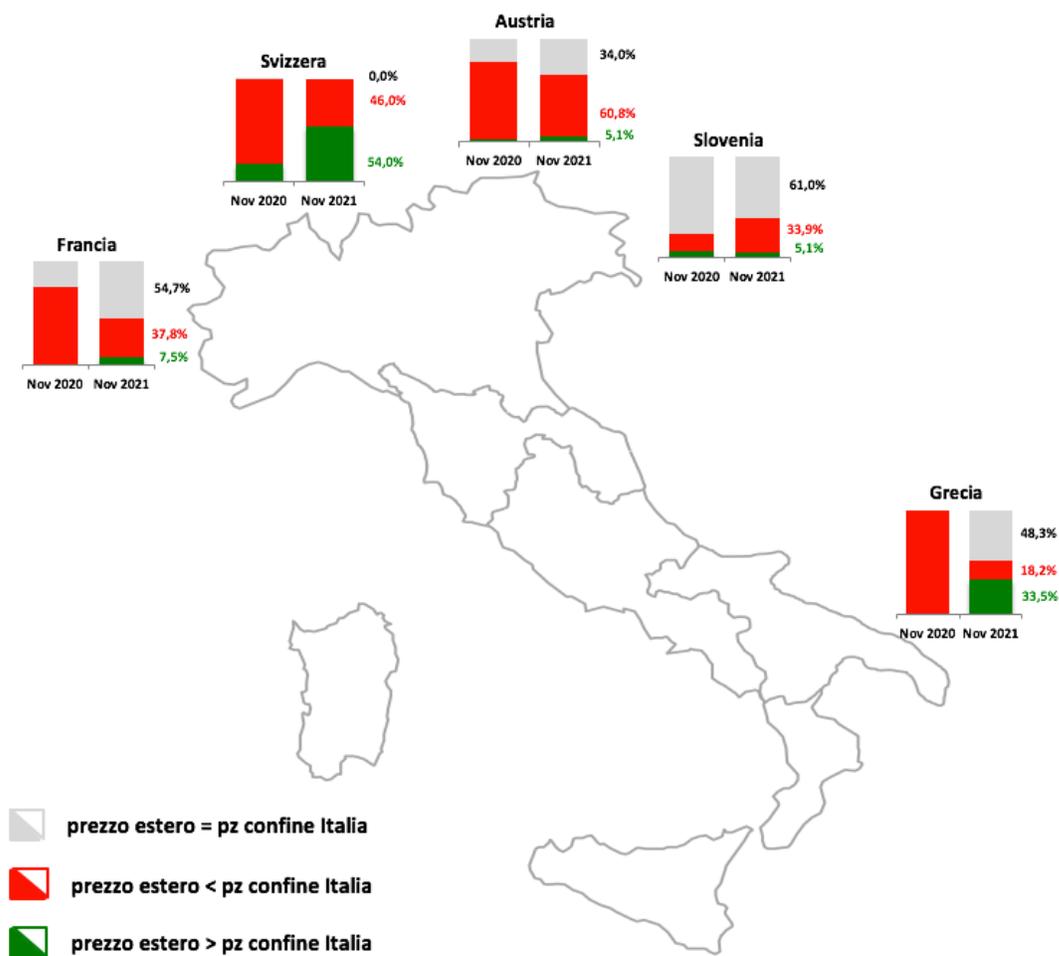
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* 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)

Nel secondo mese completo del nuovo assetto del Mercato Infragiornaliero i volumi complessivamente scambiati sono stati pari a 2,0 TWh. 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 si attesta al 56%. Quanto al XBID, nel mese sono stati conclusi quasi 83 mila abbinamenti per 260 GWh totali, il 96% dei quali realizzati a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3 del XBID). La prevalenza degli scambi in contrattazione continua ha avuto come controparte un'offerta estera (82% del totale XBID), con finalità prevalente in import (circa il 60% sia in termini di abbinamenti che di volumi), mentre

sono risultate rispettivamente pari al 4% e al 14% le quote relative agli abbinamenti effettuati all'interno della medesima zona nazionale e tra zone nazionali (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 8). I prezzi osservati nel MI a novembre si attestano mediamente a 224,32 €/MWh nei mercati in asta, con valori lievemente più alti su MI-A3 (227,59 €/MWh), e a 241,02 €/MWh sul XBID, risultando leggermente inferiori ai corrispondenti valori del MGP nelle prime due sessioni in asta (-2 €/MWh) e superiori sul XBID (+2 €/MWh). Il ranking zonale conferma quanto osservato su MGP, con prezzi più bassi al meridione rispetto alle altre zone (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 9).

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

Grafico 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME

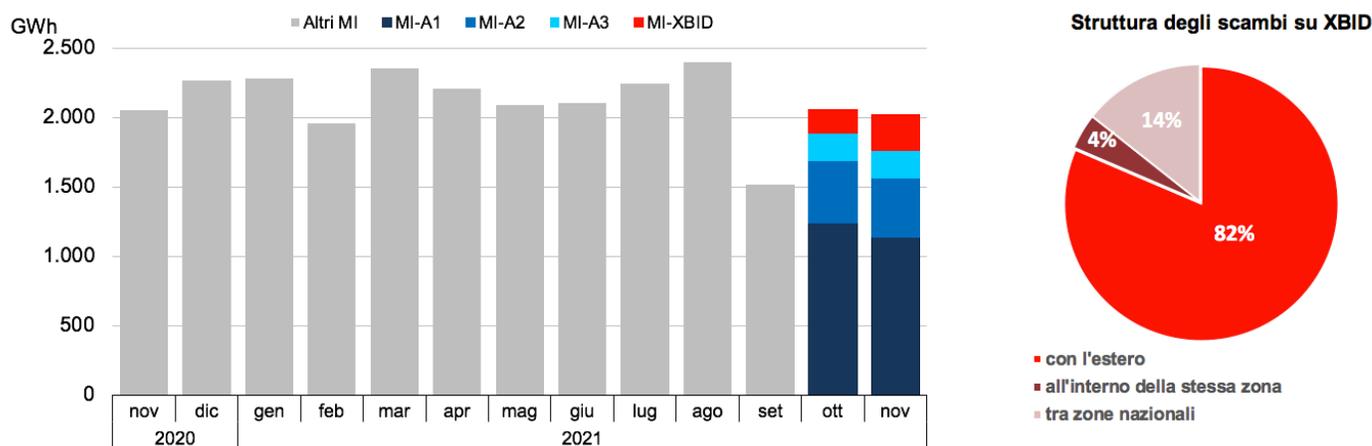


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

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	602.830	152.854	65.039	820.723	75.890	896.613
Centro Nord	72.642	23.526	9.798	105.967	13.338	119.305
Centro Sud	105.335	43.790	23.977	173.102	19.434	192.536
Sud	129.997	72.297	40.625	242.920	36.169	279.089
Calabria	16.733	12.563	9.575	38.870	3.385	42.256
Sicilia	87.839	33.200	16.046	137.084	12.516	149.600
Sardegna	29.716	15.901	11.408	57.026	13.192	70.218
Esterio	91.931	71.240	21.369	184.539	86.054	270.593
Totale	1.137.024	425.371	197.836	1.760.231	259.978	2.020.209

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	638.982	188.862	73.595	901.440	53.879	955.319
Centro Nord	62.506	19.375	10.400	92.281	10.519	102.801
Centro Sud	138.393	48.185	20.952	207.529	16.828	224.357
Sud	146.937	65.152	25.847	237.936	22.314	260.251
Calabria	18.143	12.836	8.859	39.838	5.250	45.088
Sicilia	63.262	26.768	14.163	104.192	7.084	111.277
Sardegna	17.360	11.616	8.307	37.283	6.061	43.345
Esterio	51.440	52.578	35.712	139.730	138.043	277.773
Totale	1.137.024	425.371	197.836	1.760.231	259.978	2.020.209

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

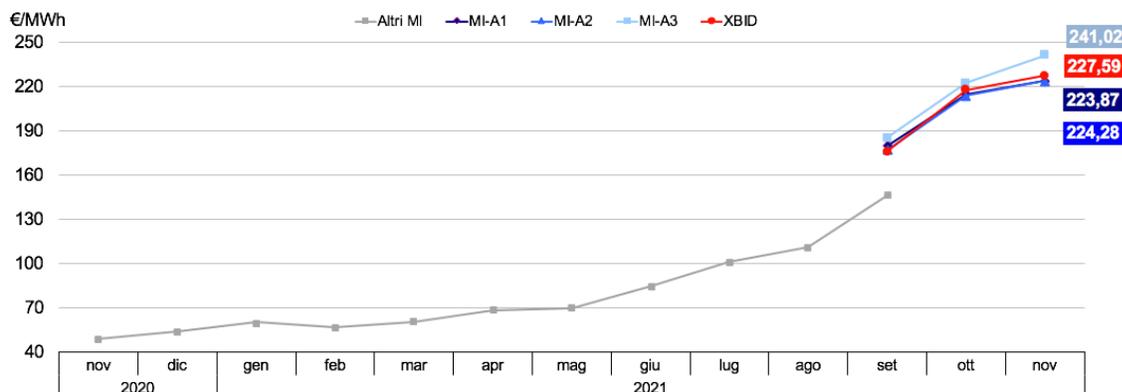


Tabella 9: MI, prezzi zonal medi

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	Nord	226,41	240,47	225,87 <small>(-0,2%)</small>	226,44 <small>(+0,0%)</small>	241,73 <small>(+0,5%)</small>	228,04 <small>(+0,7%)</small>
CNOR	Centro Nord	226,47	240,58	226,11 <small>(-0,2%)</small>	226,35 <small>(-0,1%)</small>	242,18 <small>(+0,7%)</small>	233,19 <small>(+3,0%)</small>
CSUD	Centro Sud	224,44	239,87	222,36 <small>(-0,9%)</small>	223,04 <small>(-0,6%)</small>	241,99 <small>(+0,9%)</small>	226,26 <small>(+0,8%)</small>
SUD	Sud	222,87	237,95	220,85 <small>(-0,9%)</small>	220,99 <small>(-0,8%)</small>	239,85 <small>(+0,8%)</small>	225,39 <small>(+1,1%)</small>
CALA	Calabria	222,38	237,18	219,92 <small>(-1,1%)</small>	220,32 <small>(-0,9%)</small>	239,34 <small>(+0,9%)</small>	227,57 <small>(+2,3%)</small>
SICI	Sicilia	228,05	242,75	226,16 <small>(-0,8%)</small>	223,76 <small>(-1,9%)</small>	242,75 <small>(+0,0%)</small>	231,34 <small>(+1,4%)</small>
SARD	Sardegna	224,44	239,87	222,36 <small>(-0,9%)</small>	223,04 <small>(-0,6%)</small>	241,99 <small>(+0,9%)</small>	233,13 <small>(+3,9%)</small>

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

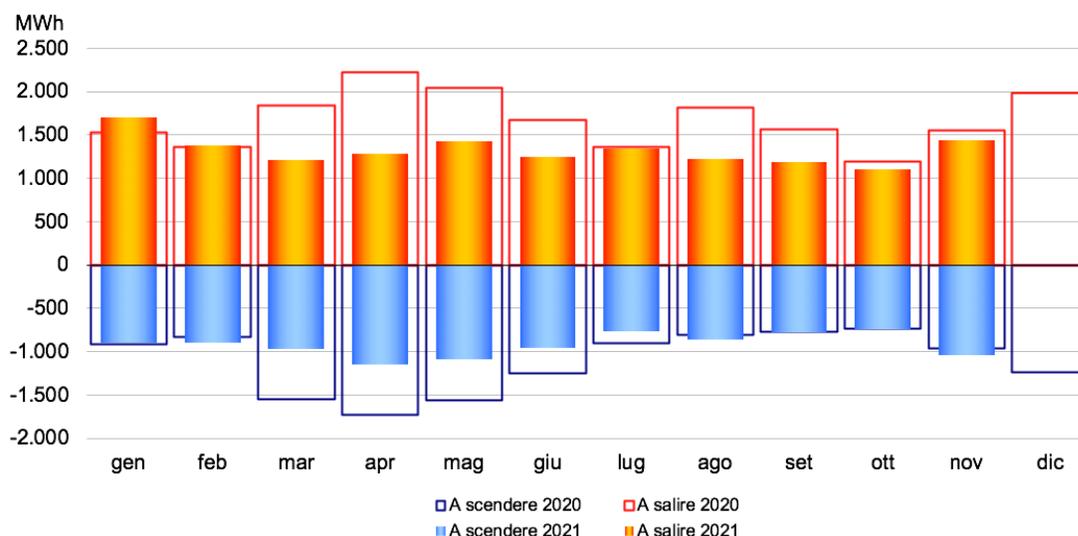
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Nel Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante gli acquisti di Terna sul mercato a salire si portano ai massimi da febbraio, pur rimanendo in calo annuale (1,0 TWh, -7,7%

sul 2020); tornano, invece, in crescita le vendite di Terna sul mercato a scendere, ai massimi da giugno (0,7 TWh, +8,2%) (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

A novembre il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) mostra una lieve ripresa delle negoziazioni rispetto agli ultimi mesi, registrando 51 abbinamenti per 30,9 GWh sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo'

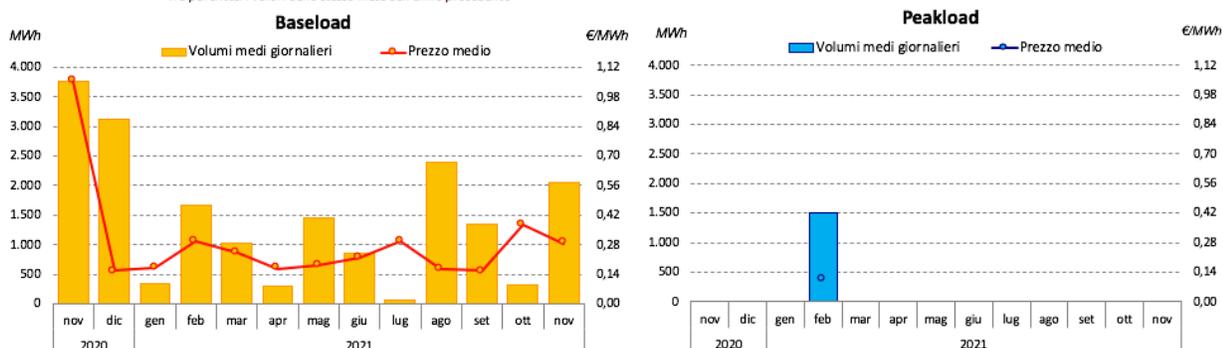
baseload che rimangono tuttavia ancora inferiori ai livelli del 2020 (rispettivamente 75 e 113,1 GWh). In calo a 0,29 €/MWh il prezzo medio di scambio (-0,77 €/MWh) (Figura 2).

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	51 (75)	15/30 30/30	0,29 (1,06)	0,15 (0,14)	0,50 (2,50)	30.888 (113.112)	2.059 (3.770)
Peakload	- (-)	0/22 0/21	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Totale	51 (75)					30.888 (113.112)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Ancora nessuno scambio nel corso del mese sul Mercato a Termine dell'energia (MTE), con il prodotto Dicembre 2021 che chiude il periodo di contrattazione a 243,76 €/

MWh sul baseload e a 297,63 €/MWh sul peakload, con una posizione aperta complessiva di 9 GWh (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a novembre

Fonte: GME

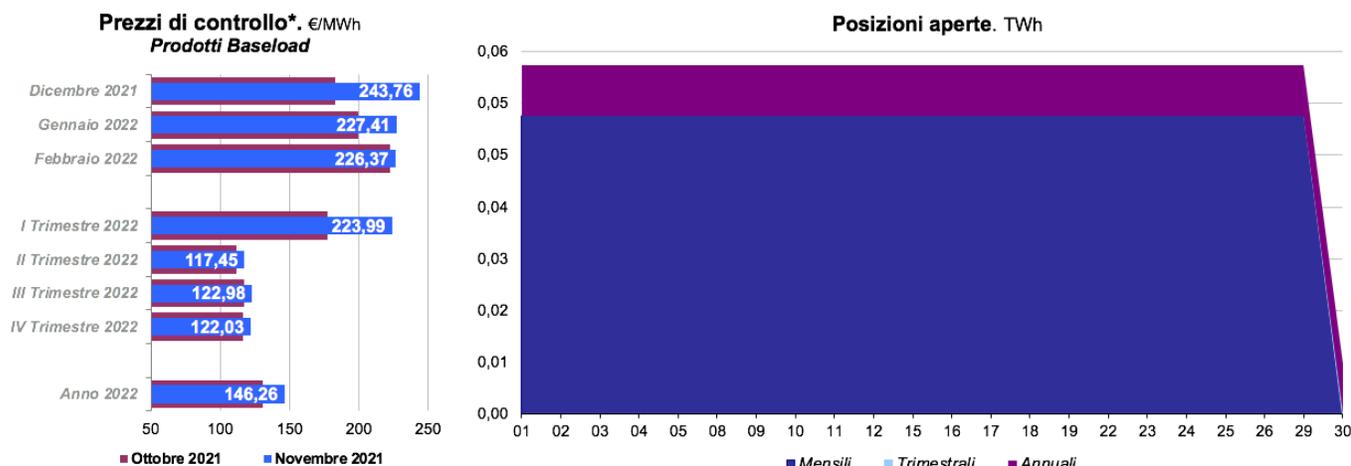
	PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh	
Dicembre 2021	243,76	+33,1%	-	-	-	-	-	66	49.104	
Gennaio 2022	227,41	+14,0%	-	-	-	-	-	-	-	
Febbraio 2022	226,37	+1,7%	-	-	-	-	-	-	-	
Marzo 2022	218,41	-	-	-	-	-	-	-	-	
I Trimestre 2022	223,99	+26,0%	-	-	-	-	-	-	-	
II Trimestre 2022	117,45	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-	
III Trimestre 2022	122,98	+4,7%	-	-	-	-	-	-	-	
IV Trimestre 2022	122,03	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2022	146,26	+12,0%	-	-	-	-	-	1	8.760	
Totale			-	-	-	-	-		8.760	

	PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh	
Dicembre 2021	297,63	+33,1%	-	-	-	-	-	10	2.760	
Gennaio 2022	266,52	+14,0%	-	-	-	-	-	-	-	
Febbraio 2022	265,15	+1,7%	-	-	-	-	-	-	-	
Marzo 2022	228,62	-	-	-	-	-	-	-	-	
I Trimestre 2022	252,47	+26,0%	-	-	-	-	-	-	-	
II Trimestre 2022	123,60	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-	
III Trimestre 2022	129,65	+4,7%	-	-	-	-	-	-	-	
IV Trimestre 2022	134,85	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2022	159,67	+12,2%	-	-	-	-	-	-	-	
Totale			-	-	-	-	-		-	
TOTALE			-	-	-	-	-		8.760	

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente
 ** In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a novembre, pari a 20,1 TWh, al terzo rialzo mensile consecutivo, restano in flessione annuale come osservato da inizio 2020 (-6,2%). Analoga la dinamica della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 11,6 TWh (-4,4% sul 2020) (Tabella 11). Il Turnover, ovvero il rapporto tra

transazioni registrate e posizione netta, si attesta a 1,73 (-0,04 sul 2020) (Grafico 10). Dopo un semestre di ribassi, tornano in crescita annuale i programmi registrati nei conti in immissione (6,5 TWh, +4,3%), mentre risultano pressoché invariati quelli nei conti in prelievo (9,5 TWh, -0,3%); si confermano in calo, invece, i relativi sbilanciamenti a programma, pari rispettivamente a 5,1 TWh (-13,5%) e a 2,1 TWh (-19,4%).

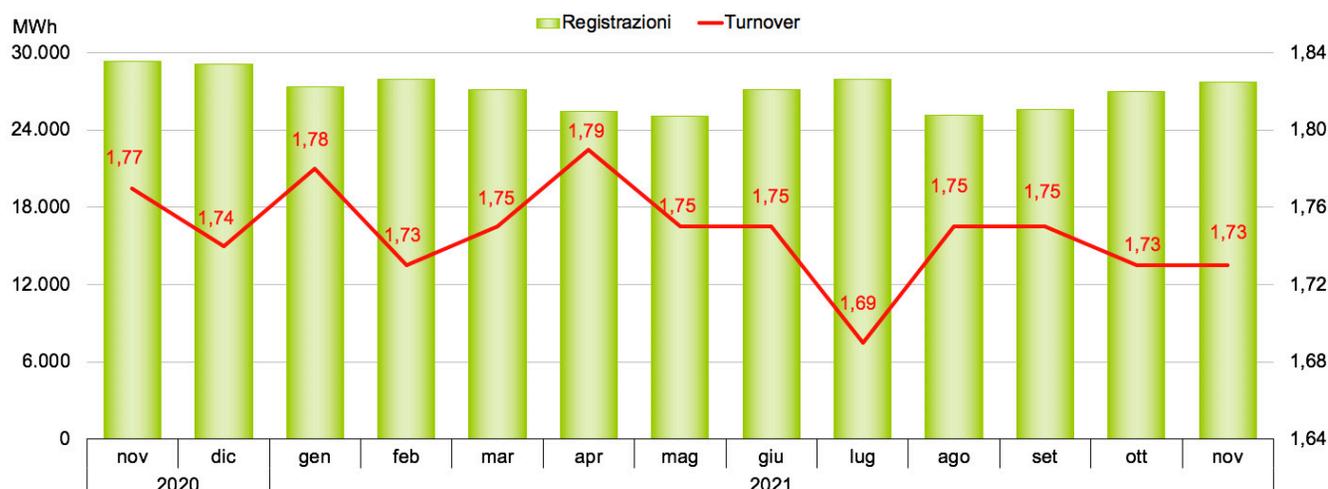
Tabella 11: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a novembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	5.943.841	-0,2%	29,7%	Richiesti	7.381.467	-8,4%	100,0%	9.487.147	-0,4%	100,0%
Off Peak	116.160	+1,5%	0,6%	di cui con indicazione di prezzo	3.455.809	+1,2%	46,8%	9.485.170	+74482,3%	100,0%
Peak	115.776	+50,9%	0,6%	Rifiutati	914.864	-50,8%	12,4%	2.917	-82,8%	0,0%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	914.540	-50,8%	12,4%	939	+6949,1%	0,0%
Totale Standard	6.175.777	+0,5%	30,8%	Registrati	6.466.603	+4,3%	87,6%	9.484.230	-0,3%	100,0%
Totale Non standard	13.785.969	-8,1%	68,8%	di cui con indicazione di prezzo	2.541.269	+63,3%	34,4%	9.484.230	+74553,2%	100,0%
PCE bilaterali	19.961.746	-5,6%	99,6%	Sbilanciamenti a programma	5.090.552	-13,5%		2.072.925	-19,4%	
MTE	50.160	-50,2%	0,3%	Saldo programmi	-	-	3.017.627	-8,8%		
MPEG	31.008	-72,5%	0,2%							
TOTALE PCE	20.042.914	-6,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	11.557.155	-4,4%								

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 accentuano la crescita su base annua (+11%) e salgono su livelli massimi dal 2018 per il mese di novembre. Intenso l'incremento dei consumi del settore termoelettrico (+26%), favoriti da una maggiore domanda di energia elettrica e ridotte importazioni; moderata la ripresa negli altri settori di distribuzione. In flessione le erogazioni nei siti di stoccaggio (-13%), in corrispondenza di importazioni ancora in aumento su livelli molto elevati (+22%), sostenute dai flussi tramite

gasdotto. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 9,8 TWh (+2% su base annua), con una quota sul totale consumato al 12% (-1 p.p.); in crescita gli scambi su MGP-Gas a negoziazione continua (+38%) e su MGS. Ripiegano i prezzi dai livelli record del mese precedente, mantenendosi comunque su valori elevati, in linea con le dinamiche delle quotazioni sui principali hub europei (PSV: 81,3 €/MWh; TTF: 80,5 €/MWh).

IL CONTESTO

A novembre i consumi di gas naturale in Italia salgono a 7.697 milioni di mc (81,4 TWh, +11%), trainati dai consumi del settore termoelettrico, a 2.697 milioni di mc (28,5 TWh, +26%), in forte crescita per effetto dell'incremento della domanda e delle minori importazioni di energia elettrica. Meno intenso l'aumento dei consumi del settore civile, pari a 3.544 milioni di mc (37,5 TWh, +4%), e quelli del settore industriale, a 1.214 milioni di mc (12,8 TWh, +0,4%). In ripresa anche le esportazioni, a 243 milioni di mc (2,6 TWh, +39%).

Lato immissione, le importazioni di gas naturale crescono a 5.819 milioni di mc (61,5 TWh, +22%), livello più alto dal 2011 per il mese in analisi; continuano le dinamiche rialziste dei flussi tramite gasdotto (54,8 TWh, +36%) e ribassiste dei flussi tramite rigassificatori GNL (6,7 TWh, -33%), con questi ultimi, però, in apprezzabile aumento sul mese precedente. In calo la produzione nazionale, pari a 264 milioni di mc (2,8 TWh, -13%), mentre le erogazioni si portano a 1.614

milioni di mc (17,1 TWh, -13%). L'analisi dell'import per punti di entrata tramite gasdotto mostra una diffusa crescita, in particolare a Mazara (20,3 TWh, +20%), a Tarvisio (22,2 TWh, +13%) e a Melendugno (8,2 TWh ed una quota sul totale approvvigionato superiore al 13%). Minore l'incremento dei flussi negli altri gasdotti, risultati in flessione solo a Gela, dove scendono a 3,1 TWh (-19%). Per quanto riguarda i terminali di rigassificazione GNL, l'import cresce solo a Cavarzere (6,7 TWh, +13%), mentre risulta ancora poco significativo il dato relativo al terminal di Panigaglia e non operativo quello di Livorno.

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 9.582 milioni di mc (101,3 TWh), in calo del 16% dal livello raggiunto a fine novembre 2020; il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta all'81% (-3,3 p.p., a fronte anche di una riduzione dello spazio conferito rispetto all'anno termico precedente).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.819	61,5	+22,1%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.922	20,3	+20,0%
Tarvisio	2.098	22,2	+13,2%
Passo Gries	93	1,0	+21408,1%
Gela	291	3,1	-18,8%
Gorizia	2	0	-
Melendugno	778	8,2	+105951,9%
Panigaglia (GNL)	0	0,0	-99,6%
Cavarzere (GNL)	634	6,7	+13,0%
Livorno (GNL)	-	0,0	-100,0%
Produzione Nazionale	264	2,8	-13,2%
Erogazioni da stoccaggi	1.614	17,1	-13,2%
TOTALE IMMESSO	7.697	81,4	+11,1%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.214	12,8	+0,4%
Termoelettrico	2.697	28,5	+25,6%
Reti di distribuzione	3.544	37,5	+4,3%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	243	2,6	+39,0%
TOTALE CONSUMATO	7.697	81,4	+11,1%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	7.697	81,4	+11,1%

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

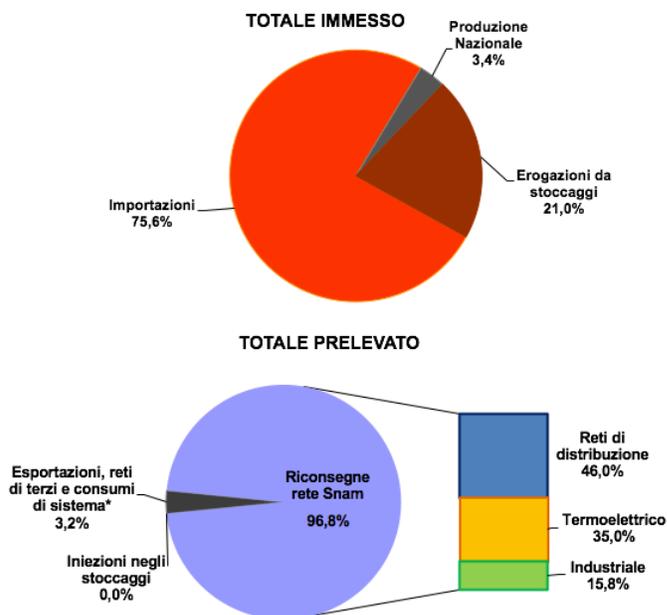
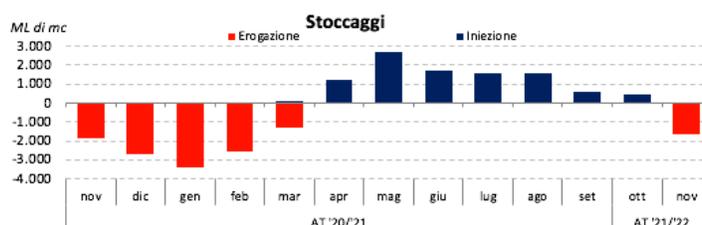
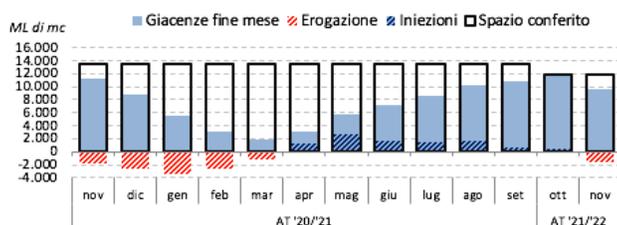


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/11/2021)	9.582	101,3	-15,5%
Erogazione (flusso out)	1.614	17,1	-13,2%
Iniezione (flusso in)	-	-	-
Flusso netto	1.614	17,1	-13,2%
Spazio conferito	11.846	125,2	-12,0%
Giacenza/Spazio conferito	80,9%		-3,3 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, arretrano dai livelli record del mese precedente le quotazioni a tutti gli hub del gas naturale che, tuttavia, permangono significativamente superiori ai valori dello scorso anno. Il riferimento al PSV si porta a 81,3 €/MWh, in flessione di 9 €/MWh sul mese precedente e in aumento di 67 €/MWh su novembre 2020, mentre la quotazione al TTF scende a 80,5 €/MWh (-9 €/MWh su settembre, +67 €/MWh su

base annua); in entrambi i casi la flessione appare concentrata nella prima metà di novembre, con i prezzi a inizio mese poco sopra i 60 €/MWh; le quotazioni risultano in evidente crescita nella seconda parte di novembre e si riallineano ai livelli di ottobre. Lo spread tra il prezzo italiano e quello olandese scende a 0,8 €/MWh e mostra una maggiore variabilità su base giornaliera, oscillando tra -2,2 €/MWh e +4,3 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 9,8 TWh, in calo sul mese precedente, ma in ripresa del 2% su base annua, con una quota sul totale consumato al 12% (-1 p.p. su novembre 2020).

La flessione su ottobre appare concentrata nei mercati a contrattazione continua, mentre l'aumento su base annua è da attribuire principalmente all'incremento degli scambi su MGP-Gas, sempre a negoziazione continua. Nel dettaglio, i volumi scambiati nei suddetti comparti si attestano a 4,6 TWh su MGP-Gas (+38% sul 2020) ed a 3,1 TWh su MI-Gas (-27%); su quest'ultimo si osserva sia una contrazione significativa delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,8 TWh, -33%), concentrata lato acquisto (-44%), sia una flessione degli scambi tra operatori diversi dal RdB (2,3 TWh, -25%), la cui quota si attesta al 76% (tuttavia in risalita rispetto ai mesi precedenti). Il peso degli scambi di MI-Gas e MGP-Gas in contrattazione continua sul totale negoziato sul MP-Gas si porta così, rispettivamente, al 31% e al 47%, con questo secondo ancora su livelli

elevati. Con riferimento al comparto AGS, in generale crescita su ottobre, le quantità negoziate sul segmento day-ahead si attestano a 1,7 TWh (-1% su base annua), di cui il 68% relativi ad acquisti da parte del TSO, per una quota complessiva pari al 17% del totale scambiato sul MP-Gas; gli scambi sul segmento intraday ammontano, invece, a 189 GWh (-25%).

Le quantità scambiate sul MGS, dopo il minimo storico toccato il mese precedente, salgono a 0,30 TWh, in crescita sia su base annua che su ottobre (rispettivamente +60% e +66%); l'incremento su base annua riflette le maggiori movimentazioni da parte di Snam (0,21 TWh, +156%), effettuate esclusivamente con finalità di Bilanciamento; in riduzione, invece, gli scambi tra operatori terzi (0,1 TWh, -12%).

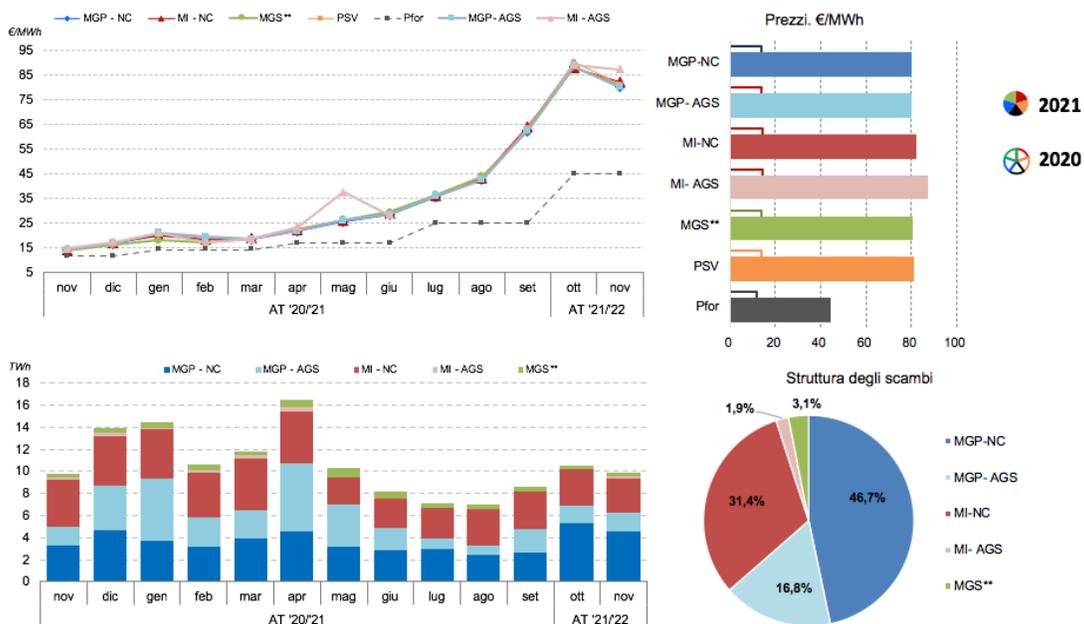
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, in linea con gli sviluppi di tutti i principali hub e sui livelli registrati al PSV, si attestano ovunque tra 80-82 €/MWh, con un massimo a 87,25 €/MWh del comparto intraday AGS.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
MP-GAS						
<i>MGP</i>						
Negoziazione continua	80,31	(13,91)	61,25	99,75	4.586.856	(3.317.496)
Comparto AGS	79,98	(13,89)	62,45	98,20	1.654.512	(1.672.320)
<i>MI</i>						
Negoziazione continua	82,06	(14,07)	50,00	115,00	3.086.160	(4.213.608)
Comparto AGS	87,25	(14,45)	74,25	108,89	188.736	(253.128)
<i>MGS**</i>						
Stogit	80,80	(13,79)	65,00	96,00	303.476	(189.998)
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

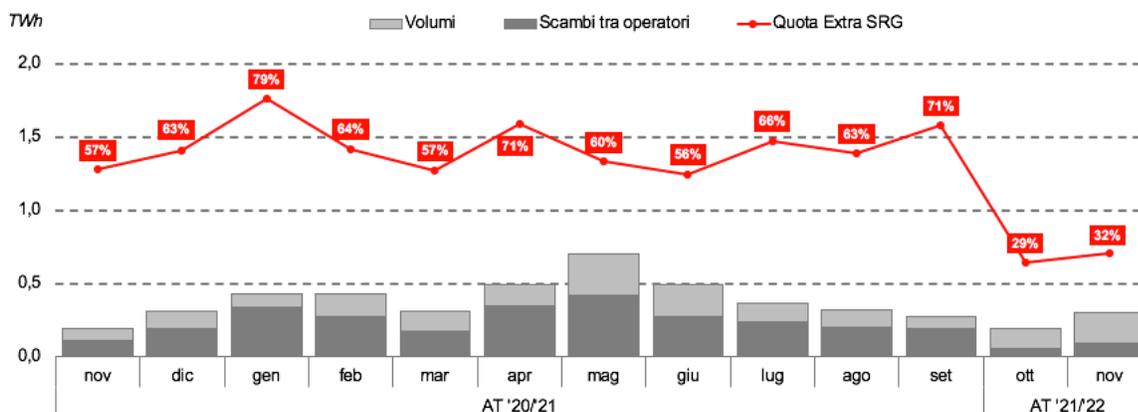
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

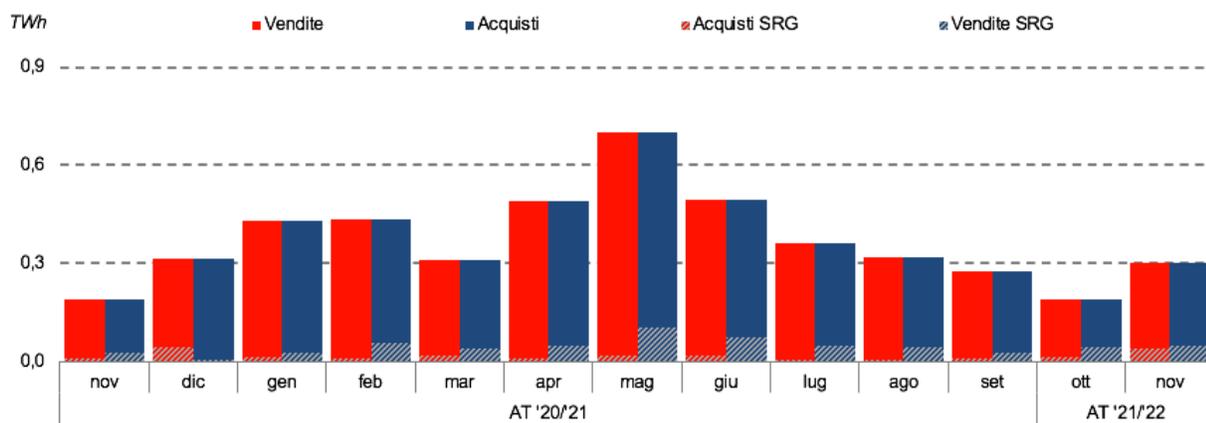
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	303.476	(189.998)	303.476	(189.998)	-	(-)	-	(-)
SRG	89.765	(22.639)	117.603	(58.308)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	89.765	(22.639)	117.603	(58.308)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	213.711	(167.359)	185.873	(131.690)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a novembre non sono stati registrati scambi; stabili tutti i prezzi di controllo, mentre si annulla la posizione aperta.

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 %			
BoM-2021-11	-	-	74,49	-9,8%	-	-	-	-	-	-	240	480
BoM-2021-12	-	-	88,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-12	-	-	88,47	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-01	-	-	90,11	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-02	-	-	85,00	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-03	-	-	85,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-01	-	-	80,48	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-02	-	-	47,17	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-03	-	-	44,37	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-04	-	-	44,35	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2022/2023	-	-	15,89	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2022	-	-	19,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2022	-	-	57,34	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a novembre sono stati scambiati 455 GWh, riferiti al periodo di consegna Gennaio 2022, ad un prezzo medio di

64,55 €/MWh, inferiore alla quotazione media a termine al PSV per lo stesso mese (82,8 €/MWh), ma in linea con i riferimenti osservati all'hub italiano negli stessi giorni di sessione.

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Restano molto elevate le quotazioni europee di greggio e combustibili, sebbene in riduzione rispetto ai massimi registrati ad ottobre, risultata più intensa solo per il carbone. Analoga dinamica anche per i prezzi del gas sui

principali hub europei, con lo spread PSV-TTF che torna inferiore a 1 €/MWh. Aggiornano, invece, i massimi storici i listini dell'energia elettrica, con il Pun italiano che riduce il divario dalle principali borse europee.

A novembre le quotazioni del Brent (82,39 \$/bbl), del gasolio (681,13 \$/MT) e dell'olio combustibile (554,33 \$/MT) si confermano sui livelli più elevati degli ultimi anni, pur tornando in modesta riduzione mensile (-1%/-4%). Più deciso il calo del prezzo del carbone (153,51 \$/MT, -35%), rimasto tuttavia molto elevato e inferiore, da fine 2008, solo ai valori dei due mesi precedenti. Anche i mercati a termine

rivedono al ribasso le quotazioni per il prossimo trimestre, indicandole su livelli non troppo distanti dagli attuali valori spot per il Brent e il gasolio e inferiori per il carbone. Resta in calo il tasso di cambio euro/dollaro (1,14 €/€, -1% su ottobre e -3% sul 2020), con conseguente attenuazione delle variazioni negative rilevate sulle quotazioni di greggio e combustibili rivalutate in euro.

Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. 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	82,39	-1%	98%	83,67	79,71	-5%	80,82	-3%	79,79	-3%	75,66	-3%
Olio Combustibile	USD/MT	554,33	-3%	76%									
Gasolio	USD/MT	681,13	-4%	97%	718,50	687,35	-4%	682,45	-4%	678,52	-4%	658,46	-3%
Carbone	USD/MT	153,51	-35%	192%	156,00	133,51	-34%	138,80	-35%	118,88		111,76	-21%

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/bbl	72,17	0%	105%		69,83	-	70,72	-	69,77	-	65,70	-
Olio Combustibile	EUR/MT	485,51	-1%	82%			-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	596,50	-3%	104%		602,18	-	597,19	-	593,38	-	571,80	-
Carbone	EUR/MT	134,37	-34%	202%		116,93	-	121,42	-	103,93	-	97,02	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,14	-2%	-3%	1,16	1,14	-	1,14	-	1,14	-	1,15	-

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

Fonte: Refinitiv

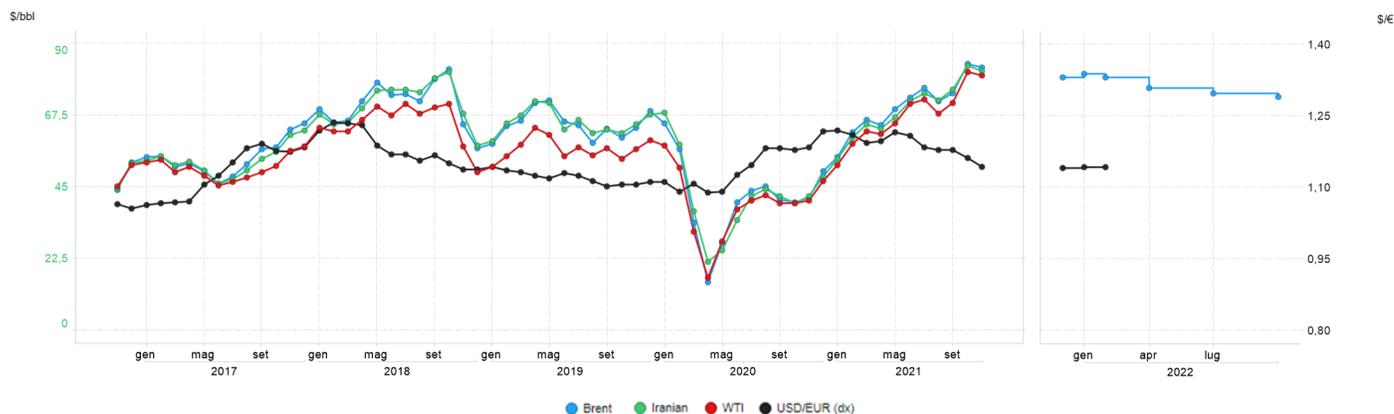


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

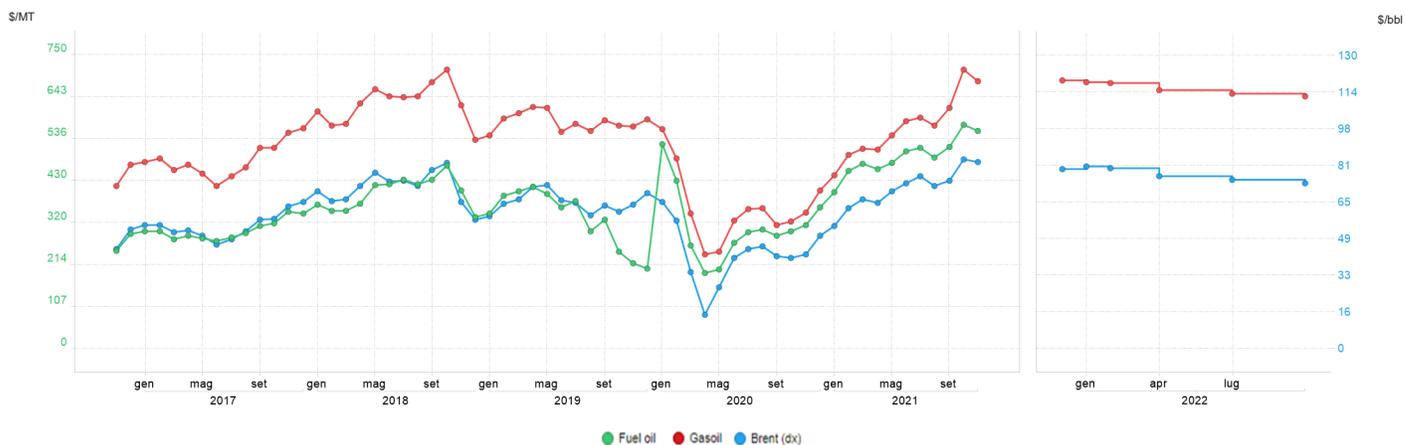


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



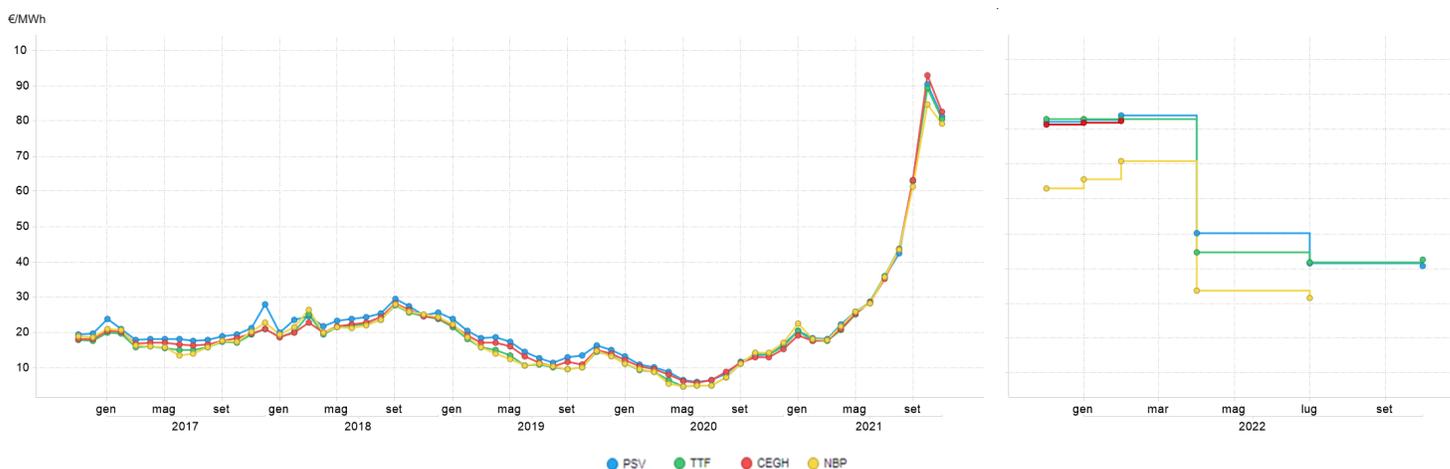
Dopo quattro massimi storici consecutivi ripiegano lievemente anche le quotazioni sui principali hub europei del gas che, inferiori solo ai livelli di ottobre, si attestano sui 79/83 €/MWh (-6%/-10%). Il PSV si attesta a 81,29 €/MWh, riportando sotto a 1 €/MWh il suo spread col riferimento olandese TTF, sceso invece a 80,50 €/MWh. Nella prima metà del mese i prezzi

sono risultati più bassi e simili a quelli a quelli osservati a fine settembre (PSV e TTF a 71/72 €/MWh), salendo drasticamente nella seconda parte (90/91 €/MWh). Sui mercati futures le aspettative si mantengono nel medio periodo sugli attuali livelli spot, con uno spread PSV-TTF previsto negativo nei prossimi due mesi.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. 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	81,29	-10%	485%	62,50	82,23	-10%	82,77	-15%	83,97		52,19	-7%
TTF	NL	80,50	-10%	486%	64,10	82,98	-9%	82,97	-9%	83,01		53,21	-4%
CEGH	AT	82,57	-11%	538%	76,22	81,29	-11%	81,77	-10%	82,51			
NBP	UK	79,27	-6%	458%	47,79	63,12	-9%	65,74	-5%	70,90			



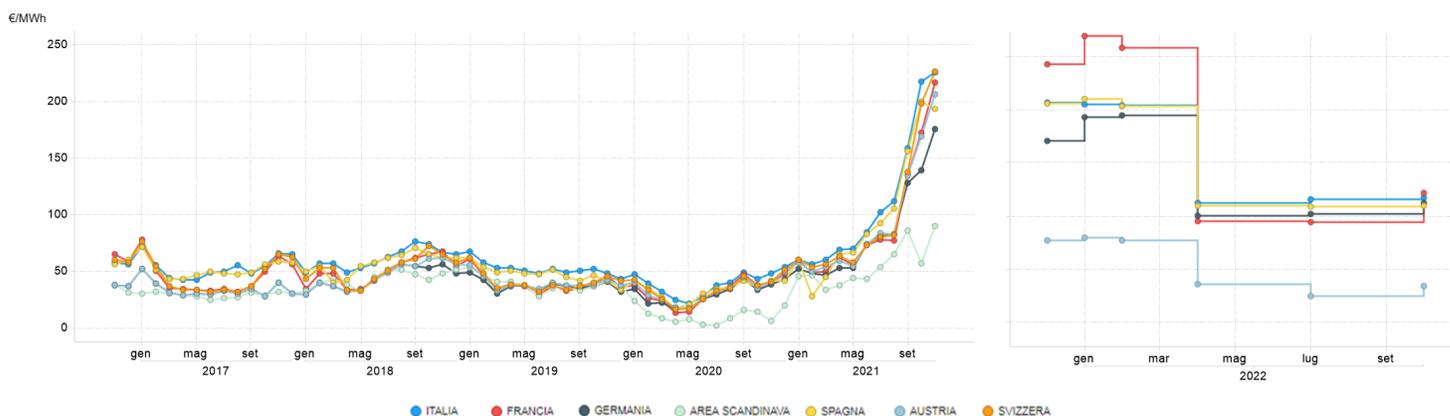
In controtendenza le quotazioni sulle borse elettriche europee che aggiornano ancora una volta i loro massimi storici, con l'unica eccezione della Spagna (193,43 €/MWh, -3% su ottobre). Diffusi rialzi mensili, in linea con la tipica stagionalità della domanda, si osservano in Europa continentale (+14/+26%), mentre più debole appare la crescita del prezzo italiano (225,95 €/MWh, +4%) che inverte il segno del

differenziale con la quotazione svizzera per la prima volta da febbraio 2017 (226,89 €/MWh) e riduce la sua distanza dagli altri listini, compresi tra 90,28 €/MWh dell'Area Scandinava e 217,60 €/MWh della Francia. Alla luce di tali dinamiche, più accentuate nella seconda parte del mese, l'Italia, tipicamente importatrice di energia, è risultata in diversi giorni esportatrice in particolare verso Svizzera e Francia.

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot* e a termine. 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	225,95	4%	364%	231,67	207,21	-5%	205,10	-6%	204,13	-8%	135,02	-3%
FRANCIA	217,06	26%	441%	180,25	242,78	-7%	269,54	-1%	258,19	-1%	137,75	1%
GERMANIA	176,15	26%	354%	151,25	170,59	-16%	193,43	-9%	194,88	-9%	123,81	-2%
AREA SCANDINAVA	90,28	58%	1.329%	48,00	77,72	12%	79,82	11%	77,39	11%	41,62	5%
SPAGNA	193,43	-3%	361%	167,26	206,47	-8%	210,17	-4%	203,88	-4%	130,79	-2%
AUSTRIA	206,20	21%	401%									
SVIZZERA	226,89	14%	447%									

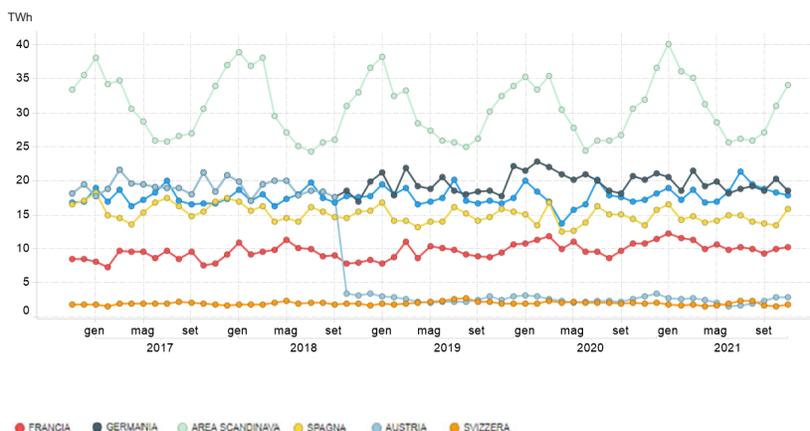


Relativamente ai volumi scambiati sui mercati elettrici spot, significativa la crescita annuale in Spagna (15,9 TWh, +17%), nell'Area scandinava (34,1 TWh, +7%) e in Italia (17,9 TWh, +3%); in controtendenza, invece, la Germania (18,6 TWh, -8%) e la Francia (10,3 TWh, -5%).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,9	1%	3%
FRANCIA	10,3	7%	-5%
GERMANIA	18,6	-5%	-8%
AREA SCANDINAVA	34,1	14%	7%
SPAGNA	15,9	21%	17%
AUSTRIA	3,0	4%	-1%
SVIZZERA	1,8	21%	-9%



* 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.

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), a novembre, il prezzo medio risulta stabile a 259 €/tep, livello a ridosso del quale si attestano anche le negoziazioni effettuate bilateralmente (256,7 €/tep, +42 €/tep). In crescita sia gli scambi realizzati tramite mercato (+10%) che quelli bilaterali (+27%), con la liquidità che si porta al 61%. Sul mercato organizzato delle Garanzie

d'Origine (MGO) il prezzo medio cresce a 0,81 €/MWh (+40%), confermandosi più alto delle quotazioni bilaterali, anch'esse in aumento a 0,51 €/MWh (+124%). In calo sia gli scambi sul mercato (-57%) che sulla piattaforma bilaterale (-5%).

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

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

Il prezzo medio registrato sul mercato organizzato a novembre si attesta a 259,00 €/tep, sostanzialmente stabile rispetto al mese precedente (-0,20 €/tep, -0,1%). Il prezzo medio sulla piattaforma bilaterale, invece, cresce a 256,71 €/tep (+41,79 €/tep, +19,4%), riducendo lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 2 €/tep. La differenza tra i due riferimenti risulta sostanzialmente nulla (0,05 €/tep) considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi bilaterali complessivi risulta pari al 99% (+14 p.p. su ottobre).

La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli di prezzo

minimo e massimo osservati sul mercato (257,00-259,37 €/tep) risulta pari al 16% (-63 p.p.).

I volumi negoziati sul MTEE mostrano una crescita sul mese precedente del 10%, salendo a 163,8 mila tep, mentre la liquidità del mercato scende debolmente al 61% (-3 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza di un maggior aumento delle quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale (105,6 mila tep, +27% rispetto a ottobre).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine novembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 66.289.677 tep, in aumento di 140.742 tep rispetto a fine ottobre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo dei titoli presenti sul conto del GSE, è pari a 2.686.081 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi scambiati		Controvalore		Trading						
	Medio	Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori		
	€/tep	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.	
Mercato	259,00	-0,1%	256,00	259,59	163.775	+9,7%	42,42	+9,6%	4.214	-23,6%	2,6%	-1,1 p.p.	8	-2
Bilaterali	256,71	+19,4%	0,00	261,70	105.625	+27,3%	27,11	+52,1%						
con prezzo >1	258,96	+2,6%	233,11	261,70	104.708	+48,2%	27,11	+52,1%						
Totale	258,10	+6,0%	0,00	261,70	269.400	+16,0%	69,53	+23,0%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

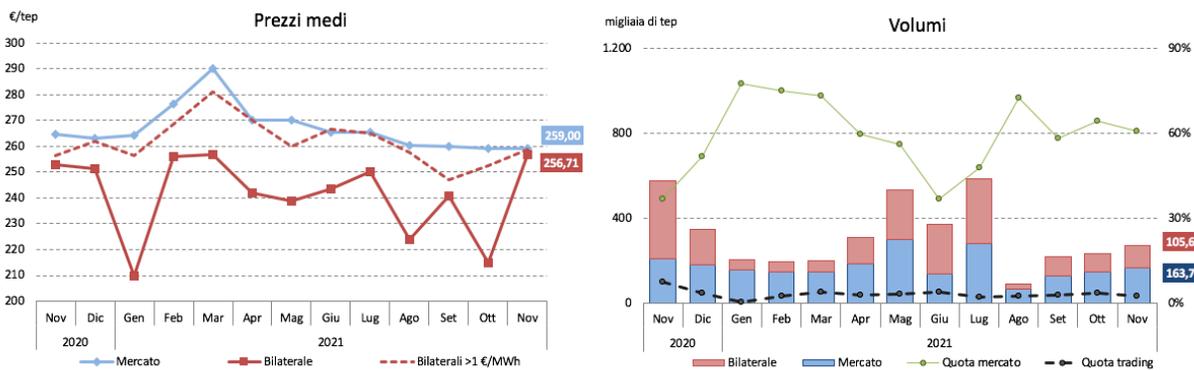


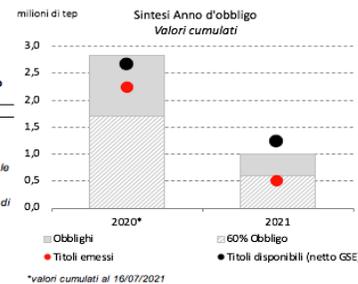
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	€/tep						
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	tep	tep
17	259,62	557.959	239.844	256,77	206.043	250,00	2.686.081	66.289.677	1.466.008	

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

**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.

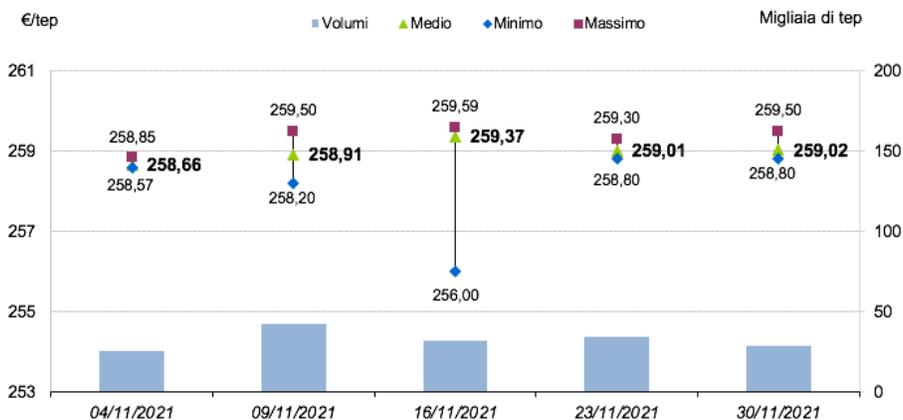


L'analisi delle singole sessioni mostra quotazioni medie pressoché stabili nell'intorno dei 259 €/tep. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta, fatta eccezione per la sessione del 16 novembre in cui risulta pari a circa 3,6 €/tep, si attesta mediamente

poco sotto 1 €/tep, sostanzialmente in linea rispetto a quanto rilevato lo scorso ottobre. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni mostrano un calo a 32,7 mila tep, con un massimo di 42 mila tep raggiunto nella sessione del 9 novembre.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nel mese di novembre il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, si porta a 0,81 €/MWh (+40% su ottobre). Più intensa la crescita delle quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale (0,51 €/MWh, +124%), con un differenziale col prezzo di mercato che pertanto scende a 0,30 €/MWh. L'analisi per tipologia sul MGO mostra un diffuso apprezzamento delle quotazioni,

con prezzi che variano tra i 0,70 €/MWh della categoria Altro e 0,83 €/MWh dell'Idroelettrico. Sulla PBGO, invece, i prezzi variano tra i 0,15 €/MWh della tipologia Idroelettrico, ed i 0,71 €/MWh dell'Eolico.

I volumi scambiati scendono sul mercato a 57 mila MWh (-57% rispetto al mese precedente) e a 2,2 TWh sulla piattaforma bilaterale (-5%).

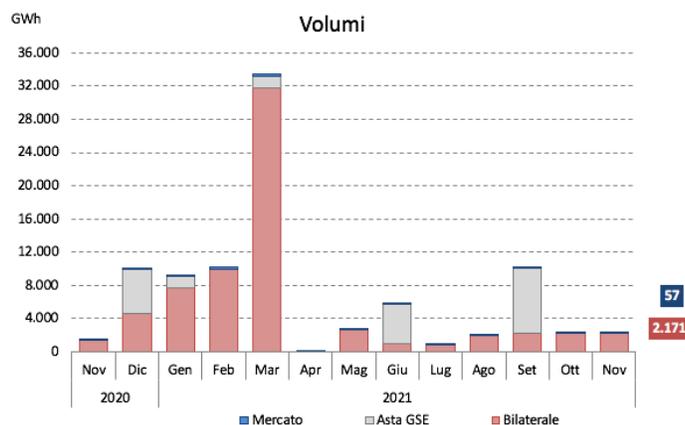
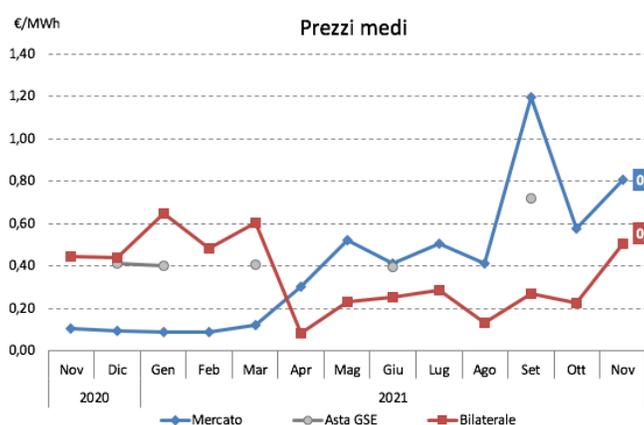
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi		Controvalore		
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	0,81	+40,0%	0,65	0,90	56.988	-56,5%	45.943	-39,1%
Bilaterali	0,51	+123,7%	0,00	1,98	2.170.547	-4,7%	1.099.348	+113,2%
con prezzo >0	0,52	+131,2%	0,04	1,98	2.100.607	-7,8%	1.099.348	+113,2%
Totale	0,51	+109,5%	0,00	1,98	2.227.535	-7,5%	1.145.291	+93,8%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

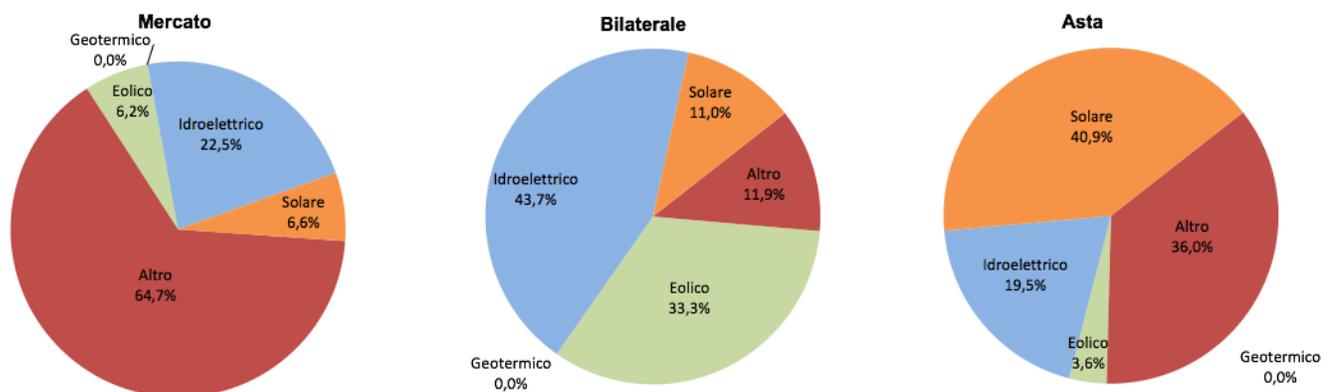


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2021 mostra la predominanza della tipologia Altro

sul mercato (65%), della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (44%) e di quelle Solare e Altro in asta (41% e 36%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2021

Fonte: dati GME



MERCATO DEL PETROLIO: VERSO UNO SQUILIBRIO STRUTTURALE?

Di Lisa Orlandi (RIE)

(continua dalla prima)

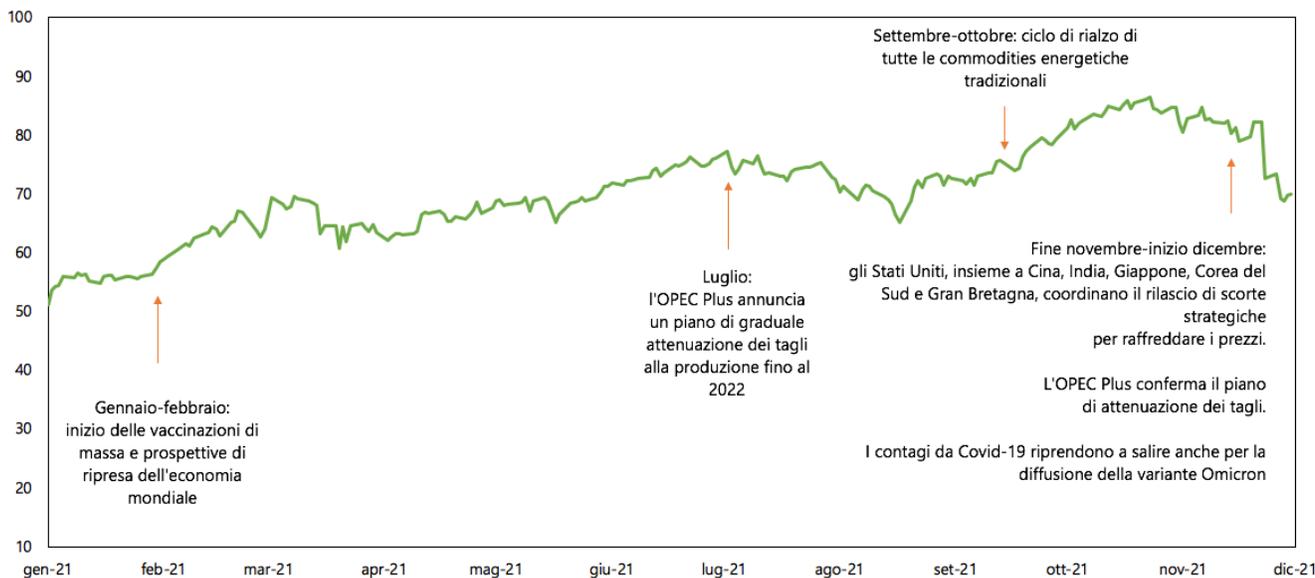
Ma riavvolgiamo il nastro e concentriamoci sull'oggi, per poi passare alle ipotesi sul domani. Il 2020 si era concluso con un valore medio del Brent Dated - greggio di riferimento europeo - prossimo a 43 doll/bbl, in significativo calo rispetto ai 64 doll/bbl registrati mediamente nel 2019. Dopo crolli importanti sino a maggio, si era assistito ad una stabilizzazione attorno a quota 40 durante i mesi estivi e ad una ripresa nell'ultima parte dell'anno, in ragione delle speranze legate all'avvio imminente delle vaccinazioni di massa e del taglio storico alla produzione deciso dall'Alleanza OPEC Plus, guidata dall'asse russo-saudita. Il rialzo si consolida nel 2021, con prezzi che in media annua potrebbero attestarsi attorno ai 70 dollari¹.

Il confronto tra i due anni dell'era post-Covid risulta particolarmente significativo in quanto l'attenzione si sposta, in parte, dal lato della domanda a quello dell'offerta. Se nel 2020 il mercato è stato principalmente condizionato da uno shock lato domanda senza precedenti, cui l'OPEC Plus ha saputo efficacemente rispondere, il 2021 si è inserito in uno scenario di ripresa dei consumi a fronte di una potenziale instabilità lato offerta. Sullo sfondo, le incertezze legate all'evoluzione della pandemia, ancora lontana da una sua definitiva risoluzione e quindi in grado di modificare in modo rilevante gli equilibri di mercato. Attraverso fasi diverse, in termini di intensità e di direzione delle oscillazioni registrate, il prezzo del greggio ha seguito per quasi tutto il 2021 una dinamica rialzista, pur in un clima segnato da politiche dirette

a un rapido ridimensionamento del suo ruolo per rispettare gli obiettivi di decarbonizzazione. Dopo aver chiuso il mese di gennaio attorno ai 55 doll/bbl, tra febbraio e aprile le quotazioni oscillano nel range 62-65 doll/bbl: nonostante l'impatto delle nuove varianti del Covid-19 e il conseguente persistere di forti ostacoli alla piena ripartenza delle attività economiche, il mercato si mostra in tenuta anche grazie alla decisione unilaterale dell'Arabia Saudita di procedere ad un taglio addizionale volontario della produzione, oltre a quelli già concordati in seno all'OPEC Plus². Maggio ha segnato un punto di svolta sulla strada del recupero dell'economia mondiale. Il petrolio, con una media mensile prossima a 69 doll./bbl, ne ha chiaramente beneficiato, anche se il dibattito sul suo futuro ruolo si è fatto, al contempo, sempre più acceso. L'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE), nel report Net Zero by 2050 pubblicato a maggio, ha delineato uno scenario teorico improntato al conseguimento dell'obiettivo di Parigi e della neutralità climatica entro metà secolo; al suo interno emerge l'impatto che la piena attuazione dei piani di decarbonizzazione determinerebbe sull'industria petrolifera, con un taglio quasi obbligato degli investimenti per la scoperta di nuovi giacimenti. Un taglio che andrebbe a sommarsi ai sotto-investimenti cronici che si registrano dal 2015 in avanti e che inducono gli analisti a mettere sul piatto eventuali divergenze temporali tra riduzione della domanda e riduzione dell'offerta: arrivando ad un mismatch con possibili implicazioni lato prezzi.

Andamento del Brent nel 2021 (mil. doll/bbl)

Fonte: elaborazioni RIE su dati ICE



(continua)

Nei mesi estivi si registra un ulteriore avanzamento. Le proiezioni ottimistiche sull'andamento economico globale e l'aumento dei consumi petroliferi – anche associato alla ripartenza del comparto turistico – favoriscono una nuova spinta al rialzo dei prezzi che arrivano a superare in media mensile i 70 doll/bbl, valore attorno a cui stazionano fino ad agosto. Proprio in quest'ultimo mese, l'OPEC Plus inizia a implementare il complesso accordo di attenuazione dei tagli siglato nella seconda metà di luglio, secondo il quale la produzione del gruppo di paesi coinvolti aumenterà di 400.000 barili al giorno ogni mese, al fine di riportare l'output ai livelli pre-pandemia entro la fine del 2022. Una decisione che non ferma la corsa del greggio.

La fine dell'estate si connota, infatti, per un forte rally dei prezzi di tutte le commodities energetiche. Il petrolio non fa eccezione e, tra settembre e novembre, esibisce importanti movimenti al rialzo, collocandosi in misura prevalente nella fascia 75-85 doll/bbl. Una simile escalation ha indotto il Presidente americano Joe Biden, sotto pressione per l'aumento dei prezzi della benzina sul mercato interno, a sfidare l'OPEC Plus colpevole – a suo dire - di non aver accolto l'invito ad aumentare la produzione in modo più rapido di quanto già definito. A fine novembre, coordinandosi con Cina, India, Giappone, Corea del Sud e Gran Bretagna, gli Stati Uniti hanno così annunciato il rilascio di scorte strategiche con l'obiettivo esplicito di raffreddare i prezzi. A prescindere dai volumi interessati, l'operazione condiziona gli equilibri geopolitici mondiali; oltre al fatto che USA e Cina siedono dalla stessa parte, è la prima volta che un gruppo di paesi assume una decisione di questo tipo – peraltro al preciso scopo di ridurre i prezzi - senza l'egida dell'Agenzia Internazionale per l'Energia che, al contrario, vi ha esplicitamente preso le distanze. Un precedente che sicuramente lascerà il segno. Biden, dal canto suo, si è trovato sprovvisto del “cuscino” fornito dallo shale oil che, negli anni pre-Covid, reagiva in tempo reale ad ogni aumento delle quotazioni innescando una crescita produttiva che a sua volta agiva al ribasso a danno dei produttori mediorientali e nordafricani. Lo tsunami dello scorso anno ha infatti indebolito in modo sensibile le imprese indipendenti³ americane, costrette ad una severa disciplina finanziaria alla pari delle oil majors. Contrariamente alle aspettative di Biden, il mercato ha inizialmente reagito all'annuncio con un aumento dei prezzi, nella convinzione che l'OPEC Plus avrebbe deciso, nell'imminenza del vertice del 2 dicembre, di richiudere i rubinetti petroliferi. Tuttavia, la conferma del piano di attenuazione dei tagli e, soprattutto, le crescenti preoccupazioni per il diffondersi della variante Omicron del coronavirus (associata ad un aumento importante dei contagi su scala mondiale) hanno sortito l'effetto sperato dal Presidente americano, pur non essendone lui l'artefice. Dai valori superiori agli 80 dollari di fine novembre, le quotazioni sono scese a inizio dicembre nell'intorno di quota 70 con movimenti giornalieri

particolarmente bruschi. La variabile di maggior peso è, ancora una volta, la pandemia.

Secondo le previsioni di Rystad Energy, infatti, la nuova variante potrebbe costare al mercato globale del petrolio una riduzione dei consumi fino a 3 milioni di barili al giorno da qui a marzo 2022⁴.

Nel tentativo di contenere il rischio, diversi paesi hanno già annunciato strette sui voli provenienti dall'Africa del Sud e, in attesa di capire l'efficacia dei vaccini, si avanzano ipotesi sul ritorno diffuso delle restrizioni. Nonostante le incertezze legate a Omicron, nel vertice di inizio dicembre l'OPEC Plus ha ribadito di voler procedere a regolare la produzione secondo i piani, ritenendo che allo stato attuale non sussista un pericolo concreto di forte riduzione della domanda ma riservandosi di monitorare la situazione con cadenza mensile. In sintesi, il 2021 si chiude con uno scenario nuovamente compromesso dal coronavirus e dalle sue mutazioni. La volatilità dei prezzi manifestatasi durante l'anno e le incertezze di breve termine sono strettamente legate al corso della pandemia e alla sua capacità di condizionare la domanda di petrolio. Tuttavia, la situazione appare meno drammatica di un anno fa, quel che induce a ritenere poco probabile il verificarsi di ondate di contagio e susseguenti misure restrittive paragonabili a quelle del 2020.

La futura offerta è a rischio

La volatilità congiunturale del greggio potrebbe, però, cedere il passo ad una volatilità strutturale che ha i suoi prodromi nel crollo degli investimenti in esplorazione e produzione avviatosi a partire dal 2015: dapprima per ragioni di carattere strategico e finanziario e, successivamente, per le incertezze connesse agli sviluppi del coronavirus e per l'accelerazione delle politiche di decarbonizzazione annunciate dai diversi paesi del mondo. La pandemia ha confermato – semmai ce ne fosse stato bisogno – che il petrolio ha ancora un ruolo centrale nella quotidianità. Pertanto, il sottodimensionamento degli investimenti upstream potrebbe rivelarsi il detonatore di un nuovo shock petrolifero: il suo concretizzarsi determinerebbe, infatti, un aumento dei prezzi difficile da gestire.

Il livello attuale degli investimenti si attesta al di sotto dei 400 miliardi di dollari, un dato che si confronta con gli oltre 800 miliardi del 2014. Il calo riguarda tutti i tipi di operatori, dalle majors internazionali sempre più attente a diversificare le loro attività, alle indipendenti americane protagoniste della shale revolution, che stanno virando verso una maggiore disciplina finanziaria, financo (benché in misura minore) alle compagnie nazionali dei principali paesi produttori che – con poche eccezioni, tra cui Saudi Aramco e Abu Dhabi National Oil Company – stanno frenando gli investimenti.

In assenza di un'inversione di rotta, i rischi connessi a questa duratura frenata sono elevati. Quel che sta accadendo sul mercato del gas – con prezzi spot a livelli mai raggiunti e tali da determinare una vera e propria crisi energetica – è

(continua)

indicativo di quel che può succedere quando lo squilibrio strutturale tra domanda e offerta prende a concretizzarsi. Al netto degli eventi cogenti legati alla pandemia, infatti, la domanda petrolifera riprenderà il suo corso e – seppur ridimensionata rispetto al passato – non scomparirà: dovrà quindi fare i conti con un’offerta che arranca sempre di più, pervenendo alla tanto temuta tightness del mercato e, con essa, al rischio di un forte strappo al rialzo dei prezzi.

Una consapevolezza, quest’ultima, che non può essere ignorata, specie in considerazione del fatto che non esiste alcun scenario energetico che azzeri il contributo del petrolio: nemmeno in un orizzonte di lungo termine quale il 2050 e nemmeno nella traiettoria teorica che ipotizza a metà secolo il raggiungimento della neutralità climatica su scala mondiale.

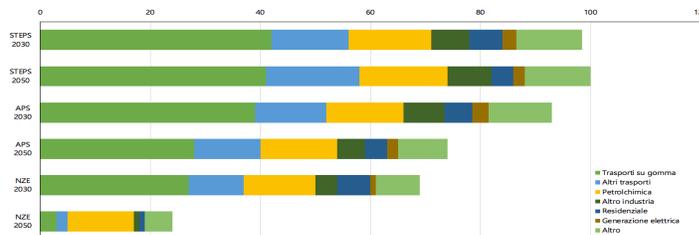
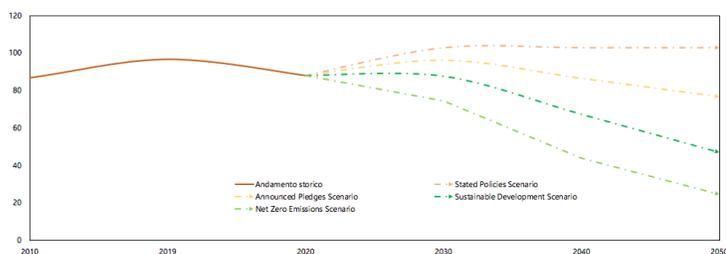
Gli scenari di lungo termine dell’AIE: la domanda di petrolio non scompare

Osservando le proiezioni relative al petrolio elaborate dall’Agenzia Internazionale per l’Energia nel suo ultimo World Energy Outlook (WEO), si nota che la domanda di petrolio

diminuisce in tutti gli scenari⁵ ma i tempi e l’intensità del calo variano enormemente. Nello STEPS⁶, i consumi superano i livelli del 2019 entro il 2023 per poi raggiungere il livello massimo di 104 milioni di barili al giorno (mil. bbl/g) a metà del decennio 2030; negli ultimi vent’anni del periodo di proiezione, il calo è del tutto marginale, con un valore assoluto pari a 103 mil. bbl/g nel 2050. In questo scenario, il ruolo del petrolio rimane centrale sia nei trasporti che nella petrolchimica. Nell’APS⁷, invece, il picco di domanda viene raggiunto subito dopo il 2025, a 97 mil. bbl/g, mentre nel ventennio successivo riporta un calo di 1 mil. bbl/g l’anno portandosi a fine periodo a 77 mil. bbl/g. A determinare questa dinamica nell’ultima parte del periodo di proiezione sono i minori consumi dei paesi che hanno obiettivi di neutralità climatica. Le riduzioni più importanti sono, infine, quelle delineate dagli scenari SDS e NZE⁸ in cui la domanda petrolifera mondiale scende rispettivamente a 87 e 72 mil. bbl/g nel 2030 e a 47 e 24 mil. bbl/g al 2050. In questi due outlook, particolarmente ambiziosi in termini di obiettivi climatici e di sviluppo sostenibile, l’uso del petrolio aumenta solo nel settore petrolchimico.

La domanda petrolifera nei principali scenari AIE (mil. bbl/g)

Fonte: elaborazioni RIE su dati AIE, WEO 2021



Al di là dei diversi esiti a cui gli scenari pervengono, è possibile formulare alcune considerazioni generali:

- Fino al 2030 il petrolio mantiene un ruolo centrale in tutti gli scenari, anche i più ambiziosi. Rispetto al 29% del 2020, il peso di questa fonte sul mix mondiale varia dal 25% dello scenario NZE al 30% dello STEPS nei prossimi dieci anni, confermando l’elevata inerzia che caratterizza il sistema energetico nel suo complesso.
- Risulta chiaro che gran parte degli sforzi di riduzione si

concentrerà nel ventennio 2030-2050; tuttavia, la distanza tra il “dove stiamo andando” rappresentata dall’APS e il “dove dovremmo andare” (NZE) rimane enorme. Lo scenario che incorpora gli impegni annunciati sul clima mantiene infatti un’incidenza del petrolio sulla domanda mondiale pari al 22% al 2050, esibendo un calo di appena 7 punti percentuali rispetto all’oggi. Di ben altra intensità la riduzione prospettata nello scenario NZE dove la fonte in esame arriverebbe a contare per l’8% appena.

Il peso del petrolio sul mix energetico mondiale nei principali scenari AIE

Fonte: AIE, WEO 2021

	2020	2030	2050
STEPS	29%	30%	27%
APS	29%	28%	22%
SDS	29%	28%	15%
NZE	29%	25%	8%

- Lo zoccolo duro dei consumi continua ad essere rappresentato dalla petrolchimica e dai trasporti (inclusi quelli su gomma). Questi ultimi, in particolare, crollano solo nello scenario NZE all'orizzonte 2050.
- La produzione sarà sempre più concentrata nei paesi OPEC e in Russia: paesi ricchi di riserve grazie alla grande dimensione dei giacimenti esistenti e al loro lento tasso di declino. Al 2050, la dipendenza dalle forniture provenienti da questo gruppo di produttori varia dal 53% dello scenario STEPS ad oltre il 60% dello scenario NZE.
- Infine, l'andamento dei consumi delineato dall'AIE nei diversi scenari desta non poche preoccupazioni circa la capacità dell'offerta di farvi fronte, soprattutto nei prossimi dieci anni ma anche oltre. La scarsità di investimenti che si protrae da sette anni a questa parte, accentuata in modo grave dalla crisi sanitaria ed economica, si tramuterà – con buone probabilità – in una scarsità di offerta che renderà il mercato estremamente vulnerabile a forti strappi al rialzo dei prezzi.

¹ Stima basata sulle quotazioni giornaliere del Brent Dated fino al 2 dicembre 2021.

² Taglio pari a 1 mil. bbl/g da attuarsi nei mesi di febbraio, marzo e aprile.

³ Imprese concentrate nella fase di produzione; in questo caso si fa riferimento alle compagnie americane attive nella produzione di olio da scisti.

⁴ Previsioni di Rystad Energy, autorevole società di ricerca e consulenza norvegese.

⁵ Nell'ultimo WEO, gli scenari proposti sono quattro. Lo Stated Policies Scenario (STEPS) è fondato su una dettagliata ricognizione di tutte le politiche messe in atto dai governi o in fase di implementazione. L'Announced Pledges Scenario (APS), invece, incorpora gli impegni sul clima assunti dai diversi Paesi in preparazione a COP26, inclusi i contributi nazionali volontari (NDC) e i target di lungo termine sull'azzeramento delle emissioni nette presentati da oltre 50 Stati. L'APS presuppone, inoltre, che detti impegni e target vengano pienamente e puntualmente conseguiti. Ancora più ambizioso il Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE), che delinea una traiettoria in grado di stabilizzare l'aumento della temperatura globale intorno a +1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali realizzando, al contempo, obiettivi di sviluppo sostenibile rilevanti per il settore energetico. Viene, infine, descritto il Sustainable Development Scenario (SDS), simile al NZE ma meno ambizioso sui tempi di conseguimento della neutralità climatica che viene tragguardata entro il 2070.

⁶ Cfr. nota 4.

⁷ Ivi.

⁸ Ivi.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione del 23 novembre 2021 n. 522/2021/R/eel | “Verifica degli emendamenti agli schemi contrattuali della società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e della società Terna S.p.A. per il coupling unico del giorno prima e il coupling unico infragiornaliero” | pubblicata in data 25 novembre 2021 | Download <https://www.arera.it/it/docs/21/522-21.htm>

Con la Deliberazione 522/2021/R/eel, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha positivamente verificato gli schemi contrattuali di cui all'oggetto trasmessi dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) e da Terna S.p.A., modificati al fine di introdurre, inter alia, i nuovi principi di governance congiunta dei Nominated Electricity Market operators (NEMO) e dei Transmission System Operators (TSO), per la gestione del Single Day-Ahead Coupling (SDAC) e del Single Intraday Coupling (SIDC) UE. Le modifiche apportate prevedono altresì ulteriori condizioni di adesione ai progetti SDAC e SIDC da parte dei NEMO e/o TSO operanti in Paesi non soggetti all'ambito di applicazione del Regolamento (UE) 2015/1222 (c.d. CACM).

Al riguardo si rappresenta che le suddette modifiche sono finalizzate al miglioramento del processo decisionale dei progetti di coupling unico del giorno prima ed infragiornaliero, favorendone, al contempo, l'estensione geografica a beneficio di tutti gli operatori del mercato elettrico europeo.

Nello specifico, con la delibera in oggetto, l'ARERA ha approvato, inter alia, gli emendamenti introdotti:

- allo schema di contratto “Day Ahead Operations Agreement” (DAOA);
- allo schema di contratto “Intra Day Operations Agreement” (IDOA);
- allo schema di contratto “All NEMO Day-Ahead Operational Agreement” (ANDOA);
- allo schema di contratto “All NEMO Intra Day Operational Agreement” (ANIDOA);
- allo schema di contratto “All NEMO Cooperation Agreement” (ANCA).

Deliberazione del 23 novembre 2021 n. 521/2021/R/eel | “Approvazione delle proposte di modifica al regolamento della piattaforma dei conti energia a termine, avanzate dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.” | pubblicata in data 26 novembre 2021 | Download <https://www.arera.it/it/docs/21/521-21.htm>

Comunicato del GME | “Deliberazione ARERA 521/2021/R/

eel del 23 novembre 2021 - Approvazione delle modifiche al Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)” | del 29 novembre 2021 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con la Deliberazione 521/2021/R/eel, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha approvato le modifiche al Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (nel seguito: Regolamento PCE), apportate dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) in conseguenza dell'integrazione del mercato elettrico italiano con il Single Intraday Coupling europeo (SIDC).

Le predette modifiche - entrate in vigore, ai sensi dell'articolo 3, comma 3.6, del medesimo Regolamento PCE, in data 21 settembre u.s. con la pubblicazione sul sito internet del GME - sono state effettuate al fine di adeguare il relativo testo alle disposizioni normative applicabili in relazione ai limiti di prezzo previsti nell'ambito del market coupling europeo.

Nello specifico, dette modifiche si sono rese necessarie per recepire, nel Regolamento PCE, i limiti ai prezzi delle transazioni di cui all'ACER Decision No.04-2017 (“maximum and minimum clearing prices for single day-ahead coupling”).

A completamento, si segnala che, il GME ha dato tempestiva informativa agli operatori circa gli esiti della suddetta procedura di approvazione, pubblicando, sul proprio sito internet, apposito comunicato in data 29 novembre u.s..

AMBIENTALI

Decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199 | “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” | pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. n. 285 del 30 novembre 2021 | Download <https://www.gazzettaufficiale.it>

Con il Decreto legislativo 8 novembre 2021 n.199, recante “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” (nel seguito: D.lgs. 8 novembre 2021), il Governo italiano ha introdotto talune disposizioni relative alla promozione dell'energia da fonti rinnovabili, con la finalità di incrementare il percorso di crescita sostenibile del Paese, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico. In particolare, il D.lgs. 8 novembre 2021 definisce gli strumenti, i meccanismi e gli incentivi - nonché il quadro istituzionale, finanziario e giuridico di riferimento - necessari per il raggiungimento degli obiettivi comunitari di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050.

Tra le principali misure di supporto alla sostenibilità ambientale

Novità normative di settore

funzionali al conseguimento dei predetti obiettivi, il citato Decreto prevede, inter alia: i. la promozione degli accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine (nel seguito: PPA); ii. l'estensione del sistema delle "garanzie di origine" (nel seguito: GO o garanzie di origine) anche ad ulteriori fonti di produzione di energia rinnovabile diverse da quelle elettriche.

Nello specifico, per quanto concerne i PPA, l'articolo 28 del D.lgs. 8 novembre 2021 prevede che l'attività di promozione degli strumenti per la negoziazione di tali accordi sia articolata in due fasi, successive tra loro:

- una prima fase, nella quale il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) è chiamato a realizzare, entro 180 giorni dall'entrata in vigore del Decreto, una bacheca informatica con lo scopo di promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di tali contratti;
- una seconda fase, nella quale, in base all'evoluzione del mercato dei PPA e della liquidità della domanda e dell'offerta - oggetto di specifici rapporti di monitoraggio forniti dal GME nel corso della prima fase - il Ministero della Transizione Ecologica (MITE) può fornire indirizzi al GME stesso, affinché sia sviluppata una piattaforma di mercato organizzato, a partecipazione volontaria, per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili.

Con riferimento invece alle GO, l'articolo 46 del D.lgs. 8 novembre 2021 riordina le disposizioni precedentemente adottate dal Legislatore in materia, prevedendo in particolare che le garanzie di origine, emesse in favore dei produttori di energia rinnovabile da parte del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE), possano essere riferite, 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, ed essere valorizzate economicamente nell'ambito della "Piattaforma di scambio delle garanzie d'origine" (P-GO) gestita e organizzata dal GME. A tal riguardo, il medesimo articolo 46 del citato Decreto demanda tuttavia la definizione delle modalità attuative delle richiamate previsioni all'adozione di un successivo decreto da parte del MITE.

Si segnala infine che il D.lgs. 8 novembre 2021 è entrato in vigore in data 15 dicembre 2021.

GAS

Deliberazione 2 novembre 2021 474/2021/R/GAS |

"Approvazione della proposta di modifica del Codice di rigassificazione e dei corrispettivi per il servizio di flessibilità di virtual liquefaction della società Olt Offshore LNG Toscana S.p.A." | pubblicata il 5 novembre 2021 | Download <https://www.arera.it/docs/21/474-21.htm>

Con la pubblicazione della deliberazione 474/2021/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato le modifiche al Codice di rigassificazione (nel seguito: CdR) della società Olt Offshore LNG Toscana S.p.A. (nel seguito: OLT), finalizzate all'introduzione del servizio di virtual liquefaction¹, di cui alla deliberazione 190/2021/R/GAS, nonché di alcune integrazioni relative al meccanismo di "Use It or Lose It" (UIOLI) di cui all'articolo 14 dell'Allegato A della deliberazione n. 660/2017/R/GAS (c.d. TIRG²).

A tal riguardo, giova ricordare che, con la succitata deliberazione 190/2021/R/GAS, l'Autorità aveva introdotto talune modifiche nel TIRG, prevedendo, inter alia, la possibilità per le imprese di rigassificazione di offrire, nell'ambito dei servizi disponibili presso il proprio terminale, il c.d. servizio di virtual liquefaction.

OIL

Comunicato del GME | "PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali - I QUADRIMESTRE 2022" del 12 novembre 2021 | 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 dicembre 2021, 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 Gestore medesimo - 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 gennaio - aprile 2022. Nello stesso comunicato il GME ha ricordato che sono esclusi dalla rilevazione dei predetti dati i depositi di GPL ad uso autotrazione³.

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.

¹ Per "virtual liquefaction" si intende il servizio offerto dall'impresa di rigassificazione che consente allo "shipper" di consegnare gas al terminale e ricevere il corrispondente quantitativo energetico di gas liquido (GNL) in stoccaggio presso il medesimo terminale.

² "Testo integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto".

³ Circolare ministeriale n. 14614 del 5 giugno 2018

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.