

## APPROFONDIMENTI

# IL 2020 SECONDO I DATI DEL BP STATISTICAL REVIEW

di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

Arrivato alla sua 70° edizione, il BP Statistical Review of World Energy è dedicato all'analisi dei dati di un anno eccezionale come il 2020, che ha visto il diffondersi della più grave pandemia mondiale dell'ultimo secolo. Qual è stato il suo impatto sui mercati energetici globali? Quali fonti ne hanno risentito maggiormente? Se si guarda alla situazione globale dalla prospettiva della transizione energetica, come hanno impattato le misure di contenimento del virus sulle emissioni di anidride carbonica e sull'accelerazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER)? Ma soprattutto, questi cambiamenti sono transitori o perdureranno?

## Crollo della domanda di energia, cresce solo la Cina

Il 2020 si ricorderà per gli impatti sul vissuto quotidiano delle persone e per gli strascichi sull'economia mondiale. Il PIL mondiale ha subito un calo del 3,2% – che per l'area euro si inasprisce a -6,5% e per l'Italia a -8,9% –; il commercio mondiale si è contratto dell'8,5% e tutti i settori, tranne quelli legati alla salute, hanno subito perdite ingenti con un forte aumento del tasso di disoccupazione<sup>1</sup>.

Le misure di contenimento, che hanno ridotto al minimo gli spostamenti e contribuito a far chiudere numerose attività commerciali, oltre a incidere negativamente sull'andamento dell'economia, non potevano che produrre un effetto a cascata sui mercati energetici. Sul fronte della domanda, si è registrata una riduzione del 4,5% sul 2019, la più importante dal Secondo Dopoguerra, interrompendo il trend di crescita che ha seguito la crisi finanziaria del 2008-2009 (+1,9% m.a. tra il 2009 e il 2019). In termini assoluti, la riduzione è stata di circa 25 exajoule (si tratta di circa 600 mld tep)<sup>2</sup>: pari a quasi l'intero consumo della Russia. A pesare è soprattutto il calo registrato

nei paesi sviluppati che segnano -7,7% sull'anno precedente verso un più contenuto -2,4% delle economie in via di sviluppo. Degno di nota è il crollo dei consumi nell'Unione Europea (UE) dell'8,5% rispetto al calo medio annuo dello 0,3% del decennio precedente, superando nettamente anche la decrescita avvenuta a seguito della crisi 2008-2009 che aveva causato una riduzione del 6%. Tuttavia, un simile calo non ha prodotto un'accelerazione nei miglioramenti dell'intensità energetica (energia/output), ma una frenata dovuta alle negative performance dell'economia mondiale<sup>3</sup>.

A livello paese, la Cina si è confermata il principale consumatore nel mondo<sup>4</sup>, mantenendo il trend avviato nel 2009, anno in cui ha superato gli Stati Uniti. Inoltre, è tra i pochissimi paesi ad aver mantenuto nel 2020 un tasso di crescita positivo del 2%, seppur dimezzato rispetto a quello registrato nell'ultimo decennio. Per contro, Stati Uniti, India e Russia risultano i maggiori responsabili (43%) della riduzione della domanda di energia nel mondo, con un calo sul 2019 di 11 exajoule. Complessivamente, Cina, USA e India si confermano i maggiori consumatori, contando per il 48% della domanda mondiale.

## Mix energetico: accelerano le rinnovabili, si riduce la quota oil

Sul fronte delle fonti di energia, il 2020 ha visto accelerarsi l'erosione della quota petrolifera e in generale delle fonti fossili a fronte dell'avanzamento delle rinnovabili nel mix energetico globale; anche gas e carbone registrano un calo, seppur più contenuto del petrolio. A livello di quota di mercato è sempre il petrolio a mostrare la performance peggiore; pur mantenendosi la prima fonte di energia, il suo peso è sceso al 31% (-2 p.p. sul 2019), mentre il gas è salito di un punto al 25% e il carbone è

continua a pagina 25

## IN QUESTO NUMERO

### REPORT/ LUGLIO 2021

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 12

Mercati energetici Europa

pag 17

Mercati per l'ambiente

pag 21

### APPROFONDIMENTI

Il 2020 secondo i dati del BP Statistical Review

di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

### NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Record storico per il Pun a luglio, pari a 102,66 €/MWh (+170,1% sul 2020 e +21,1% su giugno), in corrispondenza di un ulteriore ripido incremento dei costi di generazione e di una domanda ai massimi degli ultimi due anni (MGP: 24,2 TWh, rispettivamente +3,2% e +8,2%, con liquidità del mercato che si porta al 78,6%). Mai così elevati anche i

prezzi di vendita sulla penisola, a 100/104 €/MWh, mentre la Sicilia sale a 115,30 €/MWh.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il baseload di Agosto 2021 chiude il periodo di contrattazione a 98,20 €/MWh (+8,3%). Resta negativo, infine, il segno per le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

### IL PUN

Proseguendo la dinamica rialzista dell'ultimo anno, il Pun raggiunge a luglio il massimo storico di 102,66 €/MWh (+17,68 €/MWh, +21,1% su giugno e +64,65 €/MWh, +170,1% sul 2020). L'andamento del prezzo riflette consumi ai massimi da agosto 2019 (36,6 GWh medi, rispettivamente +2,7 GWh e +1,1 GWh) e costi di generazione ancora progressivamente e significativamente crescenti lungo tutto il corso del mese, per effetto dei livelli record toccati dal gas e dalla CO2 (PSV:35,73 €/MWh, CO2: 53,28 €/ton). La spinta rialzista risulta solo in parte attenuata dalla crescita dell'import netto e, su base

annuale, da una maggiore offerta rinnovabile. Quanto osservato in Italia si rileva anche in Europa, dove le quotazioni sulle principali borse elettriche toccano livelli di assoluto rilievo (Germania, Francia e Svizzera a 78/81 €/MWh, rispettivamente massimo da novembre 2008 per la prima e da marzo 2012 per le altre).

L'analisi per gruppi di ore mostra prezzi tra i più elevati dell'ultimo decennio nelle ore di picco e ai massimi in quelle a basso carico e, in generale, sempre superiori ai 60 €/MWh come mai accaduto in passato, per un rapporto picco/baseload a 1,08 (-0,7 sul 2020) (Grafico 1 e Tabella 1).

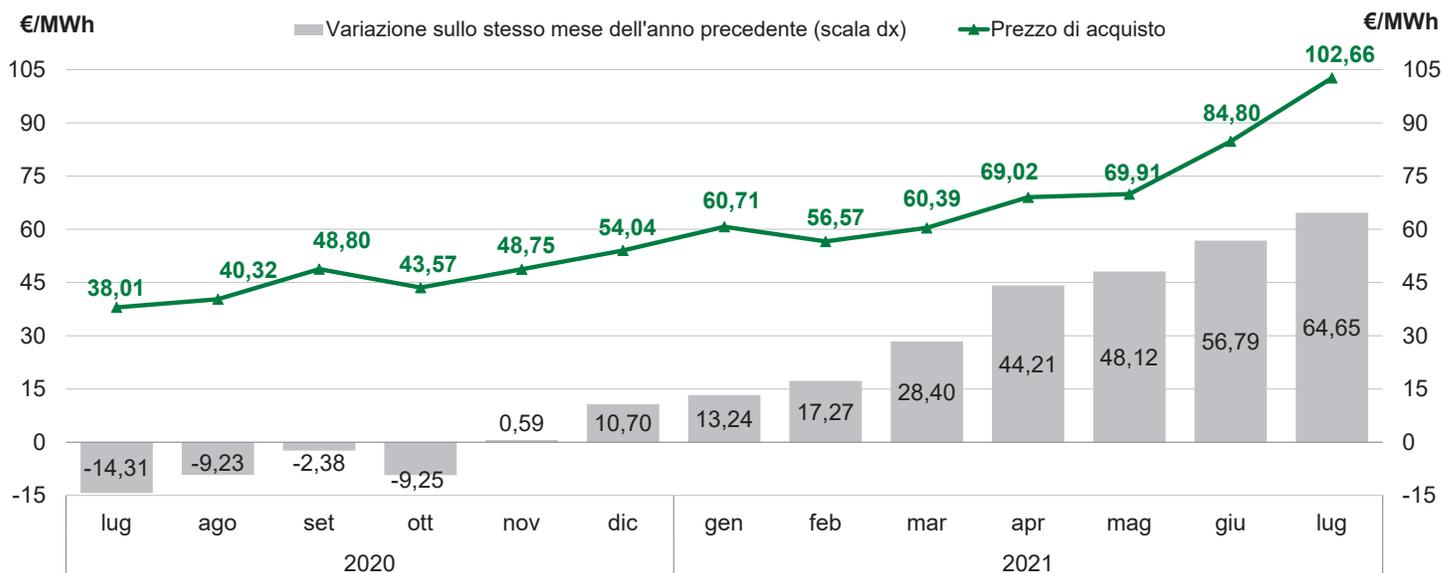
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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.		
<b>Baseload</b>	<b>102,66</b>	38,01	+64,65	+170,1%	<b>28.753</b>	+5,6%	<b>36.595</b>	+3,2%	<b>78,6%</b>	76,8%
<i>Picco</i>	111,31	43,65	+67,66	+155,0%	34.586	+6,3%	44.104	+3,9%	78,4%	76,6%
<i>Fuori picco</i>	97,90	34,68	+63,22	+182,3%	25.545	+6,0%	32.465	+3,6%	78,7%	76,9%
<i>Minimo orario</i>	60,00	11,49			18.236		24.176		69,9%	70,4%
<i>Massimo orario</i>	148,59	69,06			38.372		48.502		84,1%	83,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



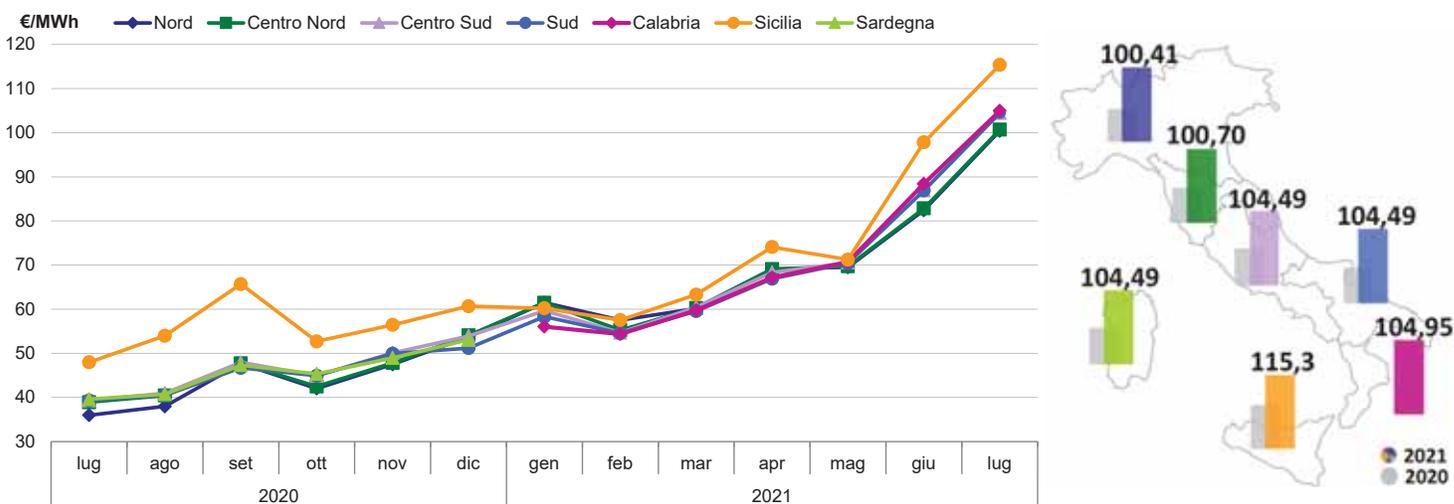
## I PREZZI ZONALI

Ai massimi storici anche i prezzi di vendita sulla penisola, attestatisi a 100/104 €/MWh (+18 €/MWh su giugno e +62/+65 €/MWh sul 2020), mentre si porta sul livello più elevato da giugno 2011 il prezzo in Sicilia (115,30 €/MWh, +18/+84 €/

MWh) che, nel suddetto contesto rialzista, risulta penalizzata anche dal restringimento del transito con la Calabria osservato in alcuni giorni di luglio, registrando prezzi massimi orari a 199 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



## I VOLUMI

Sale ai massimi da agosto 2019 l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 27,2 TWh (+3,2% sul 2020). Sempre in crescita da marzo, i volumi transitati nella borsa elettrica del GME risultano pari a 21,4 TWh (massimo da agosto 2008, +5,6%), ancora sostenuti soprattutto degli operatori nazionali non istituzionali e, lato vendita, anche

da quelli esteri. Terza flessione consecutiva, invece, per le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP, a 5,8 TWh (-4,9%) (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato, ai massimi da giugno 2013, sale al 78,6% (+1,8 punti percentuali sul 2020 e +2,8 p.p. su giugno) (Grafico 3).

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

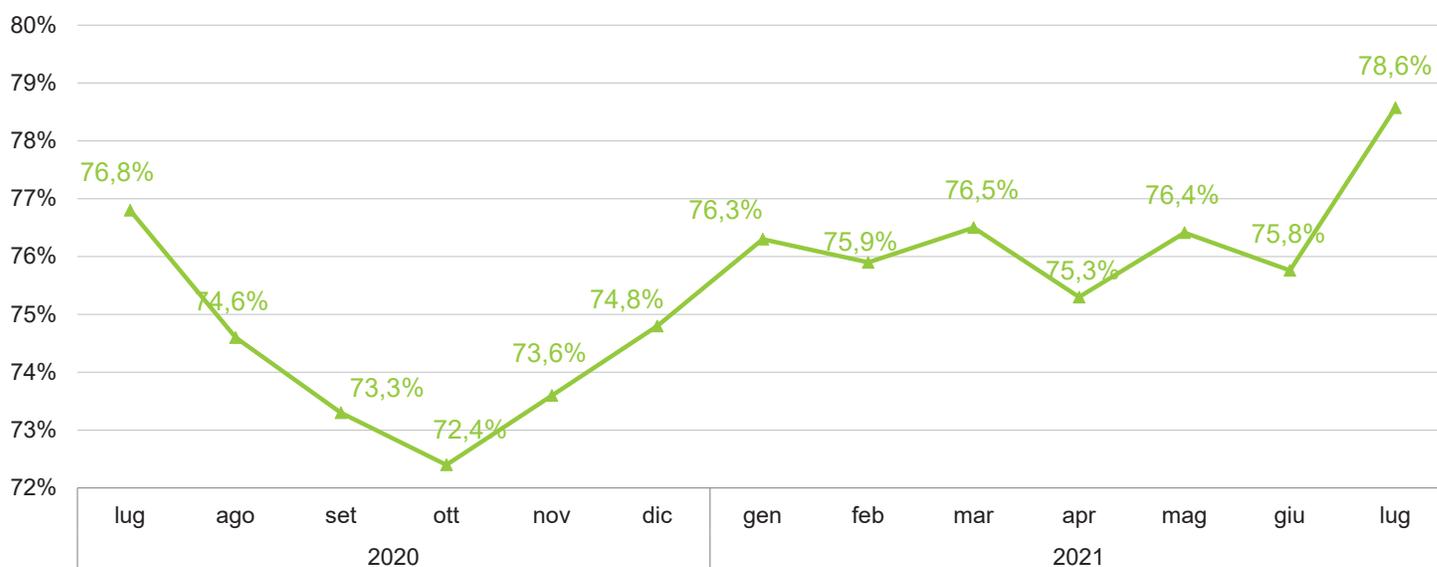
	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>21.392.448</b>	<b>+5,6%</b>	<b>78,6%</b>
Operatori	14.213.353	+2,8%	52,2%
GSE	2.569.758	-10,1%	9,4%
Zone estere	4.609.336	+29,2%	16,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.834.358</b>	<b>-4,9%</b>	<b>21,4%</b>
Zone estere	117.846	+18,7%	0,4%
Zone nazionali	5.716.512	-5,3%	21,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>27.226.805</b>	<b>+3,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>14.998.460</b>	<b>-10,8%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>42.225.266</b>	<b>-2,2%</b>	

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

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>21.392.448</b>	<b>+5,6%</b>	<b>78,6%</b>
Acquirente Unico	3.415.263	-14,3%	12,5%
Altri operatori	13.277.208	+15,5%	48,8%
Pompaggi	3.547	+26,2%	0,0%
Zone estere	176.980	-67,5%	0,7%
Saldo programmi PCE	4.519.450	+7,0%	16,6%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.834.358</b>	<b>-4,9%</b>	<b>21,4%</b>
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	10.353.808	-0,0%	38,0%
Saldo programmi PCE	-4.519.450	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>27.226.805</b>	<b>+3,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>534.681</b>	<b>-16,8%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>27.761.487</b>	<b>+2,7%</b>	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali, pari a 27,0 TWh, restano in crescita annuale (+4,7% sul 2020), con incrementi al Nord (+4,6%), al Centro Sud (+15,2%) e sulle isole (+5/+6%). Si confermano in decisa flessione, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,2 TWh (-67,5%), in riduzione su tutte le frontiere, in particolare

quella greca su cui permane la chiusura del transito con il Sud (Tabella 4).

Lato offerta, a fronte di importazioni ancora in forte crescita, pari a 4,7 TWh (+28,9%), soprattutto sulla frontiera francese, restano in riduzione annuale le vendite nazionali, scese a 22,5 TWh (-1,0%) (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	21.213.534	28.513	-2,1%	12.475.552	16.768	-1,6%	14.958.446	20.105	+4,6%
Centro Nord	1.619.017	2.176	-14,7%	1.392.964	1.872	-13,6%	2.314.692	3.111	-14,5%
Centro Sud	4.739.184	6.370	+3,9%	2.683.547	3.607	+19,3%	4.906.404	6.595	+15,2%
Sud	3.968.706	5.334	-46,4%	2.611.891	3.511	-39,6%	1.804.382	2.425	-18,0%
Calabria	2.344.328	3.151	-	1.599.355	2.150	-	562.359	756	-
Sicilia	2.155.296	2.897	-10,3%	785.810	1.056	-19,0%	1.671.791	2.247	+5,2%
Sardegna	1.439.583	1.935	+0,9%	950.505	1.278	+8,0%	831.752	1.118	+6,3%
<b>Totale nazionale</b>	<b>37.479.648</b>	<b>50.376</b>	<b>-4,8%</b>	<b>22.499.623</b>	<b>30.241</b>	<b>-1,0%</b>	<b>27.049.826</b>	<b>36.357</b>	<b>+4,7%</b>
Estero	4.745.618	6.379	+24,2%	4.727.182	6.354	+28,9%	176.980	238	-67,5%
<b>Sistema Italia</b>	<b>42.225.266</b>	<b>56.754</b>	<b>-2,2%</b>	<b>27.226.805</b>	<b>36.595</b>	<b>+3,2%</b>	<b>27.226.805</b>	<b>36.595</b>	<b>+3,2%</b>

## LE FONTI

Il calo delle vendite nazionali si concentra sulle fonti tradizionali (-6,9%), la cui riduzione interessa solo gli impianti a ciclo combinato (-9,7%), estesa a tutte le zone ad eccezione di Centro Sud e Sardegna, mentre si conferma in netta crescita il carbone (+75,8%) sulla penisola, nonostante costi di emissione all'ennesimo massimo storico. In aumento, invece, le vendite da impianti rinnovabili (+6,1%),

ai massimi degli ultimi sette anni per il mese di luglio, trainate soprattutto dall'eolico (+30,5%), in calo solo al Sud, e dall'idrico (+5,5%) al Nord e Centro Sud. In termini di struttura delle vendite, la quota delle vendite rinnovabili sale al 42,1%, in crescita di circa 3,0 punti percentuali, sottratti al gas, sceso al 48,1%, e sale di quasi 2 punti percentuali anche il carbone (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
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>8.950</b>	<b>-5,1%</b>	<b>787</b>	<b>-13,7%</b>	<b>2.239</b>	<b>+9,2%</b>	<b>1.991</b>	<b>-50,9%</b>	<b>1.702</b>	-	<b>551</b>	<b>-35,8%</b>	<b>920</b>	<b>+3,6%</b>	<b>17.140</b>	<b>-5,8%</b>
Gas	8.028	-7,4%	735	-11,5%	1.672	+0,1%	1.582	-57,5%	1.563	-	515	-35,5%	461	+10,1%	14.554	-9,7%
Carbone	161	+5127,7%	-	-	345	+106,5%	258	+301,7%	0	-	-	-	387	-7,9%	1.151	+75,8%
Altre	761	+0,6%	52	-35,8%	222	+4,2%	152	-44,2%	139	-	36	-39,3%	72	+47,7%	1.435	+0,2%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>7.489</b>	<b>+2,6%</b>	<b>1.085</b>	<b>-13,6%</b>	<b>1.339</b>	<b>+40,5%</b>	<b>1.519</b>	<b>-13,6%</b>	<b>448</b>	-	<b>505</b>	<b>+13,5%</b>	<b>358</b>	<b>+21,0%</b>	<b>12.744</b>	<b>+6,1%</b>
Idraulica	5.457	+3,0%	186	-34,9%	602	+65,0%	460	-16,1%	152	-	151	+0,0%	84	+10,5%	7.092	+5,5%
Geotermica	-	-	634	+0,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	634	+0,8%
Eolica	11	+84,1%	21	+58,1%	280	+46,6%	687	-6,7%	218	-	204	+38,6%	136	+37,9%	1.555	+30,5%
Solare e altre	2.021	+1,2%	245	-25,5%	457	+15,1%	373	-21,3%	78	-	150	+2,2%	138	+13,8%	3.463	-0,1%
<b>Pompaggio</b>	<b>329</b>	<b>+6,6%</b>	-	-	<b>29</b>	<b>+40,2%</b>	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	<b>358</b>	<b>+8,7%</b>
<b>Totale</b>	<b>16.768</b>	<b>-1,6%</b>	<b>1.872</b>	<b>-13,6%</b>	<b>3.607</b>	<b>+19,3%</b>	<b>3.511</b>	<b>-39,6%</b>	<b>2.150</b>	-	<b>1.056</b>	<b>-19,0%</b>	<b>1.278</b>	<b>+8,0%</b>	<b>30.241</b>	<b>-1,0%</b>

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

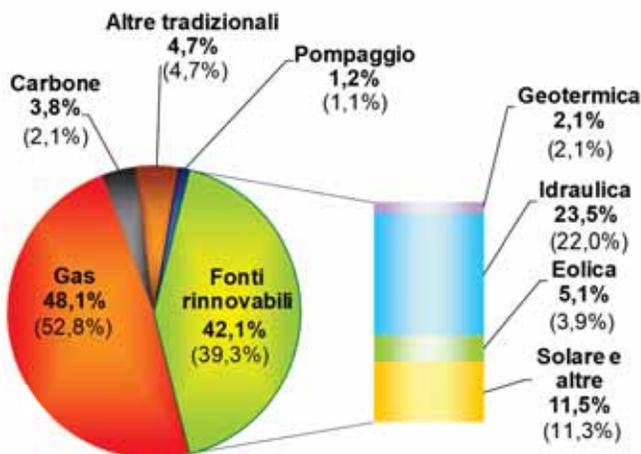
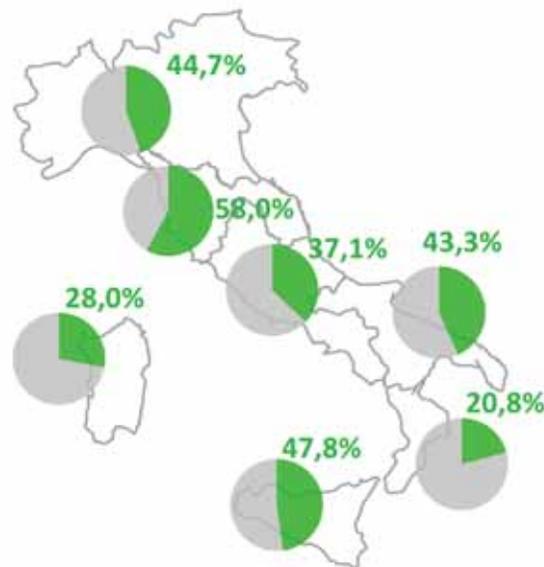


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

## LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto dell'Italia sale a luglio a 4,6 TWh, risultando ancora in decisa crescita sul 2020 (+44,8%). L'aumento si concentra in particolare sulla frontiera francese, in corrispondenza di un innalzamento della NTC e di quotazioni della zona Nord superiori nel 92,1% delle ore

a quelle transalpine (+51,3 p.p.). Analoghe dinamiche anche sulle altre frontiere settentrionali e su quella montenegrina, mentre restano quasi nulli i flussi dalla Grecia in corrispondenza della perdurante chiusura del transito con il Sud (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

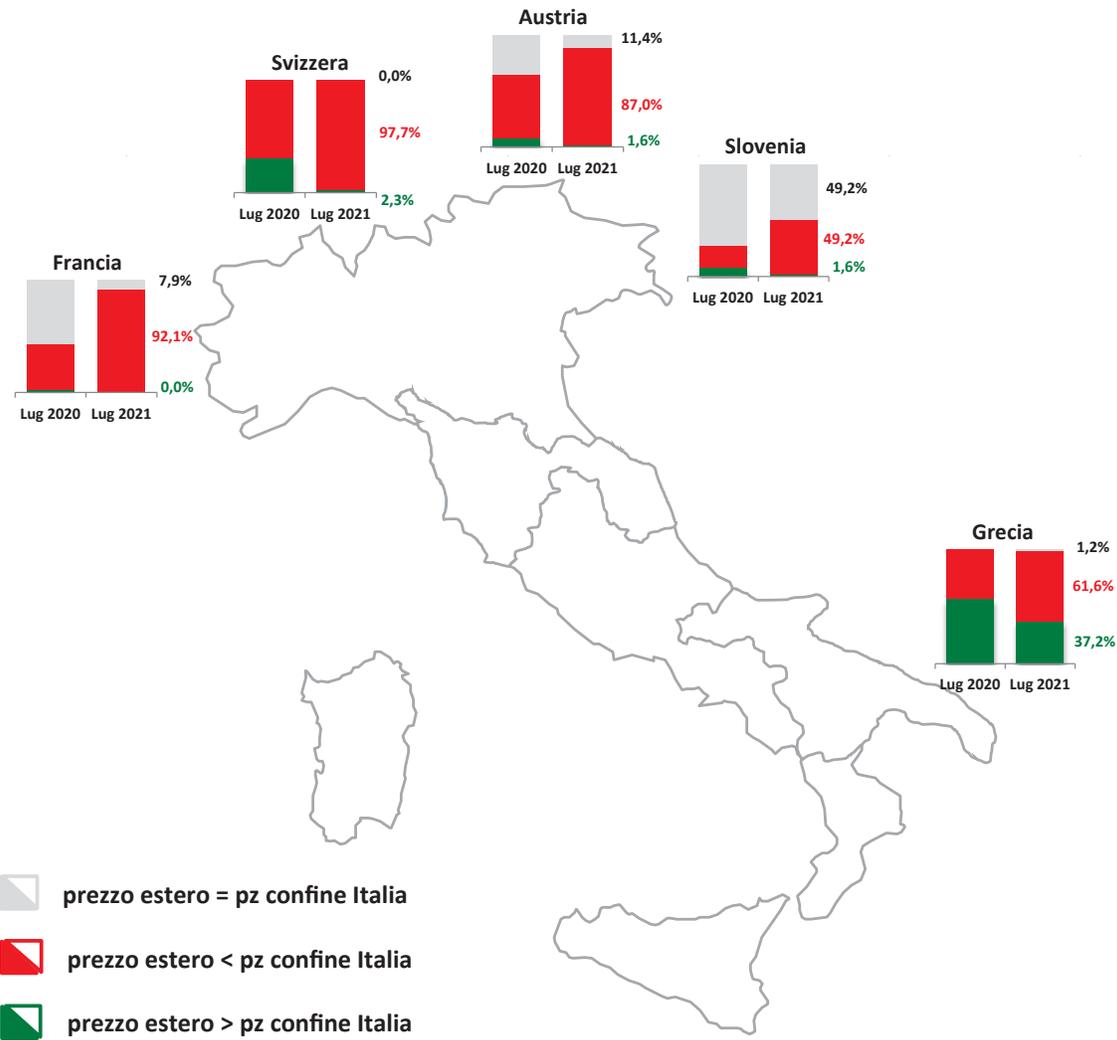
Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzo	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	MWh	%	%	%	%	%	MW medi	MWh	MWh	MW medi	MWh	MWh
Italia - Francia	2.126.592 (1.232.496)	100,0% (92,2%)	- (7,8%)	- (-)	94,4% (44,2%)	- (-)	2.910 (2.422)	2.126.592 (1.272.487)	2.093.112 (1.199.052)	993 (1.046)	0 (39.991)	0 (39.991)
Italia - Svizzera	1.927.355 (1.794.799)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	2.905 (3.098)	1.927.670 (1.830.024)	n/a (3.087)	2.824 (3.087)	315 (35.225)	n/a (n/a)
Italia - Austria	162.459 (132.756)	95,3% (78,4%)	3,8% (11,0%)	0,9% (10,6%)	94,2% (73,2%)	3,4% (10,3%)	233 (245)	164.323 (139.457)	164.323 (139.457)	78 (88)	1.865 (6.700)	1.865 (6.700)
Italia - Slovenia	260.183 (77.196)	85,9% (60,8%)	12,8% (25,3%)	1,3% (13,9%)	49,5% (21,4%)	1,6% (8,3%)	557 (463)	286.049 (140.080)	286.049 (140.080)	630 (630)	25.866 (62.884)	25.866 (62.884)
Italia - Montenegro	196.409 (130.204)	56,3% (70,3%)	6,6% (29,4%)	37,1% (0,3%)	26,7% (-)	- (0,5%)	383 (531)	221.764 (220.583)	n/a (n/a)	418 (583)	25.355 (90.379)	n/a (n/a)
Italia - Grecia	-3.718 (-139.603)	0,4% (23,7%)	1,5% (75,4%)	98,1% (0,9%)	- (-)	- (-)	34 (546)	109 (64.876)	109 (-)	34 (522)	3.827 (204.479)	3.827 (-)
Italia - Malta	-50.068 (-37.683)	5,2% (-)	91,1% (84,5%)	3,6% (15,5%)	- (-)	- (-)	200 (200)	675 (-)	n/a (n/a)	200 (200)	50.743 (37.683)	n/a (n/a)
<b>TOTALE*</b>	<b>4.619.212</b> (3.190.166)							<b>4.727.182</b> (3.667.507)	<b>2.543.593</b> (1.478.589)		<b>107.971</b> (477.341)	<b>31.558</b> (109.576)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\* al netto dei volumi scambiati con la Corsica

Figura 1: MGP: Differenziali di prezzo con le frontiere limitrofe

Fonte: GME, Refinitiv



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Valore record anche per il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 100,88 €/MWh (+62,98 €/MWh, +166,2% sul 2020 e +16,53 €/MWh, +19,6% su giugno) (Grafico 6), il cui differenziale con il Pun resta ancora negativo (-1,77 €/MWh). Mai così elevati anche i prezzi nelle singole sessioni (+142/+168% sul 2020), attestatisi tra 101 €/MWh di MI1 e MI2 e quasi 109 €/MWh di MI6, tutti inferiori ai valori del Pun (-0,4/-

2,0%), eccetto MI4 (+0,6%) (Figura 2 e Grafico 7). In crescita annuale i volumi di energia complessivamente scambiati sul mercato infragiornaliero, pari a 2,2 TWh (+7,0% sul 2020).

A livello di singole sessioni, in crescita gli scambi su tutti i mercati, eccetto MI2 (-16,8% sul 2020), con la quota di MI1 che torna a superare, dopo oltre due anni, il 50% (50,3%, +2,6 p.p.) (Figura 2 e Grafico 7).

Grafico 6: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

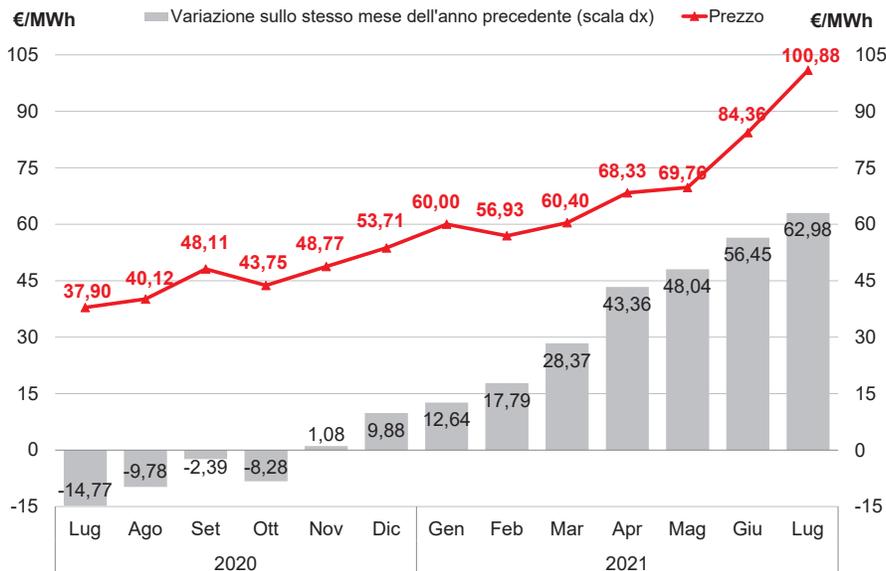


Figura 2: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto MWh			Volumi MWh		
	2021	2020	variazione	Totali	Medi orari	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	<b>102,66</b>	<b>38,01</b>	<b>+170,1%</b>	<b>27.226.805</b>	<b>36.595</b>	<b>+3,2%</b>
<b>MI1</b> (1-24 h)	<b>101,00</b> (-1,6%)	<b>38,23</b>	<b>+164,2%</b>	<b>1.128.023</b>	<b>1.516</b>	<b>+13,0%</b>
<b>MI2</b> (1-24 h)	<b>101,02</b> (-1,6%)	<b>38,02</b>	<b>+165,7%</b>	<b>353.266</b>	<b>475</b>	<b>-16,8%</b>
<b>MI3</b> (5-24 h)	<b>103,57</b> (-0,7%)	<b>38,67</b>	<b>+167,8%</b>	<b>314.245</b>	<b>507</b>	<b>+13,4%</b>
<b>MI4</b> (9-24 h)	<b>107,13</b> (+0,6%)	<b>40,26</b>	<b>+166,1%</b>	<b>108.178</b>	<b>218</b>	<b>+10,5%</b>
<b>MI5</b> (13-24 h)	<b>105,59</b> (-0,7%)	<b>40,32</b>	<b>+161,9%</b>	<b>117.526</b>	<b>316</b>	<b>+18,7%</b>
<b>MI6</b> (17-24 h)	<b>108,79</b> (-0,4%)	<b>43,47</b>	<b>+150,3%</b>	<b>170.472</b>	<b>687</b>	<b>+14,4%</b>
<b>MI7</b> (21-24 h)	<b>106,69</b> (-2,0%)	<b>44,10</b>	<b>+141,9%</b>	<b>50.277</b>	<b>405</b>	<b>+2,9%</b>

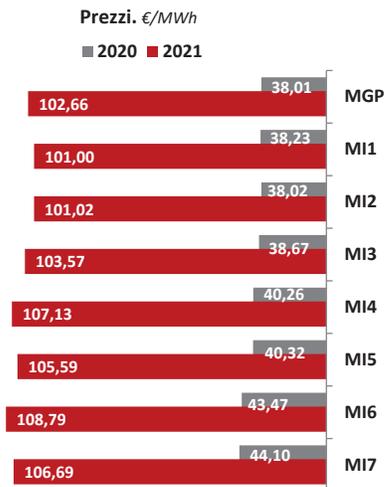
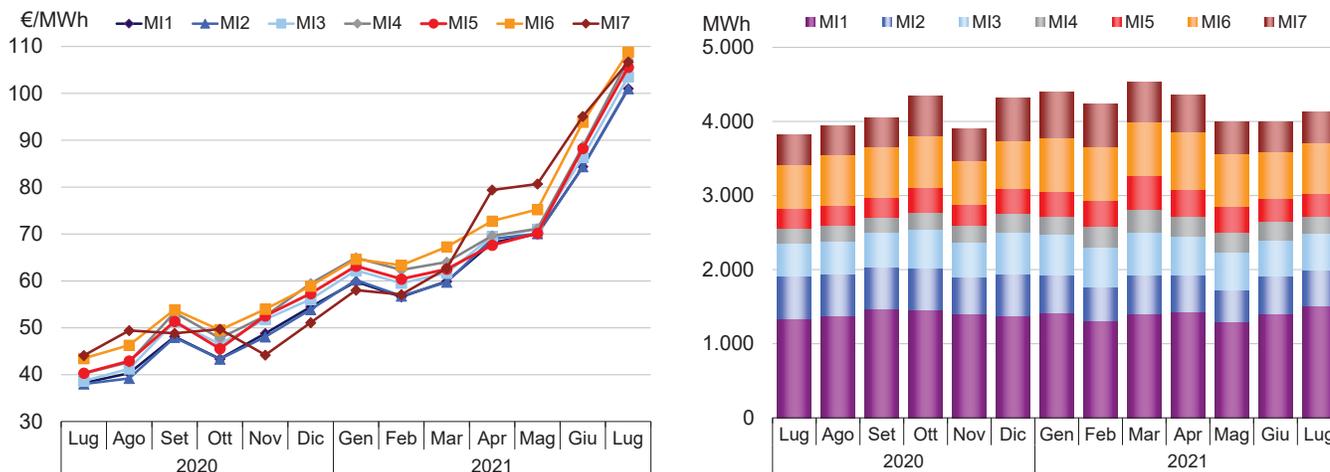


Grafico 7: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



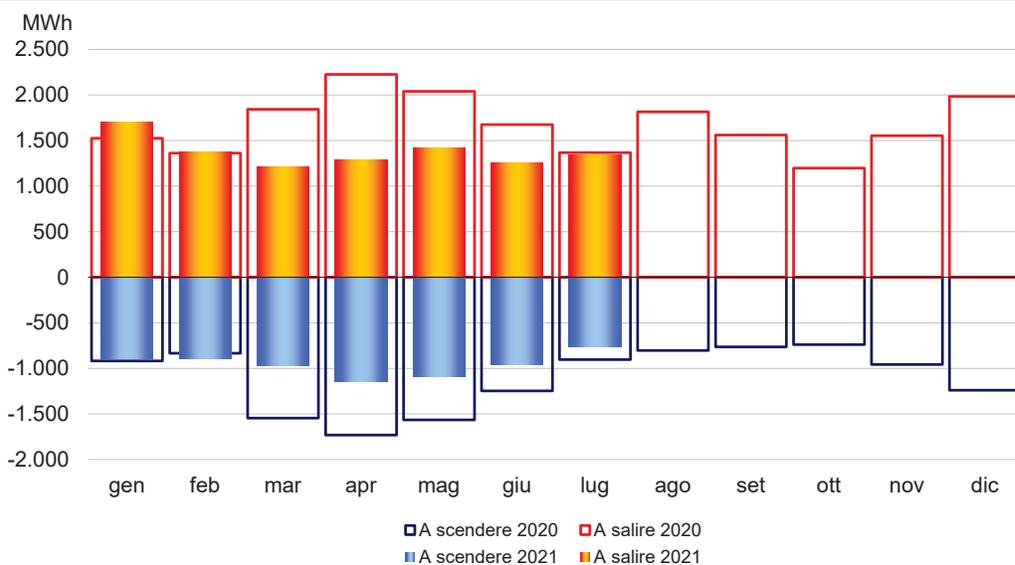
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Nel Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, dopo un quadrimestre di forti contrazioni rispetto agli elevati livelli del 2020, gli acquisti di Terna sul mercato a salire si riportano

sostanzialmente sui valori di un anno fa (1,0 TWh, -1,7% sul 2020) e si attenua anche la riduzione delle vendite di Terna sul mercato a scendere (0,6 TWh, -15,6%) (Grafico 8).

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

Fonte: GME



## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) vede, a luglio, una forte riduzione di liquidità, con sole 2 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' per 120 MWh (nel

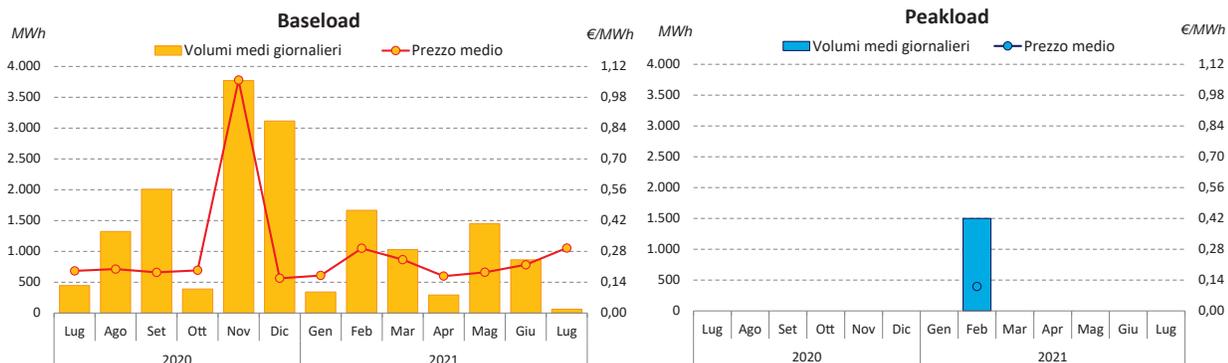
2020 erano rispettivamente 80 e 14 GWh), relativi ai soli prodotti baseload, il cui prezzo medio si attesta a 0,30 €/MWh (+0,11 €/MWh) (Figura 3).

Figura 3: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	2 (80)	2/31 31/31	0,30 (0,19)	0,10 (0,16)	0,49 (0,22)	120 (13.848)	60 (447)
Peakload	- (-)	0/22 0/23	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
<b>Totale</b>	<b>2</b> (80)					<b>120</b> (13.848)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul Mercato a Termine dell'energia (MTE) si registrano 6 abbinamenti sui prodotti baseload, 5 relativi ad Agosto 2021 e uno all'Anno 2022 (primo scambio sul prodotto). In crescita i prezzi di controllo, con Agosto

2021 che chiude il periodo di contrattazione a 98,20 €/MWh sul baseload e a 103,66 €/MWh sul peakload e a una posizione aperta complessiva di 63 GWh (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a luglio

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
Agosto 2021	98,20	+8,3%	5	15	-	15	-	81	60.264
Settembre 2021	106,75	+15,5%	-	-	-	-	-	66	47.520
Ottobre 2021	107,14	+15,2%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2021	94,71	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2021	102,04	+9,7%	-	-	-	-	-	66	145.794
I Trimestre 2022	99,76	+15,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	69,72	+4,7%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	73,01	-10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	84,92	+7,7%	1	1	-	1	-	1	8.760
<b>Totale</b>			<b>6</b>	<b>16</b>	<b>-</b>	<b>16</b>			<b>202.074</b>

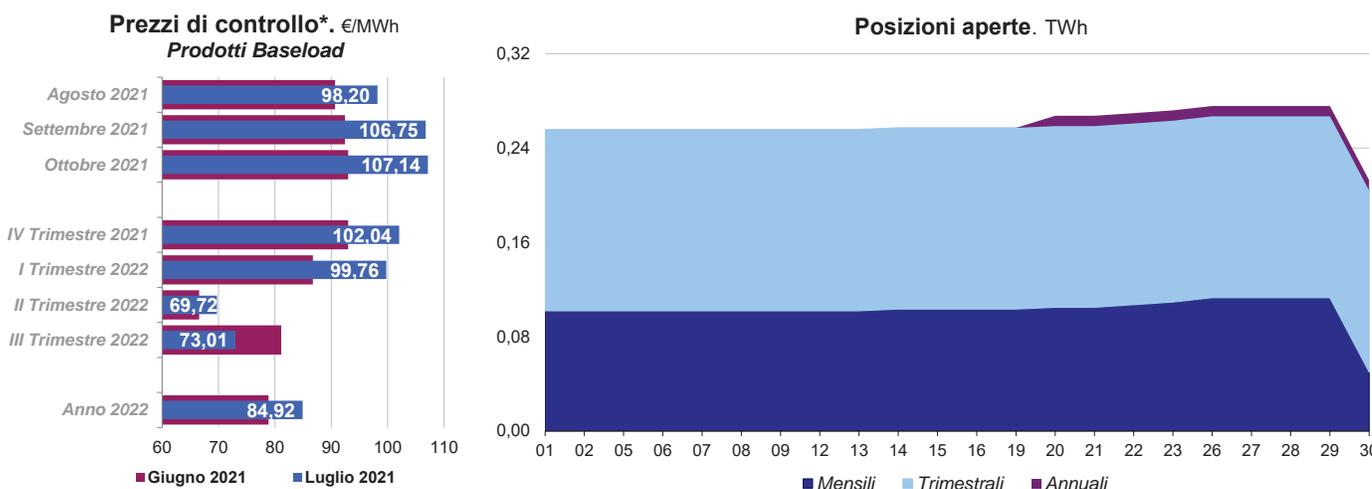
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Agosto 2021	103,66	+3,8%	-	-	-	-	-	10	2.640
Settembre 2021	121,00	+12,0%	-	-	-	-	-	10	2.640
Ottobre 2021	120,25	+11,7%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2021	108,04	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2021	118,29	+6,4%	-	-	-	-	-	10	7.920
I Trimestre 2022	110,32	+11,5%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	71,98	+2,2%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	78,55	-15,1%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	95,70	+6,6%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>			<b>10.560</b>
<b>TOTALE</b>			<b>6</b>	<b>16</b>	<b>-</b>	<b>16</b>			<b>212.634</b>

\* 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 luglio, pari a 20,9 TWh, ancora in rialzo mensile, si confermano in calo annuale da inizio 2020 (-12,0%). Restano analoghe le dinamiche anche per la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 12,4 TWh (-6,8% sul 2020) (Tabella 8). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, si attesta ai minimi degli ultimi nove anni, a 1,69 (-0,10 sul 2020) (Grafico 10).

Ancora in flessione annuale anche i programmi registrati nei conti in immissione (5,8 TWh, -4,9%) e i relativi sbilanciamenti a programma (6,5 TWh, -8,5%), mentre nei conti in prelievo risultano stabili i primi (10,4 TWh) e in calo i secondi (2,0 TWh, -30,9%).

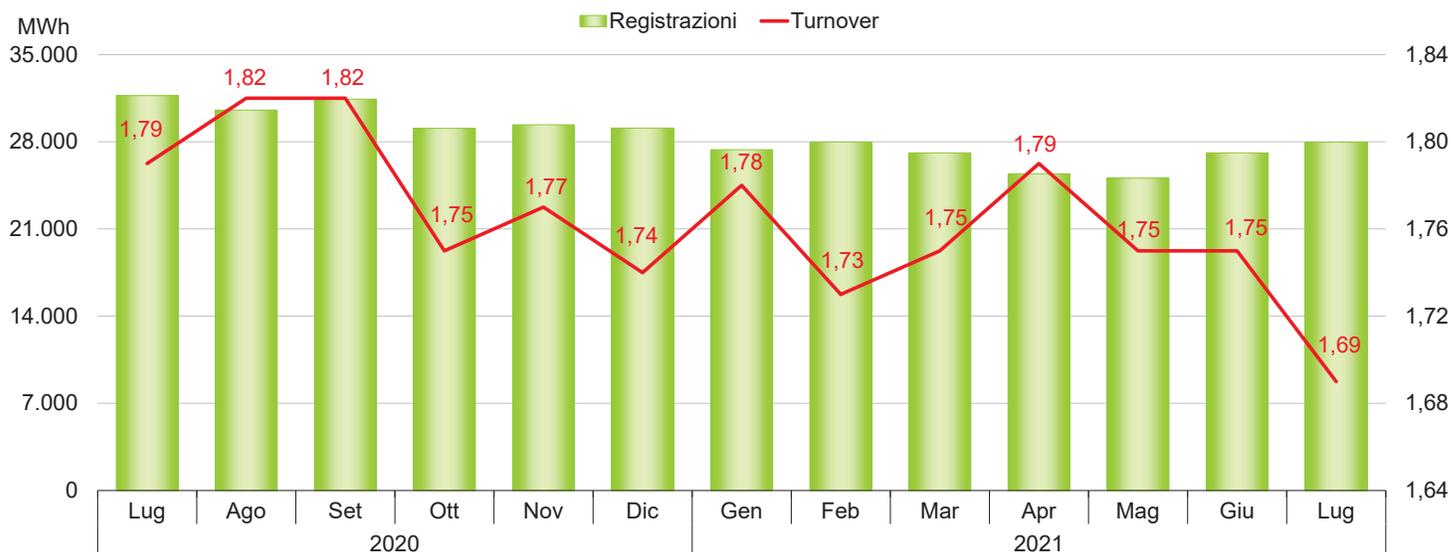
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a luglio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.079.445	- 8,5%	29,1%	Richiesti	7.483.611	-18,9%	100,0%	10.379.527	-0,1%	100,0%
<i>Off Peak</i>	78.120	- 82,2%	0,4%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.358.819	-30,6%	44,9%	13.707	+30,1%	0,1%
<i>Peak</i>	82.536	- 46,6%	0,4%	Rifiutati	1.649.254	-46,7%	22,0%	25.719	-15,5%	0,2%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.649.240	-46,7%	22,0%	6	+3577,8%	0,0%
Totale Standard	6.240.101	- 13,8%	29,9%	<b>Registrati</b>	<b>5.834.358</b>	<b>-4,9%</b>	<b>78,0%</b>	<b>10.353.808</b>	<b>-0,0%</b>	<b>99,8%</b>
Totale Non standard	14.573.119	- 10,9%	69,8%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.709.579	-2,3%	22,8%	13.701	+30,1%	0,1%
<b>PCE bilaterali</b>	<b>20.813.220</b>	<b>- 11,8%</b>	<b>99,8%</b>	Sbilanciamenti a programma	6.531.277	-8,5%		2.011.827	-30,9%	
<b>MTE</b>	<b>51.744</b>	<b>- 50,4%</b>	<b>0,2%</b>	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.519.450</b>	<b>+7,0%</b>		
<b>MPEG</b>	<b>120</b>	<b>- 99,1%</b>	<b>0,0%</b>							
<b>TOTALE PCE</b>	<b>20.865.084</b>	<b>- 12,0%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>12.365.635</b>	<b>- 6,8%</b>								

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 interrompono il trend di crescita che li ha caratterizzati negli ultimi undici mesi e segnano una flessione su base annua (-2%), trainata dal settore termoelettrico (-2,5%). In aumento, invece, i consumi negli altri settori di distribuzione e le iniezioni nei siti di stoccaggio (+4,5%), a fronte di importazioni in lieve ripresa (+1%), ancora penalizzate dai ridotti flussi tramite rigassificatori GNL (-36%) che hanno quasi annullato la spinta

dell'import tramite gasdotto (+12%). Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati scendono a 7,0 TWh (-14% su luglio 2020), pari al 14% del totale consumato; in controtendenza solo gli scambi day-ahead a negoziazione continua (+48%). Prezzi ai massimi storici, in linea con le dinamiche delle quotazioni sui principali hub europei che mostrano, per quasi l'intero mese, un valore al PSV in linea o inferiore al TTF (PSV: 35,7 €/MWh; TTF: 36,0 €/MWh).

## IL CONTESTO

A luglio i consumi di gas naturale in Italia si attestano a 4.657 milioni di mc (49,2 TWh), in calo dell'1,8% rispetto allo stesso mese del 2020; in flessione solo i consumi del settore termoelettrico, a 2.390 milioni di mc (25,3 TWh, -2,5%), penalizzati dall'incremento delle importazioni di energia elettrica e da una maggiore disponibilità di offerta rinnovabile. In crescita, invece, i consumi del comparto civile, a 1.031 milioni di mc (10,9 TWh, +5% e massimo dal 2008 per il mese in analisi), e industriale, a 1.162 milioni di mc (12,3 TWh, +1,6%). Ai minimi storici le esportazioni, a 74 milioni di mc (0,8 TWh, -56%); in aumento, invece, le iniezioni nei siti di stoccaggio, pari a 1.534 milioni di mc (16,2 TWh, +4,5%), rappresentativi del 25% del totale prelevato (era il 24% a luglio 2020).

Lato immissione, le importazioni di gas naturale registrano un lieve aumento rispetto allo scorso anno, a 5.938 milioni di mc (62,8 TWh, +0,8%), per effetto anche questo mese di dinamiche contrapposte tra i flussi tramite gasdotto (53,5 TWh, +12%) e quelli tramite rigassificatori GNL (9,3 TWh, -36%), quest'ultimo ai minimi per il mese in analisi. Sempre in calo la produzione nazionale, pari a 253 milioni di mc (2,7

TWh, -22%).

L'analisi dell'import per punti di entrata tramite gasdotto mostra una crescita più intensa a Mazara, su livelli pari a 17,3 TWh (+83%) e una quota sul totale importato al 28% (+12 p.p. sul 2020), e più moderata a Tarvisio (25,1 TWh, +4%), mentre guadagna peso l'import registrato a Melendugno (8,0 TWh), con una quota sul totale approvvigionato al 13% del totale. Si confermano in flessione, invece, i flussi a Passo Gries (0,2 TWh, -98%), secondo minimo storico, e a Gela (3,0 TWh, -29%), anche questi ultimi tra i livelli più bassi di sempre. Per quanto riguarda i terminali di rigassificazione GNL, l'import scende a 1,0 TWh a Livorno (-74%), a 7,0 TWh a Cavarzere (-10%) e a 1,4 TWh a Panigaglia (-56%), tornato operativo dal 3 luglio e a regime ridotto fino a oltre metà mese.

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 8.682 milioni di mc (91,8 TWh), in calo del 20% dal livello molto elevato raggiunto a fine luglio 2020; il rapporto giacenza/spazio conferito scende al 64% (-17 p.p.), a fronte di un incremento dello 0,6% dello spazio conferito rispetto all'anno termico precedente.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>5.938</b>	<b>62,8</b>	<b>+0,8%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.634	17,3	+82,5%
Tarvisio	2.370	25,1	+4,3%
Passo Gries	18	0,2	-98,1%
Gela	283	3,0	-28,9%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	753	8,0	-
Panigaglia (GNL)	130	1,4	-56,4%
Cavarzere (GNL)	660	7,0	-10,1%
Livorno (GNL)	91	1,0	-74,0%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>253</b>	<b>2,7</b>	<b>-21,7%</b>
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>6.191</b>	<b>65,5</b>	<b>-0,3%</b>
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.583	48,5	+0,1%
Industriale	1.162	12,3	+1,6%
Termoelettrico	2.390	25,3	-2,5%
Reti di distribuzione	1.031	10,9	+5,1%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>			
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	74	0,8	-55,9%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>4.657</b>	<b>49,2</b>	<b>-1,8%</b>
Iniezioni negli stoccaggi	1.534	16,2	+4,5%
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>6.191</b>	<b>65,5</b>	<b>-0,3%</b>

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

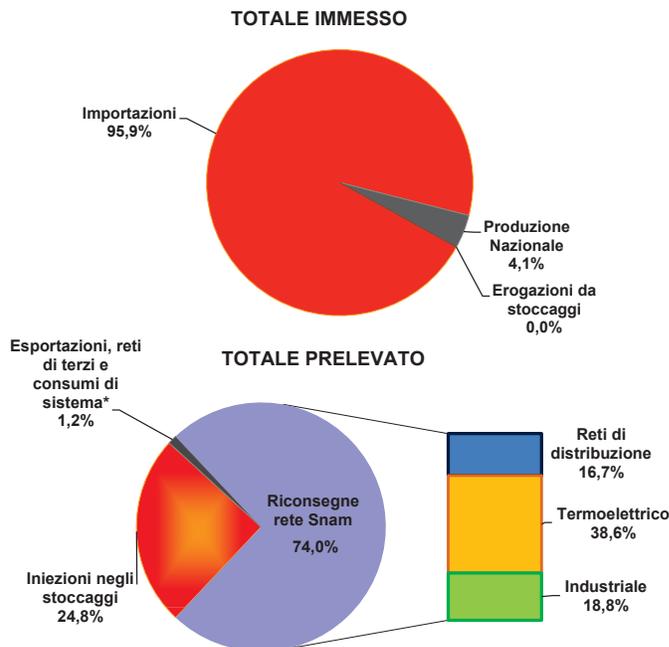
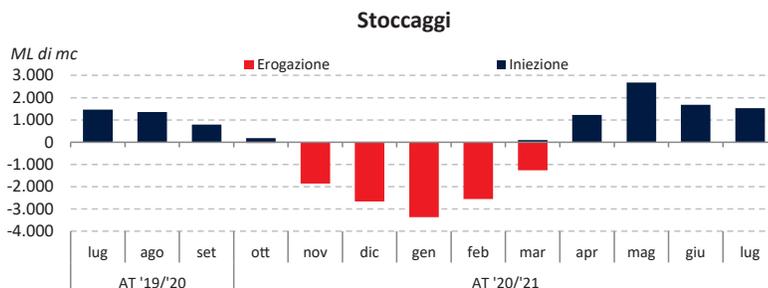
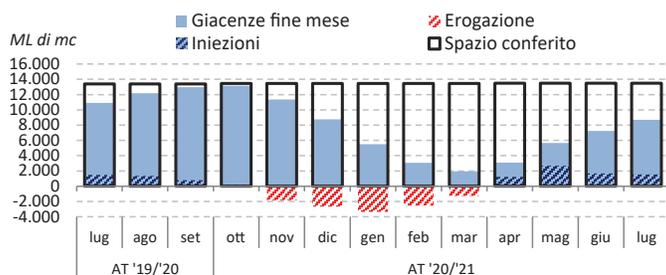


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/07/2021)</b>	<b>8.682</b>	<b>91,8</b>	<b>-20,3%</b>
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	1.534	16,2	+4,5%
<b>Flusso netto</b>	<b>1.534</b>	<b>16,2</b>	<b>+4,5%</b>
Spazio conferito	13.482	142,5	+0,6%
Giacenza/Spazio conferito	64,4%		-16,9 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione al PSV segna il massimo storico a 35,7 €/MWh, rincarando di oltre 7 €/MWh sul mese precedente (+26%) e di 29 €/MWh rispetto al livello molto basso di luglio 2020 (+444%). Le dinamiche rialziste, su entrambi gli orizzonti temporali, risultano in linea con quelle registrate dalle quotazioni sui principali hub europei, anch'esse su livelli record.

Il riferimento al TTF si porta a 36,0 €/MWh (+7 €/MWh su giugno, +31 €/MWh su base annua), risultando per quasi l'intero mese in linea o superiore al riferimento italiano (+0,3 €/MWh), con un differenziale massimo di 1,5 €/MWh toccato il 30 luglio, quando la quotazione TTF segna un picco giornaliero a 41,4 €/MWh e il PSV a 39,9 €/MWh.

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 7,0 TWh, ai minimi da dicembre 2019, in calo del 14% su base annua e del 16% sul mese precedente, con una quota sul totale consumato al 14% (-2 p.p. su luglio 2020). La flessione tendenziale appare diffusa e significativa sui vari mercati a pronti, ad eccezione di MGP-Gas a negoziazione continua; i volumi scambiati su tale segmento, unico in aumento anche sul mese precedente (+1%), si attestano a 3,0 TWh (+48% sul 2020). Lievemente inferiori gli scambi sul MI-Gas (2,7 TWh, -35%), in cui si osserva una significativa contrazione delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,5 TWh, -59%), concentrata esclusivamente lato acquisto (0,4 TWh, -70%), e, per la prima volta dopo oltre due anni e mezzo, degli scambi tra operatori diversi dal RdB (2,1 TWh, -23%). In virtù delle suddette dinamiche, le quote

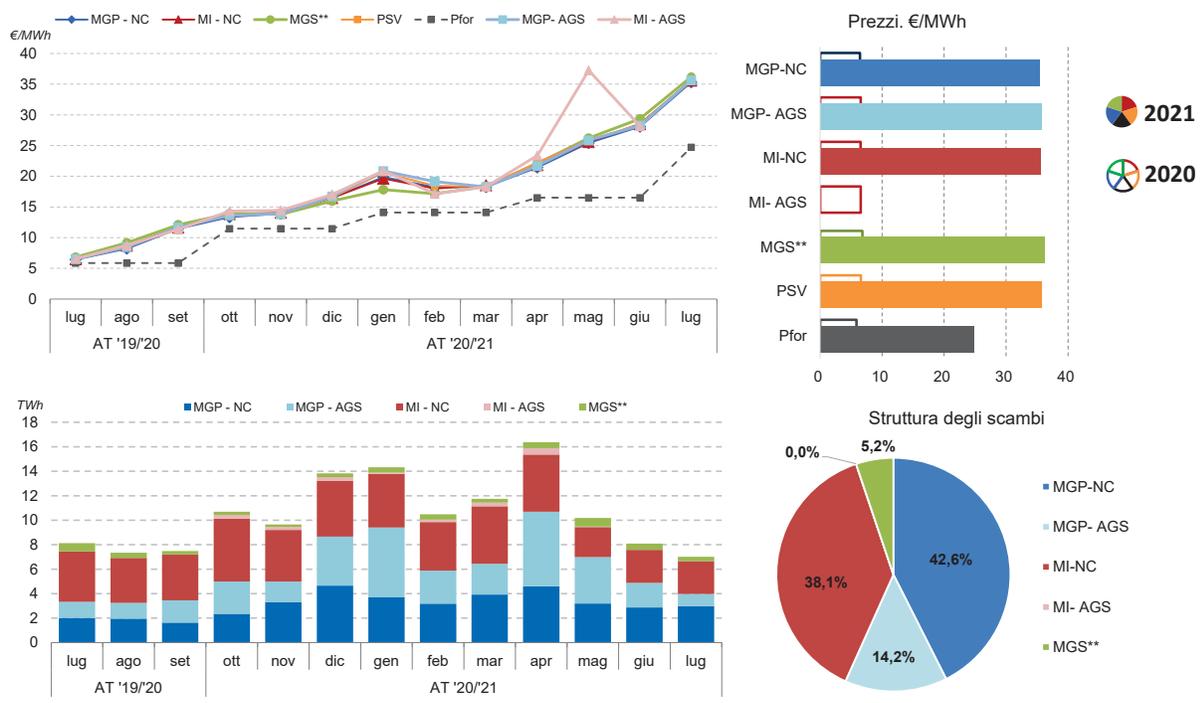
di mercato del MI-Gas e del MGP-Gas in contrattazione continua si attestano, pertanto, rispettivamente al 38% e al 43% (quest'ultima al massimo storico). Con riferimento al comparto AGS, le quantità negoziate sul segmento day-ahead scendono a 1,0 TWh (-24%), di cui 0,9 TWh relativi ad acquisti da parte del TSO, per una quota complessiva pari al 14% del totale scambiato su MP-GAS; nessuno scambio, invece, sul segmento intraday. Le quantità scambiate sul MGS tornano in calo tendenziale, a 0,4 TWh (-48%), in corrispondenza di maggiori movimentazioni da parte di Snam, esclusivamente con finalità di Bilanciamento e concentrate lato vendita (0,12 TWh, +56%), e ridotti scambi tra operatori terzi (0,24 TWh, -59%). Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, tutte ai massimi storici, seguono le dinamiche al PSV e si spingono sopra i 35 €/MWh, con un massimo a 36,21 €/MWh su MGS.

Figura 3: MP-GAS\*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
<b>MP-GAS</b>						
<i>MGP</i>						
Negoziazione continua	35,34	(6,43)	29,95	47,70	2.986.224	(2.017.632)
Comparto AGS	35,63	(6,54)	32,04	40,00	993.888	(1.314.528)
<i>MI</i>						
Negoziazione continua	35,61	(6,52)	30,00	40,70	2.674.032	(4.101.624)
Comparto AGS	-	(6,55)	-	-	-	(8.448)
<i>MGS**</i>						
Stogit	36,21	(6,82)	32,10	40,30	362.745	(690.420)
Edison	-	(-)	-	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

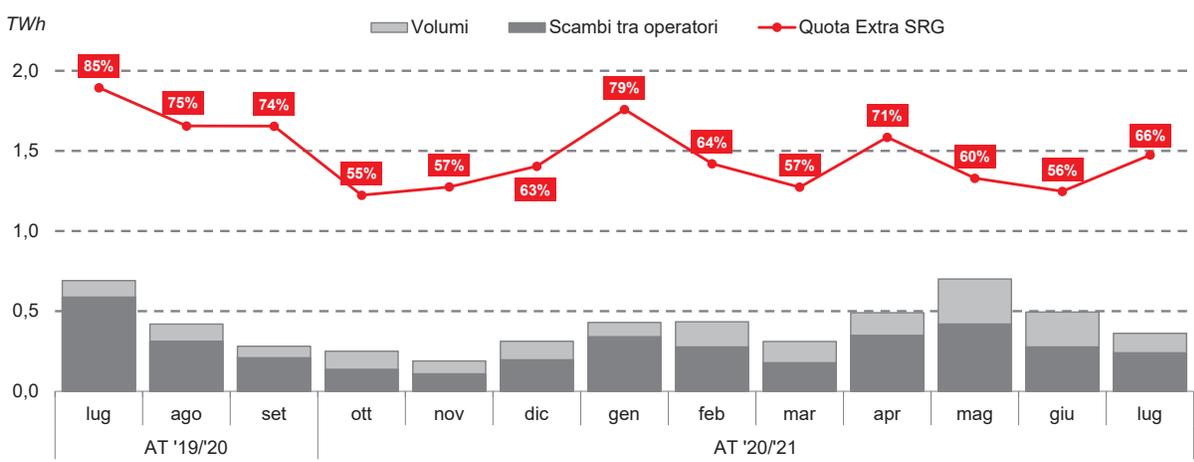


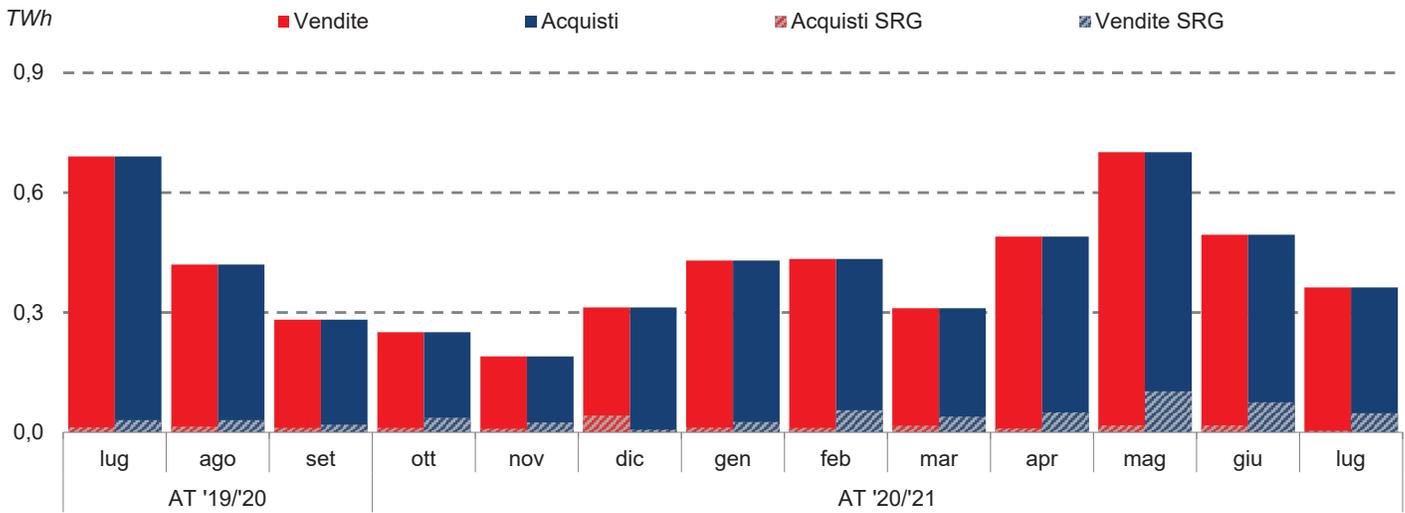
\* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL e MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice  
 \*\* A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit 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)	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)
<b>Totale</b>	<b>362.745</b>	(690.420)	<b>362.745</b>	(690.420)	-	(-)	-	(-)
SRG	9.843	(30.162)	112.300	(71.769)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	9.843	(30.162)	112.300	(71.769)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
<b>Operatori</b>	<b>352.903</b>	(660.258)	<b>250.445</b>	(618.651)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a luglio non sono stati registrati scambi; la posizione aperta a fine mese è nulla, mentre i prezzi di

controllo risultano in rialzo sui prodotti mensili e trimestrali (+18/+35% rispetto all'ultimo riferimento di giugno).

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo €/MWh	Prezzo massimo €/MWh	Prezzo di controllo* €/MWh	Negoziazioni N.	Volumi MWh	Registrazioni N.	Volumi MWh	Volumi MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2021-07	-	-	33,29	11,7%	-	-	-	-	-	264	528
BoM-2021-08	-	-	34,55	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-08	-	-	31,20	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-09	-	-	37,03	18,2%	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-10	-	-	37,91	20,3%	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-11	-	-	34,10	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-04	-	-	38,05	24,6%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-01	-	-	36,27	35,4%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-02	-	-	24,87	28,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-03	-	-	24,87	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2021/2022	-	-	20,10	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2022	-	-	19,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2022	-	-	21,13	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>											

\*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

■ Al terzo rialzo consecutivo le quotazioni di greggio e derivati, mentre si conferma più intensa la crescita del prezzo del carbone, ai massimi da oltre un decennio. Record assoluti, invece, per i prezzi del gas sui principali

hub europei, con uno spread PSV-TTF che resta negativo. In corrispondenza di tali incrementi si registrano ulteriori aumenti e livelli molto elevati anche sulle principali borse elettriche europee.

Sempre in crescita da maggio, le quotazioni del Brent si confermano ai massimi da novembre 2018, a 76,10 \$/bbl (+4% su giugno e +73% sul 2020), mentre salgono a 589,11 \$/MT il gasolio (+1% e +66%) e a 511,65 \$/MT l'olio combustibile (+2% e +73%), rispettivamente livello più elevato da giugno 2019 e da gennaio 2020. Al terzo rialzo in doppia cifra, invece, il carbone, al valore più alto da agosto 2008, pari a 128,31 \$/MT (+23% e +158%). In

chiave prospettiva i mercati a termine mostrano nel breve-medio periodo quotazioni di greggio, gasolio e carbone stabili o in lieve calo rispetto agli attuali valori spot. La riduzione mensile del tasso di cambio euro/dollaro, a 1,18 €/€ (-2%) e la sua contrapposta crescita annuale (+3%) accentuano lievemente i rialzi mensili osservati sulle quotazioni delle commodities valutate in euro, favorendo, invece, una debole attenuazione di quelli tendenziali.

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	76,10	4%	73%	74,58	73,47	0%	74,29	2%	73,50	2%	68,06	1%
Olio Combustibile	USD/MT	511,65	2%	73%									
Gasolio	USD/MT	589,11	1%	66%	596,75	599,26	1%	600,19	1%	600,80	1%	583,51	0%
Carbone	USD/MT	128,31	23%	158%	116,38	128,78	22%	126,35	25%	122,68	34%	91,30	10%

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	64,37	6%	68%		62,10	-	62,76	-	62,06	-	57,12	-
Olio Combustibile	EUR/MT	432,77	4%	67%			-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	498,30	3%	60%		506,55	-	507,04	-	507,23	-	489,73	-
Carbone	EUR/MT	108,54	25%	150%		108,86	-	106,75	-	103,58	-	76,63	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,18	-2%	3%	1,19	1,18	-	1,18	-	1,18	-	1,19	-

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

Fonte: Refinitiv

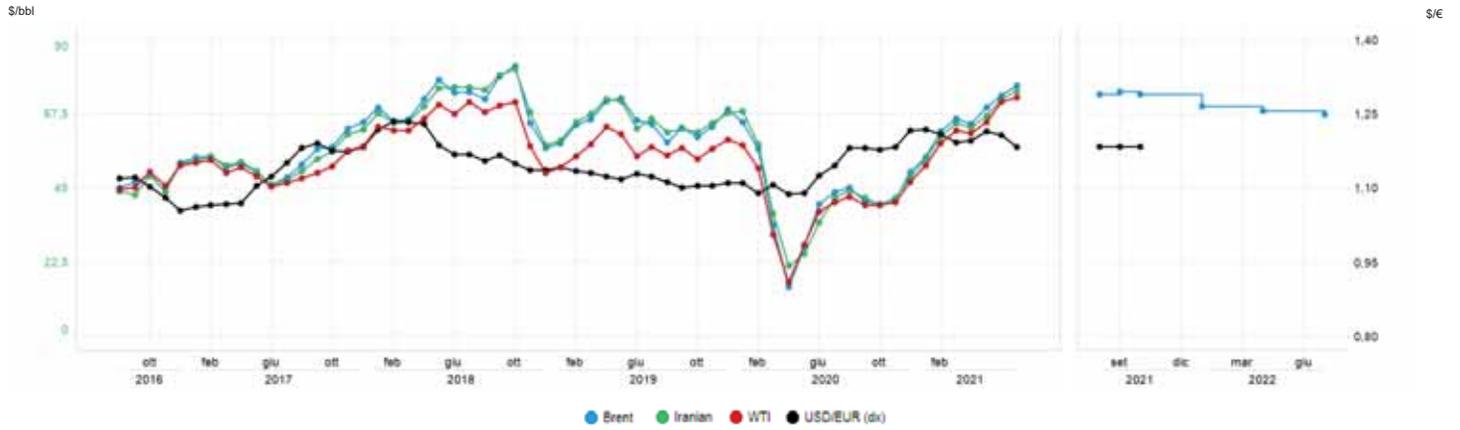


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

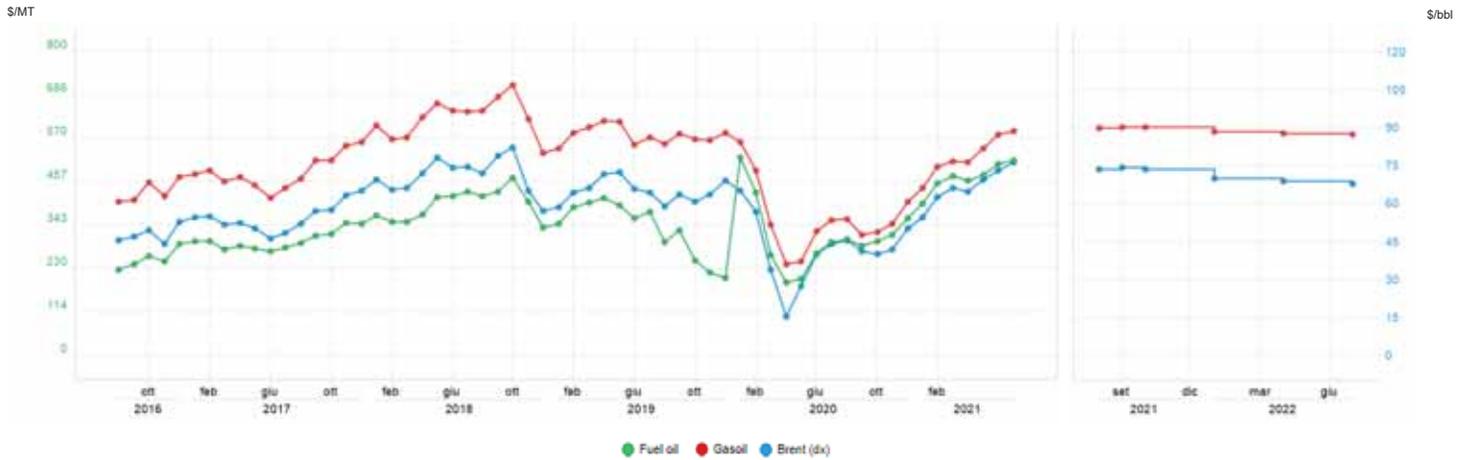
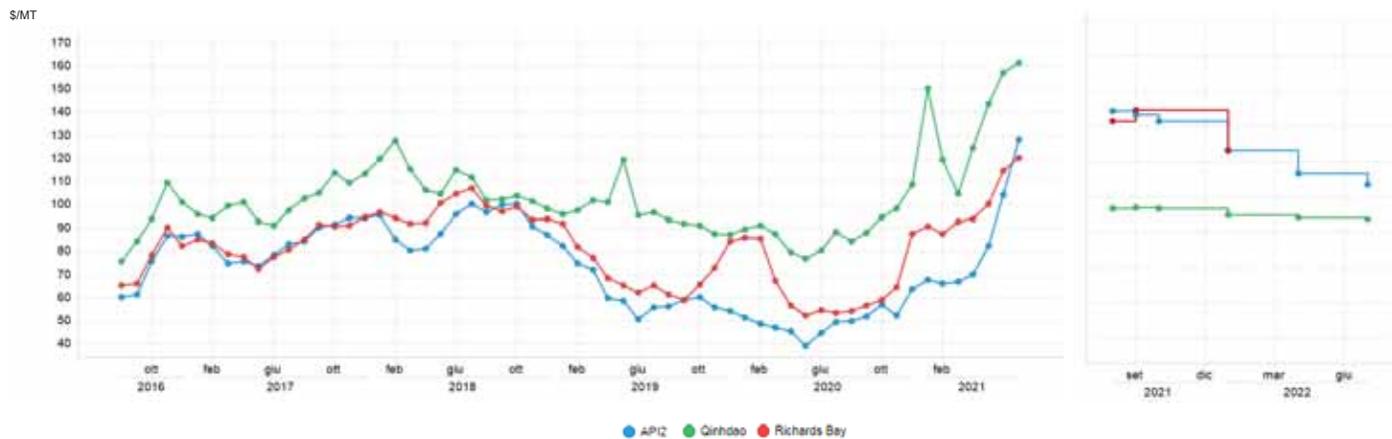


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



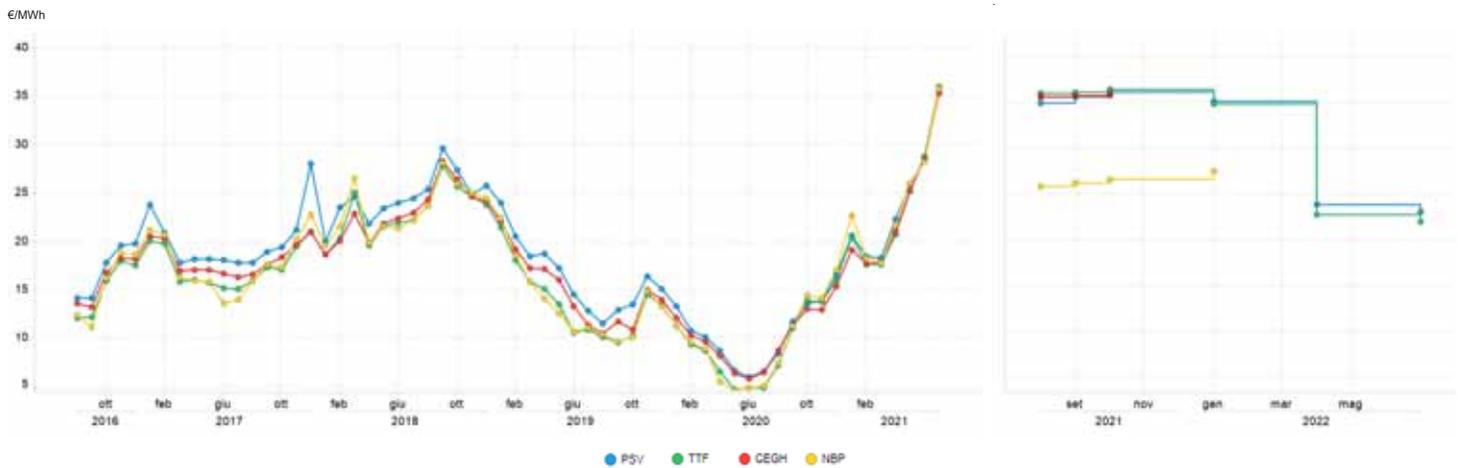
Mai così elevate, le quotazioni sui principali hub europei del gas si portano tutte sui 35/36 €/MWh, (+8/+14% su maggio e +372/+487% sul 2020), con il TTF che per il secondo mese consecutivo si conferma il più elevato. In conseguenza di ciò rimane negativo lo spread PSV-TTF

(-0,26 €/MWh), per effetto di quotazioni italiane risultate inferiori nella maggior parte del mese. Anche per il gas, i mercati futures evidenziano aspettative di prezzo stabile rispetto agli attuali livelli spot, con un valore del PSV ancora inferiore al TTF.

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	35,73	26%	444%	34,50	34,99	21%	35,60	22%	36,46		26,45	18%
TTF	NL	35,99	25%	636%	35,20	36,04	24%	36,18	26%	36,11		25,72	14%
CEGH	AT	35,35	24%	446%	33,13	35,68	23%	35,76	23%	35,81			
NBP	UK	35,78	27%	609%	25,15	25,82	24%	26,26	28%	26,60			



In linea con le dinamiche dei combustibili, si osservano livelli di assoluto rilievo anche per le quotazioni sulle borse elettriche europee, salite al record storico di 102,66 €/MWh in Italia e di 92,42 €/MWh in Spagna e sui valori più elevati almeno da inizio 2012 sulle altre principali borse europee, posizionate sui 78/84

€/MWh. Decisamente inferiore, ma comunque al suo massimo anche il riferimento dell'Area Scandinava, salito a 54,24 €/MWh. In ottica futura si rilevano aspettative di prezzo ancora elevato per tutte le borse, con una progressiva diminuzione nel medio periodo dello spread atteso tra Italia 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	102,66	21%	170%	92,63	97,93	16%	101,48	19%	100,81	8%	78,54	4%
FRANCIA	78,37	7%	135%	83,65	80,47	12%	87,85	15%	92,64		73,91	9%
GERMANIA	81,37	10%	171%	85,16	81,94	12%	84,88	14%	85,52		72,17	8%
AREA SCANDINAVA	54,24	25%	2.208%	44,25	50,55	28%	48,26	25%	45,61		32,47	4%
SPAGNA	92,42	11%	167%	90,75	93,77	12%	96,22	14%	98,03		73,45	10%
AUSTRIA	83,68	13%	159%									
SVIZZERA	80,96	10%	147%									

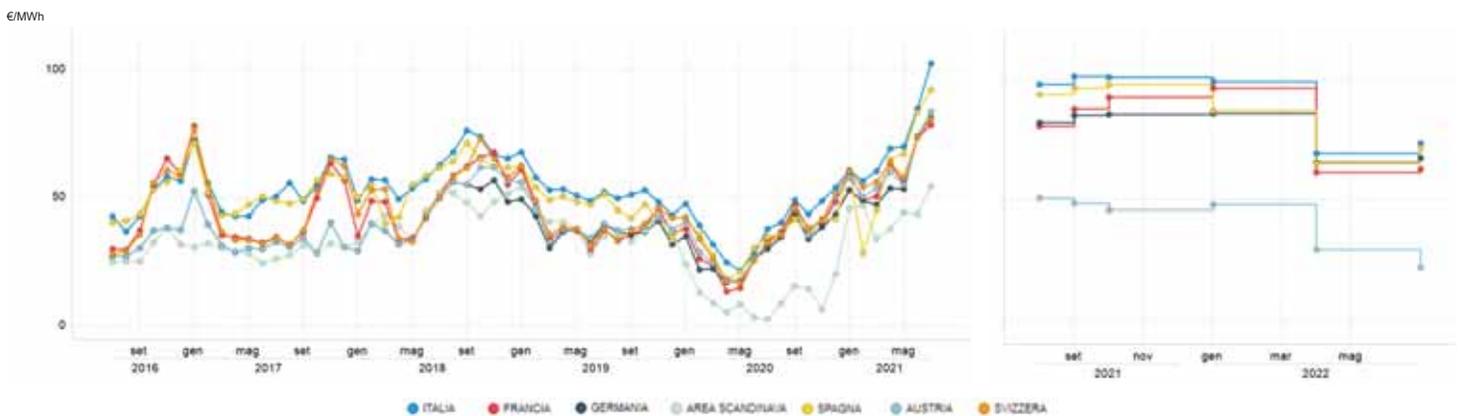
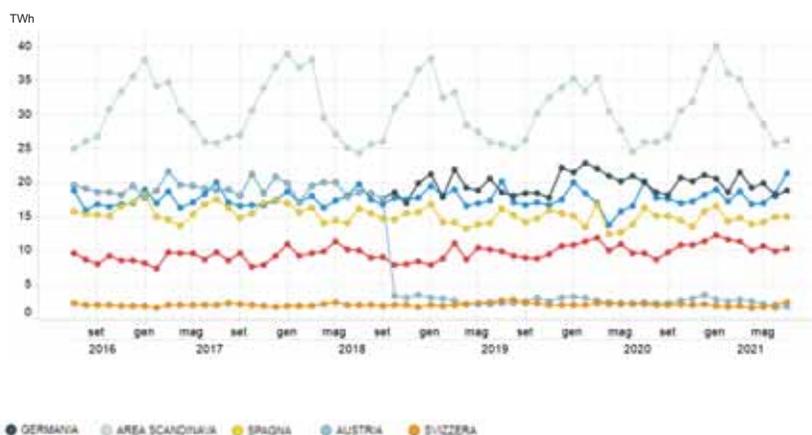


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot\*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	21,4	12%	6%
FRANCIA	10,3	1%	7%
GERMANIA	18,8	0%	-6%
AREA SCANDINAVA	26,2	-1%	1%
SPAGNA	14,9	-3%	-8%
AUSTRIA	1,7	0%	-29%
SVIZZERA	2,3	14%	11%



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

Relativamente ai volumi scambiati sui mercati elettrici spot, in evidenza ancora la significativa crescita annuale in Italia (18,5 TWh, massimo da agosto 2008, +6%), e gli aumenti degli scambi in Francia (10,3

TWh, +7%), mentre più debole è il rialzo nell'Area Scandinava (26,2 TWh, +1%); in calo, invece, i volumi in Germania (18,8 TWh, -6%) e in Spagna (14,9 TWh, -8%).

N.B.: A seguito dello splitting interscambio 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) il prezzo medio a luglio rimane sostanzialmente stabile rispetto al mese precedente (265 €/tep), a fronte di un rialzo della quotazione bilaterale che sale a 250 €/tep (+3%). Più che raddoppiati gli scambi sul mercato (+104%), con la liquidità che cresce al 48%, in corrispondenza di un minore incremento delle contrattazioni bilaterali.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio si riporta a 0,51 €/MWh (+23%), confermandosi più alto delle quotazioni bilaterali (0,29 €/MWh; +12%). In calo sia gli scambi sul mercato (-64%) che le registrazioni sulla piattaforma bilaterale (-17%). Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a luglio non sono stati registrati scambi.

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

Il 16 luglio si è concluso l'anno d'obbligo 2020 con un prezzo medio e volumi scambiati sul mercato organizzato pari rispettivamente a 270,26 €/tep e 1,5 milioni di tep, mentre i titoli disponibili all'ultimo giorno dell'anno d'obbligo, al netto di quelli presenti sul conto del GSE, ammontavano a 2.561.993 tep.

Il prezzo medio registrato complessivamente nel mese luglio sul MTEE si attesta, invece, a 265,36 €/tep, sostanzialmente in linea con il mese precedente (-0,28 €/tep, -0,1%), mentre continua a crescere il prezzo medio sulla piattaforma bilaterale, pari a 250,16 €/tep (+6,51 €/tep, +3%), con contestuale riduzione dello spread tra i due valori a 15 €/tep. Per il secondo mese consecutivo i due riferimenti si confermano sostanzialmente allineati considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi bilaterali complessivi risulta pari al 94% (+3 p.p.

su giugno). La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli di prezzo minimo e massimo osservati sul mercato (250,10-266,66 €/tep) rimane stabile al 35%.

In corrispondenza della chiusura dell'anno d'obbligo i volumi negoziati sul MTEE mostrano una significativa crescita sul mese precedente, a 279,8 mila tep, secondo valore più alto dopo maggio negli ultimi otto mesi (+104%). La liquidità del mercato torna in crescita al 48% (+11 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza di un più contenuto incremento delle quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale (306,5 mila tep, +30% rispetto a giugno). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine luglio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 65.779.777 tep, in aumento di 458.856 tep rispetto a fine giugno. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo dei titoli presenti sul conto del GSE, è pari a 4.089.546 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	265,36	-0,1%	250,10	266,66	279.753	+103,6%	74,23	+103,4%	5.423	+1,9%	1,9%	-1,9 p.p.	6	+3
Bilaterali	250,16	+2,7%	0,00	275,00	306.469	+30,0%	76,66	+33,4%						
con prezzo >1	265,19	-0,6%	100,00	275,00	289.099	+34,2%	76,66	+33,4%						
Totale	257,41	+2,3%	0,00	275,00	586.222	+57,1%	150,90	+60,6%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

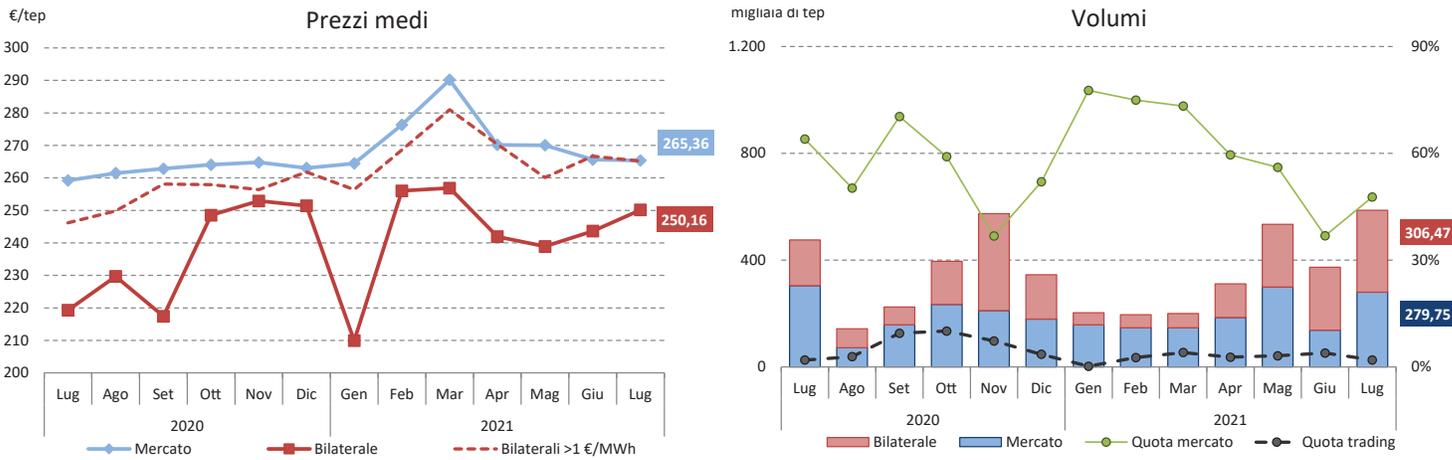
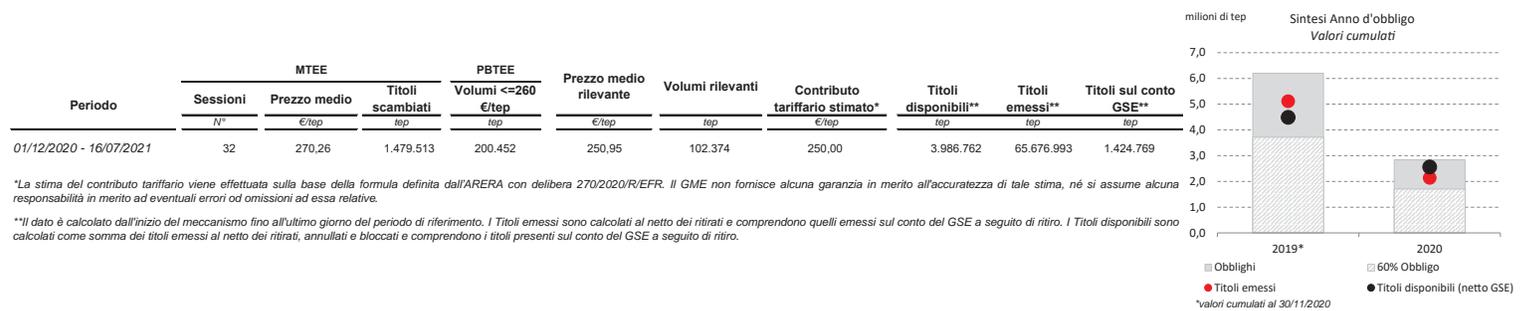


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

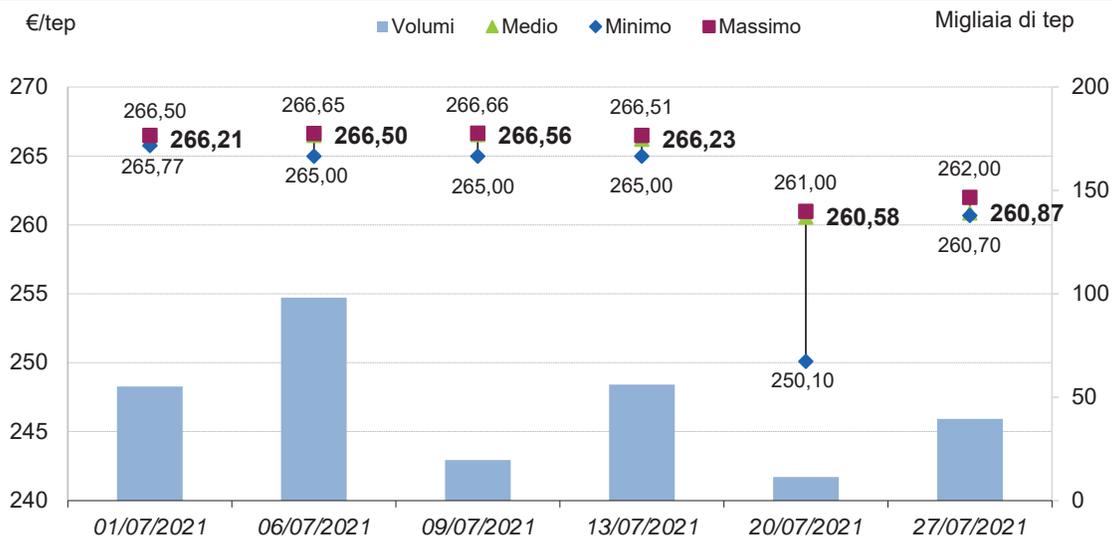


L'analisi delle singole sedute mostra quotazioni medie pressoché stabili nell'intorno dei 266 €/tep nelle prime quattro sessioni del mese, le ultime dell'anno d'obbligo 2020, ed un ribasso nelle due successive, a 261 €/tep (le prime del nuovo anno d'obbligo 2021). Lo spread tra il prezzo minimo e

massimo di seduta, fatta eccezione per la sessione del 20 luglio, si attesta mediamente poco sopra 1 €/tep, in calo rispetto a giugno. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni mostrano un incremento a 46,6 mila tep, con un massimo di 98 mila tep raggiunto nella sessione del 6 luglio.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nel mese di luglio il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, si riporta a 0,51 €/MWh (+23% su giugno), ai massimi da giugno 2019. Meno significativa la crescita delle quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale (0,29 €/MWh, +12%), con conseguente rialzo del differenziale con il riferimento di mercato a 0,22 €/MWh. L'analisi per tipologia sul MGO mostra una diffusa e omogenea crescita delle quotazioni,

con prezzi più alti e superiori alla media in corrispondenza della categoria Solare sul mercato organizzato (0,60 €/MWh; +50%) ed Eolica sulla PBGO (0,39 €/MWh; +44%). I volumi scambiati sul mercato scendono a 47,3 mila MWh (-64% rispetto al mese precedente), livello tra i più bassi degli ultimi due anni, inferiori anche ai volumi registrati sulla piattaforma bilaterale, anch'essi in calo a 770,6 mila MWh (-17%).

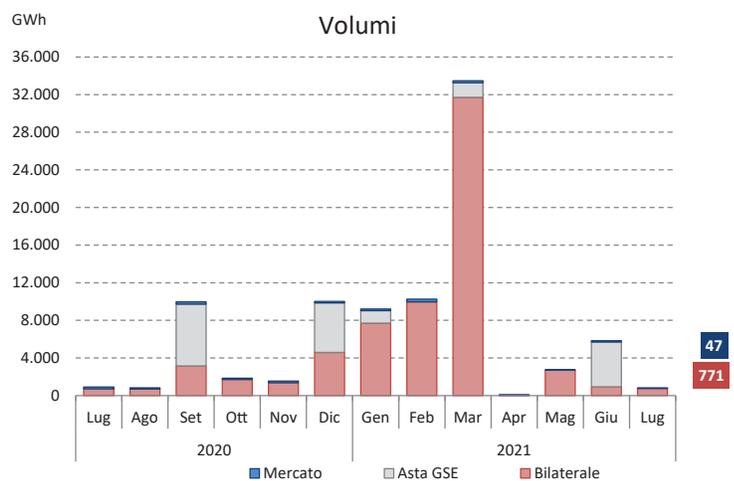
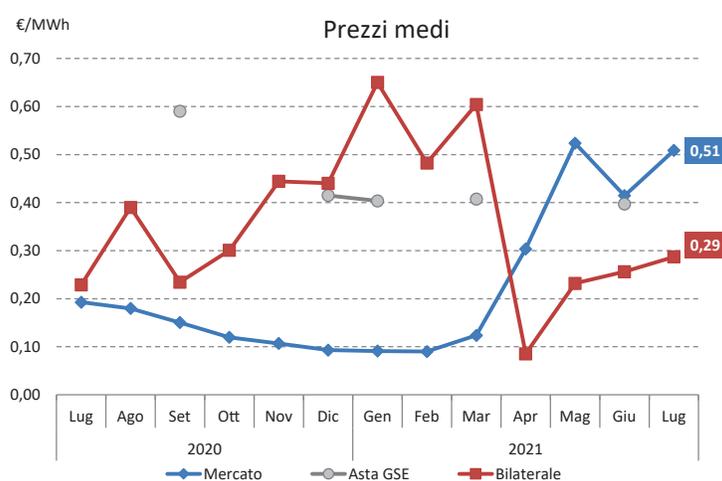
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi		Controvalore		
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,51	+22,7%	0,40	0,60	47.270	-64,4%	24.042	-56,4%
Bilaterali	0,29	+12,1%	0,00	0,52	770.629	-17,1%	221.342	-7,1%
con prezzo >0	0,29	+12,0%	0,16	0,52	770.573	-17,0%	221.342	-7,1%
<b>Totale</b>	<b>0,30</b>	<b>+8,7%</b>	<b>0,00</b>	<b>0,60</b>	<b>817.899</b>	<b>-23,0%</b>	<b>245.384</b>	<b>-16,3%</b>

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

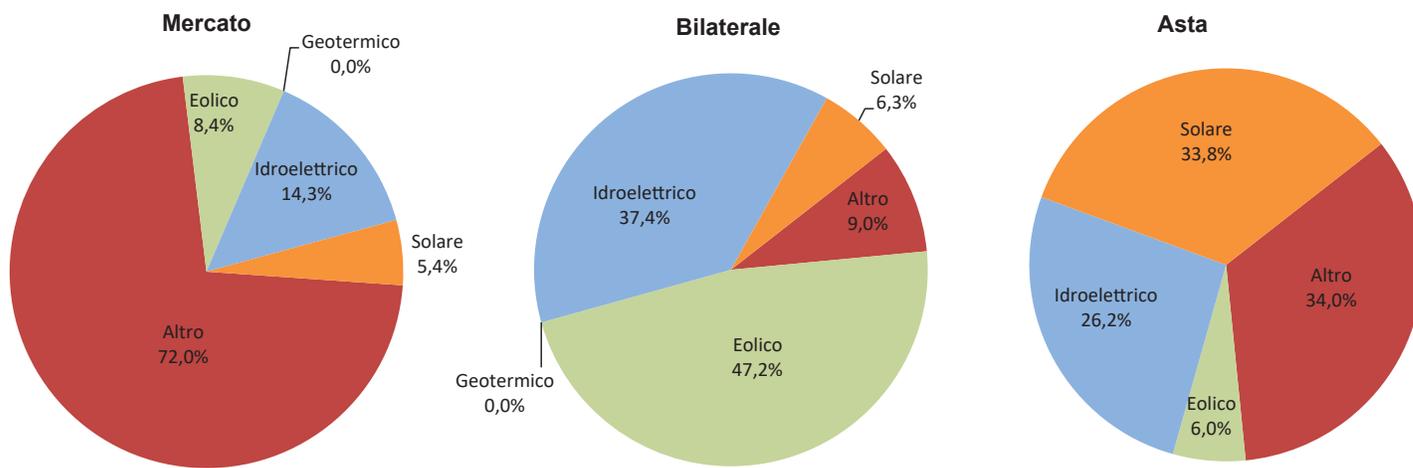


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2021 mostra la predominanza della tipologia Altro

sul mercato (72%), della tipologia Eolico nella contrattazione bilaterale (47%) e di quelle Solare e Altro in asta (34%).

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

Fonte: dati GME



# IL 2020 SECONDO I DATI DEL BP STATISTICAL REVIEW

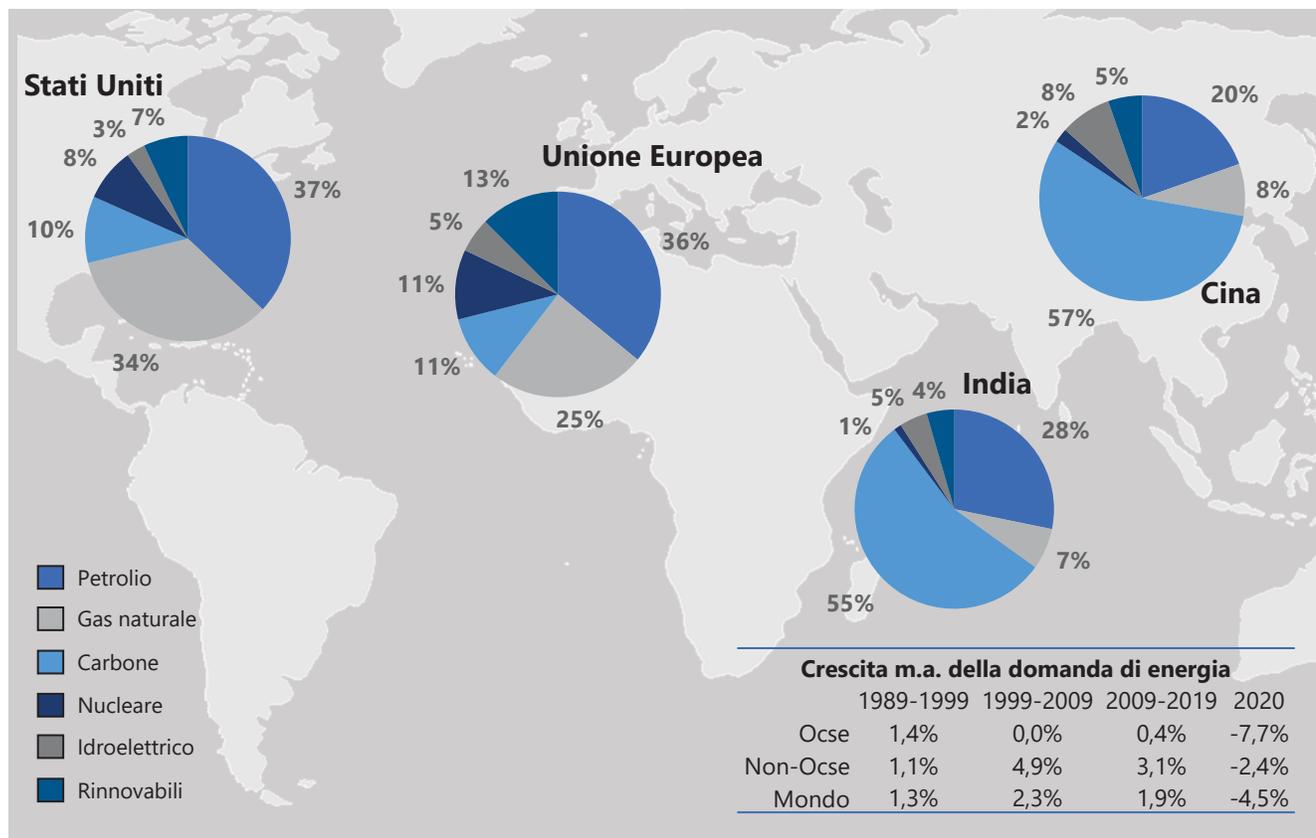
di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

(continua dalla prima)

rimasto stabile al 27%. Le nuove rinnovabili, per contro, sono salite di un punto al 6%. Resta, tuttavia, da constatare come questo processo di penetrazione, pur strutturale, è, come per tutti i cicli di sostituzione delle fonti di energia, lento nel suo evolversi: l'83% della domanda mondiale di energia è ancora coperta dalle fossili<sup>5</sup>.

È interessante il confronto del mix energetico attuale con quello di dieci anni fa: il peso delle fossili mostra un calo di 5 punti percentuali (in parte dovuto alla straordinarietà del 2020), differenziato tra le diverse fonti. All'interno di questo aggregato, infatti, cresce il ruolo del gas naturale mentre si riduce quello di petrolio e del carbone. Compensano le

Figura 1 - La domanda di energia nel mondo, 2020



Fonte: elaborazioni RIE su dati BP Statistical Review of World Energy 2021

rinnovabili, guidate da eolico e solare, il cui peso aumenta dall'1% al 6%. Che questa sostituzione mantenga i ritmi del 2020 è, tuttavia, altamente improbabile data la crescita che le fossili vanno registrando nel 2021 con il rallentare delle misure di restrizione e la forte crescita delle economie.

Vediamo nel dettaglio le dinamiche che hanno caratterizzato le diverse fonti di energia nel 2020.

- Il mercato petrolifero ha ricalcato gli sviluppi legati alla pandemia: a marzo 2020, con l'introduzione delle restrizioni che hanno ridotto fortemente gli spostamenti colpendo il settore trasporti, la domanda ha subito un

crollo verticale toccando il minimo mensile in aprile di circa 77 mil. bbl/g, un livello che non si osservava dal 1995 e inferiore di circa 20 mil. bbl/g rispetto ad inizio anno<sup>6</sup>. Nei mesi estivi, i consumi hanno ripreso a crescere in parallelo alla riduzione dei contagi post-lockdown e all'allentamento delle misure restrittive, con una media del terzo e quarto trimestre superiore ai 90 mil. bbl/g. Complessivamente, il calo nel 2020 è stato del 9,3% riportando la domanda al livello di dieci anni prima (intorno agli 88 mil. bbl/g). Lato offerta, ci si sarebbe aspettata una forte instabilità a seguito dello shock lato

(continua)

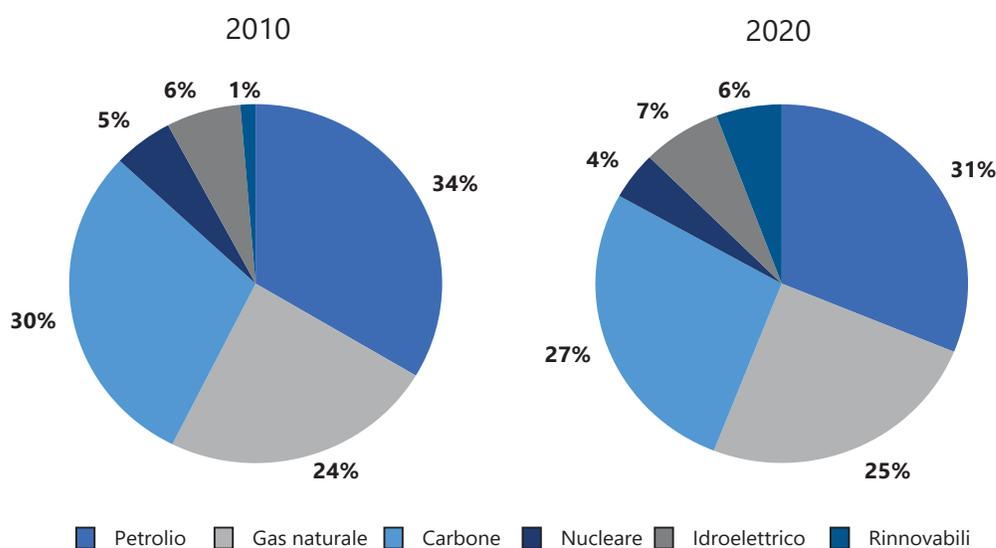
domanda; al contrario, una ottimale gestione dell'offerta da parte dell'OPEC Plus, i cui membri hanno concordato un taglio produttivo senza precedenti, ha permesso una stabilizzazione insperata consentendo di riequilibrare il mercato<sup>7</sup>. La riuscita dell'accordo ha contribuito alla ripresa dei prezzi che, dal minimo dei 20 \$/bbl di aprile, sono tornati nell'intorno dei 40 \$/bbl già prima dell'estate, per proseguire al rialzo in autunno e chiudere l'anno sopra ai 50 \$/bbl. Guardando a queste dinamiche, appare forte la reattività del mercato ai cambiamenti nello stile di vita della popolazione, confermando come il petrolio sia ancora parte integrante della nostra quotidianità<sup>8</sup>.

- Il gas naturale è l'unica fonte fossile che aumenta la sua quota nel mix energetico globale, passando dal 24% al 25%; tuttavia, in termini assoluti, anch'essa segna un calo – seppur più contenuto rispetto a carbone e petrolio – del 2% sul 2019 (pari a 81 mld mc). Una riduzione trainata dalla Russia e dagli Stati Uniti e solo parzialmente compensata dalla crescita in Cina e Iran. Lato offerta, la dinamica è stata simile con il calo della produzione globale (-3,3% pari a 122 mld mc), trainato da Russia, USA e UE e solo parzialmente compensato dall'aumento di Cina e Iran. Il crollo dei consumi legato al lockdown, associato a temperature miti, ha contribuito

a portare i prezzi su minimi storici nella prima metà del 2020<sup>9</sup>. La seconda parte è stata, invece, caratterizzata da una crescita inaspettata dei prezzi dovuta a diversi fattori: un'accelerazione inattesa della domanda asiatica; temporanei problemi nella fornitura di GNL; una stagione autunno-invernale particolarmente fredda che ha alimentato i consumi con ampio ricorso agli stoccaggi. In calo anche il commercio internazionale (-5,3%) con un crollo degli scambi via pipeline (-54 mld mc) mentre il GNL ha segnato un leggero aumento dello 0,6%, molto lontano dai ritmi del decennio precedente (2009-2019) in cui la crescita si attestava sul 7% m.a.

- Il carbone non ha fatto eccezione al calo che ha caratterizzato le fonti fossili. Lato domanda, si è registrata una riduzione del 4,2%, trainata da USA e India; Cina e Malesia le uniche eccezioni che hanno contribuito a contenere il calo nell'area non-OCSE (-1,4%) rispetto al tonfo dei paesi OCSE (-15%). Nonostante la progressiva erosione della sua quota sul bilancio energetico mondiale, il carbone è ancora la seconda fonte di energia consumata nel mondo. Lato offerta, la produzione globale si è ridotta del 5%, prevalentemente dovuto all'area OCSE. La Cina si conferma il leader incontrastato, rappresentando la metà dell'output mondiale di carbone, peraltro in aumento

Figura 2 - Domanda di energia per fonte, 2010 vs 2020



Fonte: elaborazioni RIE su dati BP Statistical Review of World Energy 2021

(continua)

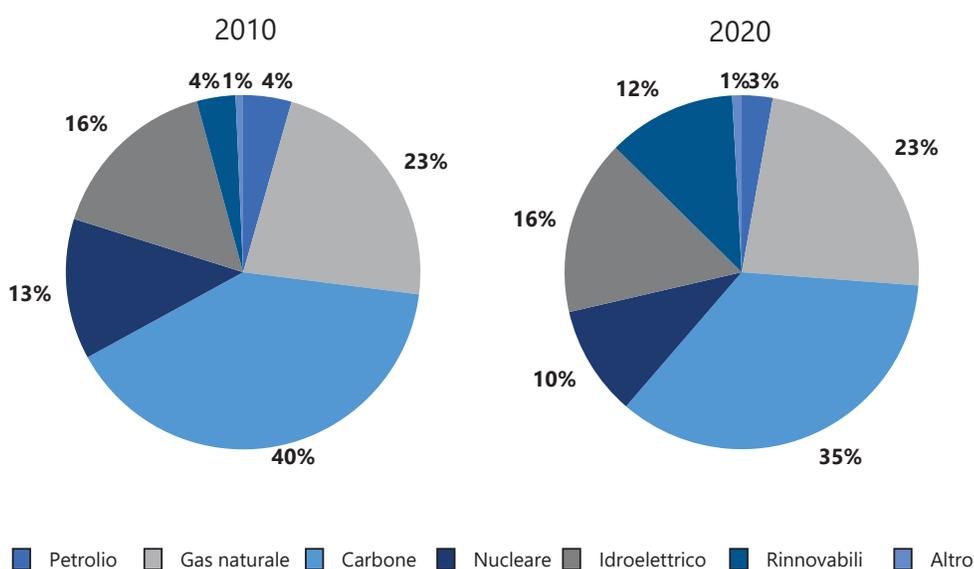
- sull'anno precedente dell'1,2%.
- Le uniche fonti che registrano un aumento della domanda sono le nuove rinnovabili<sup>10</sup> e l'idroelettrico, rispettivamente del 10% e 1%, seppur a ritmi inferiori rispetto al decennio precedente. Per quanto riguarda le prime, la crescita è trainata da eolico (+11%) e solare (+20%) che insieme rappresentano il 90% dell'aumento. L'eolico si conferma la principale tecnologia rinnovabile, rappresentandone il 51% seguita dal solare al 27%. Se a livello di domanda primaria la quota rinnovabile è ancora esigua intorno al 6%, il suo contributo sale al 12% nella generazione elettrica, con punte ben più elevate in alcune aree e in particolare in UE dove arrivano ad oltre un quarto. A livello geografico, l'area OCSE continua ad essere il principale produttore, coprendo il 57% del totale, anche se lo scarto con il non-OCSE si fa sempre più ristretto. Basti pensare che, solo dieci anni fa, la quota OCSE copriva il 75% della generazione rinnovabile. A livello di singolo paese, la Cina si conferma il maggior produttore globale, avendo superato nel 2016 gli USA e nel 2018 l'UE, coprendo una quota del 27%. Guardando all'idroelettrico, questa fonte accenna una crescita dell'1%, seppur a ritmi meno sostenuti degli anni passati (quasi il 3% m.a. negli ultimi dieci anni). La Cina mantiene il primato coprendo un terzo della generazione idro nel mondo, seguita più lontano da Brasile, Canada e USA.

**Come procede la transizione energetica**

Guardando all'energia elettrica, volano della transizione energetica, è indubbio che la politica le abbia riconosciuto un ruolo sempre più centrale in funzione dell'aumento delle rinnovabili. Non è un caso che i ritmi di crescita della generazione elettrica siano stati più sostenuti rispetto alla domanda primaria di energia (+3 m.a. vs +2% m.a. nell'ultimo decennio). Anch'essa ha però dovuto ridimensionare il suo trend di crescita a seguito della pandemia; il calo è stato però ben più contenuto rispetto alla domanda primaria, riducendosi di solo l'1%, vs il 4,5% di quest'ultima. La Cina è l'unico tra i principali produttori di energia elettrica a mostrare una crescita sul 2019 che parzialmente compensa il calo di USA, UE, Russia e Giappone.

Vale rilevare che non bastano questi dati per verificare la portata dell'elettrificazione globale dei consumi, attuale mantra politico per trainare la transizione energetica. Elettrificare, infatti, non significa solo riconvertire una serie di consumi ma anche investire in infrastrutture, ampliando e adeguando la rete di trasmissione e distribuzione ai nuovi carichi<sup>11</sup>. In questo senso, il processo di elettrificazione dei consumi è ancora lento e fermo sotto al 20% da alcuni anni<sup>12</sup>. Guardando il mix di generazione, nell'arco degli ultimi dieci anni non si scorgono – come per la domanda primaria – mutamenti strutturali anche se si segnalano alcune significative variazioni.

Figura 3 - Generazione elettrica per fonte, 2010 vs 2020



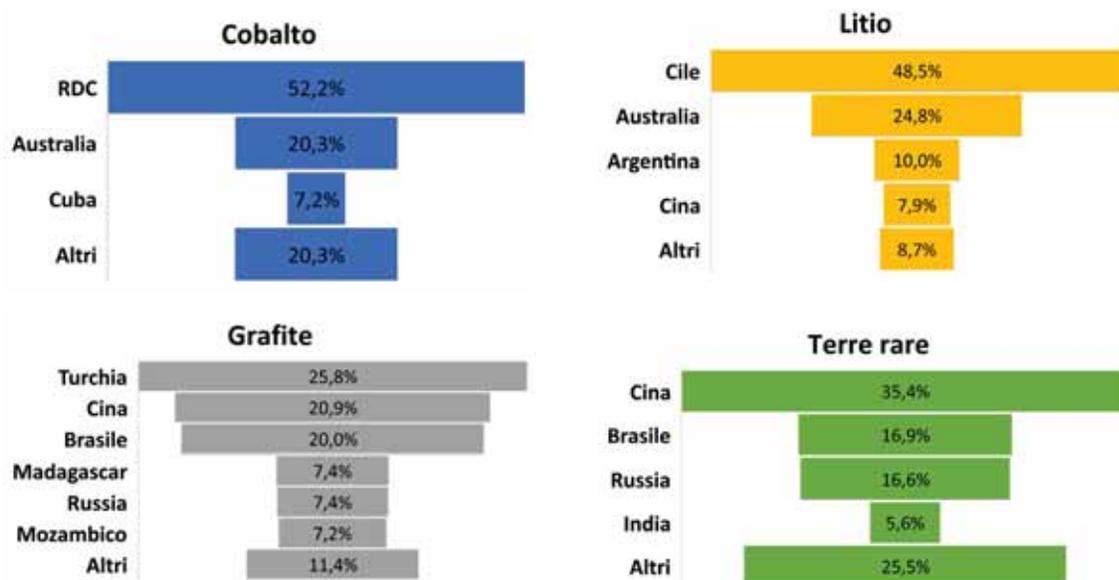
Fonte: elaborazioni RIE su dati BP Statistical Review of World Energy 2021

(continua)

Le fonti fossili continuano a ridurre il loro peso che in dieci anni perde 6 punti percentuali arrivando al 61%, prevalentemente a seguito dell'erosione della quota carbone. Sul lato delle fonti low carbon, buone notizie arrivano dalle rinnovabili che sono aumentate di 8 punti percentuali a quota 12%. Situazione meno rosea per il nucleare che ha perso terreno (-3 p.p.) e si attesta al 10% mentre l'idroelettrico mostra una sostanziale stabilità al 16%. C'è da dire che queste dinamiche sono state accentuate dall'eccezionalità degli eventi dello scorso anno; i dati del 2021 evidenziano un rebound effect sui consumi di energia che potrebbe ridimensionare i cambiamenti registrati nel 2020. Pur con tempistiche incerte, la transizione energetica resta, comunque, un percorso obbligato che richiede nuove risorse da sfruttare. Cresce, infatti, la fame di nuove risorse, come litio, cobalto, grafite e terre rare, necessarie per la produzione delle tecnologie della transizione energetica (turbine eoliche, pannelli fotovoltaici, batterie elettriche). Nel 2020, la produzione di cobalto e terre rare è aumentata di più della media del decennio precedente, con il primo che segna +2,9% e il secondo che registra un forte exploit del +23%. Per contro, cala la produzione di grafite e litio rispettivamente del 20% e 5%. Guardando alle quotazioni, il ribasso evidenziato nel 2020 a seguito della pandemia è stato ampiamente recuperato con la ripresa delle economie ad inizio 2021. Di fronte al balzo dei prezzi di numerosi minerali, diversi analisti hanno annunciato il possibile inizio di un nuovo supercycle dei prezzi delle materie prime che dovrà essere monitorato in vista del rischio di un aumento del costo delle tecnologie della transizione<sup>13</sup>. Altro aspetto da vigilare è la sostenibilità delle produzioni di questi minerali, specie riguardo alla gestione delle miniere (rischi di inquinamento,

proliferazione di miniere illegali, lavoro minorile); a questo, si aggiungono preoccupazioni legate agli equilibri geopolitici dovuti all'elevata concentrazione di queste risorse in pochi paesi, quasi tutti fuori dall'area OCSE<sup>14</sup>. Anche qui, la Cina è protagonista, possedendo il 35% delle terre rare, il 21% della grafite e avendo quote minori nel litio e nel cobalto. Altri principali detentori delle riserve sono: per il cobalto, la Repubblica Democratica del Congo (52%) e l'Australia (20%); per il litio, il Cile (48%), l'Australia (25%) e l'Argentina (10%); per le terre rare, spiccano anche il Brasile (17%) e la Russia (17%). Passando poi alle emissioni di anidride carbonica, si evidenzia un crollo (-6%), come per la domanda primaria, che le ha riportate al livello di dieci anni prima, attestandosi a 32 miliardi di tonnellate. Il calo più importante dalla Seconda Guerra Mondiale ad oggi. A livello geografico, tutti i paesi registrano un ribasso delle emissioni rispetto al 2019; fanno eccezione solo Cina e Iran che si mantengono stabili segnando rispettivamente +0,6% e +0,4%. Questo risultato evidenzia come repentini cambiamenti nello stile di vita della popolazione e nell'organizzazione delle attività economiche influiscano enormemente sull'andamento delle emissioni; tuttavia, se non portate avanti con costanza e con una gradualità in grado di sedimentare certi comportamenti, l'impatto non potrà che essere temporaneo e, per certi versi, più dannoso. Lo dimostra bene il caso della crisi economica del 2008-2009, quando le emissioni sono calate del 2% per risalire l'anno successivo di più del doppio (+5%), un aumento più elevato dei livelli pre-crisi. Anche in questo caso, il crollo delle emissioni sembra durare il tempo della pandemia in quanto non frutto di precise politiche industriali ma risultato di una congiuntura straordinaria. Al contrario, la crisi climatica

Figura 4 - Ripartizione per paese delle risorse di minerali chiave per il settore rinnovabili (2020)



Nota: sono stati inseriti i paesi con una quota superiore al 5% delle riserve.  
 Fonte: Elaborazioni RIE su dati BP Statistical Review of World Energy 2021

(continua)

si dipana nell'arco di molto tempo e necessita di interventi di lungo corso che siano in grado di ridurre l'impronta carbonica delle attività antropogeniche apportando miglioramenti decisivi sull'efficienza e la sostenibilità dei sistemi di consumo e produzione. Molti paesi hanno sposato retoriche ambiziose ma pochi le hanno tradotte in politiche mirate e incisive. La Cina sembra essere un esempio di questa discrepanza tra parola e azione. In quanto primo paese emettitore al mondo, coprendo quasi un terzo dell'impronta carbonica globale, il suo ruolo è decisivo e imprescindibile per ridurre il trend emissivo nei prossimi anni. Per quanto la retorica di Pechino sia orientata a portare il paese verso l'obiettivo di net zero entro il 2060 – di recente ha anche lanciato il proprio sistema di scambio delle quote di emissioni – essa contrasta con il massiccio utilizzo del carbone nella generazione elettrica (ancora sopra quota 60%) che, nel 2020, ha persino registrato un aumento dell'1,4%. Il paese ha peraltro aggiunto nuova capacità per 38 GW<sup>15</sup> e ha approvato la costruzione di nuovi impianti a carbone per un totale di 36 GW.

In definitiva, l'evoluzione della transizione energetica nel post-pandemia dipenderà da come i paesi decideranno di impostare la ripresa economica; attualmente, i segnali non sembrano giocare a favore di un nuovo corso rispetto al passato. I

consumi di energia nel 2021 sono previsti in aumento, stessa sorte per le emissioni<sup>16</sup>. Il G20 Ambiente tenutosi a Napoli nel luglio scorso non ha dato i risultati sperati – l'Economist lo ha definito “una farsa” – non riuscendo a strappare un accordo a grandi emettitori come la Cina su questioni decisive quali l'abbandono del carbone al 2025 o la cancellazione dei sussidi alle fonti fossili<sup>17</sup>.

L'Europa, con le recenti proposte della Commissione sull'European Green Deal “Fit-for-55”, sembra sola nella lotta alla riduzione delle emissioni e il suo apporto rischia di non essere efficace rispetto agli straordinari oneri che questa nuova politica richiede al comparto industriale e ai consumatori europei. L'UE è responsabile per l'8% delle emissioni a livello globale e una riduzione del 55% al 2030 sul livello del 1990 dovrebbe portare ad un crollo delle proprie emissioni attuali del 34%: uno sforzo immane che, tuttavia, a livello globale corrisponderebbe ad appena il 2,7% di emissioni in meno rispetto ad oggi. Per non rendere tali sforzi vani, l'impegno di Bruxelles di accelerare la transizione energetica in vista di una maggiore sostenibilità dei processi produttivi dovrebbe andare di pari passo con una intesa a livello internazionale. Solo una lotta condivisa ai cambiamenti climatici può dare il successo sperato e nei tempi dettati dalla scienza.

1. IMF, World Economic Outlook Update, giugno 2021.
2. Da quest'anno, il BP Statistical Review ha cambiato l'unità di misura di alcuni indicatori energetici, passando dalla tonnellata equivalente petrolio (TEP) all'exajoule (EJ) corrispondente a 1 quintilione di joules ( $1 \times 10^{18}$ )
3. L'intensità energetica si è ridotta dello 0,4% rispetto al -1,5% m.a. degli ultimi due decenni. Enerdata, Global Energy Statistical Yearbook 2021, consultabile al link: <https://yearbook.enerdata.net/>
4. Con 145 exajoule, la Cina copre oltre un quarto dei consumi mondiali.
5. Per un approfondimento dei diversi paradigmi energetici e dei cicli di sostituzione delle fonti di energia, cfr. Clò A. (2008), Il rebus energetico, il Mulino, Bologna.
6. Lisa Orlandi, Il petrolio conta ancora, e anche l'Opec, Newsletter GME n. 150, luglio 2021.
7. L'offerta è stata ridotta di 6,6 mil. bbl/g, il calo più importante dal dopoguerra ad oggi (Ibidem).
8. Nonostante i molteplici passi avanti fatti nelle politiche per una mobilità diversificata e sostenibile, il petrolio è ancora fonte dominante nei consumi per il trasporto.
9. Al PSV, i prezzi spot sono scesi fino ai 5,9 €/MWh di giugno 2020, mentre al TTF sono diminuiti fino a 4,5 €/MWh di maggio. Agata Gugliotta e Gian Paolo Repetto, Volatilità dei prezzi sui mercati del gas: dai minimi del 2020 agli attuali rialzi, Newsletter GME n. 149, giugno 2021.
10. Nei consumi di energia primaria, le “altre rinnovabili” includono eolico, solare, geotermia, biomasse e altro, biofuel, mentre escludono l'idroelettrico. Nel caso dei consumi elettrici, da questo aggregato sono esclusi anche i biofuel che non contribuiscono alla generazione elettrica.
11. “Il rischio di blackout più o meno complessi e disastrosi (in Texas lo scorso inverno, a Milano a metà giugno 2021 o gli avvisi della città di New York ai propri cittadini per limitare i consumi elettrici non necessari nel mese di luglio 2021) sono segnali dell'importanza di adeguare l'infrastruttura elettrica ai nuovi stili di consumo e alle nuove condizioni climatiche estreme”. Vedi Di Giulio e Migliavacca (2021) in Rivista “Energia”, in corso di pubblicazione.
12. Ibidem.
13. Pier Paolo Raimondi, Materie prime: boom dei prezzi da transizione, ISPI, 4 giugno 2021; Alberto Clò, Verso un nuovo super-ciclo delle materie prime?, Rivistaenergia.it, 26 gennaio 2021.
14. Per un maggiore approfondimento delle problematiche relative all'approvvigionamento dei minerali della transizione energetica, si legga: Rivistaenergia.it, Metalli e terre rare: tra scarsità e tensioni geopolitiche, 13 luglio 2021.
15. Si tratta di complessivi 30 GW incluso il decommissioning. David Stanway, China's new coal power plant capacity in 2020 more than three times rest of world's: study, Reuters, 3 febbraio 2021.
16. IEA, Global Energy Review 2021, aprile.
17. “In late July this year a gathering of environment ministers from the g20 group of countries in Italy turned into farce, with officials from China, India, Russia and Saudi Arabia blocking an agreement to end fossil-fuel subsidies and phase out the use of coal”. The Economist, Despite climate concerns, demand for dirty fuels is surging, 31 luglio 2021. Questo articolo è apparso nella sezione “Finanza ed economia” dell'edizione cartacea sotto il titolo Fired up. Staffetta Quotidiana, Grey recovery, 30 luglio 2021.

# Novità normative di settore

A cura del GME

## AMBIENTALI

**Comunicato del GME | “Piattaforma P-GO: aggiornamento della DTF n. 02 P-GO” | del 9 luglio 2021**  
 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che, in data 9 luglio u.s., è entrata in vigore la versione aggiornata della DTF n. 02 P-GO, opportunamente modificata al fine di introdurre la procedura relativa al “cambio password”, nonché le modalità di recupero in sicurezza delle credenziali di accesso alla Piattaforma P-GO.

Nel medesimo comunicato il GME ha altresì ricordato agli operatori:

- di verificare che l'indirizzo e-mail del legale rappresentante - ovvero del soggetto munito dei necessari poteri - precedentemente comunicato al GME risulti corretto, ovvero aggiornato;
- che, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 20 del Regolamento P-GO, gli stessi sono tenuti in ogni caso a comunicare prontamente al GME, inter alia, l'indirizzo e-mail corretto del legale rappresentante - ovvero del soggetto munito dei necessari poteri - anche al fine di poter effettuare, con esito positivo, la procedura di “cambio password”.

**Deliberazione 3 agosto 2021 358/2021/R/EFR | “Determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2020 e approvazione delle modifiche alle modalità di attuazione di cui all'articolo 14-bis, commi 6 e 8, del decreto interministeriale 11 gennaio 2017” | pubblicata in data 3 agosto 2021 | Download <https://www.arera.it>**

Con la deliberazione 358/2021/R/EFR, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha determinato i valori, per l'anno d'obbligo 2020, del contributo tariffario unitario di cui all'articolo 4, comma 4.1, dell'Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/EFR (nel seguito: Regole per la determinazione del contributo tariffario) e del c.d. “corrispettivo addizionale unitario” di cui al comma 2 del medesimo articolo, ai fini della relativa erogazione in esito alle verifiche, da parte del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE), del

raggiungimento degli obiettivi annuali da parte di ciascun “soggetto obbligato”<sup>1</sup>.

In particolare, in considerazione della proroga del termine per l'anno d'obbligo 2020 (dal 31 maggio al 16 luglio 2021)<sup>2</sup>, l'Autorità ha disposto che:

- ai fini della determinazione del contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2020, il “prezzo rilevante mensile dei bilaterali” e la “quantità mensile rilevante delle transazioni bilaterali” di cui alle Regole per la determinazione del contributo tariffario, si riferiscono al solo periodo compreso tra i giorni 1 e 16 luglio 2021;
- gli scambi di TEE avvenuti tramite accordi bilaterali nel periodo compreso tra i giorni 17 e 31 luglio 2021 saranno tenuti in considerazione unicamente ai fini della determinazione del contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2021.

In considerazione di ciò, con la medesima deliberazione, l'ARERA ha altresì richiesto al Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) - per il solo mese di luglio 2021 e ad integrazione di quanto previsto all'articolo 8, comma 8.1, del “Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica” - di pubblicare sul proprio sito internet i predetti dati, nonché i valori di cui all'articolo 3, comma 3.2, delle Regole per la determinazione del contributo tariffario, riferiti ai due succitati periodi temporali.

## ELETTRICO

**Comunicato del NEMO Committee | “Save the date – 14th October 2021 - All NEMOs will organise a webinar to provide market participants and stakeholders information on the published “CACM Annual Report 2020” with details on intraday and day-ahead coupling.” | del 15 luglio 2021 | Download <https://www.nemo-committee.eu>**

Con il comunicato in oggetto, i Nominated Electricity Market Operators (NEMOs) europei hanno reso noto agli operatori e agli stakeholders interessati che, in data 14 ottobre p.v., sarà organizzato un webinar dedicato alla presentazione del “CACM Annual Report 2020”<sup>3</sup> pubblicato in data 1 luglio u.s. e recante una panoramica completa dell'operatività, nel 2020, dei progetti Single Day-Ahead Coupling (SDAC) e Single Intraday Coupling (SIDC). L'agenda del suddetto webinar, l'elenco dei relatori, nonché tutte le ulteriori informazioni necessarie per la partecipazione all'evento, saranno rese disponibili sul sito del Nemo Committee ([www.nemo-committee.eu](http://www.nemo-committee.eu)).

1. Per “soggetti obbligati” si intendono i distributori di energia elettrica e gas naturale di cui all'articolo 3, comma 3.1, lettere a) e b), del Decreto Ministeriale 11 gennaio 2017, ss.mm.ii.  
 2. Detta proroga è stata prevista dal Ministero della Transizione Ecologica all'articolo 16, comma 16.1, lettera b), del Decreto Ministeriale 21 maggio 2021.  
 3. Cfr. Newsletter n. 150 luglio 2021

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.  
REF-E S.r.l.  
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.