

**APPROFONDIMENTI**

# IL PETROLIO CONTA ANCORA, E ANCHE L'OPEC

*Lisa Orlandi (RIE)*

Sono passati sedici mesi da quell'11 marzo 2020, quando il Covid-19 è stato dichiarato pandemia; mesi in cui gli annunci di lockdown e di misure restrittive prima mai sperimentate hanno riempito le pagine di cronaca, al pari della conta inesorabile e tragica dei contagi e delle vittime che ha segnato quasi tutti i paesi del globo. In un anno così anomalo e complesso, il mondo si è fermato: il virus ha innescato la peggiore crisi economica mondiale dalla Grande Depressione, con una contrazione del PIL pari al 3,3% su scala globale e con un condizionamento senza precedenti della libertà di circolazione di gran parte della popolazione. È solo a fine 2020, con l'annuncio della disponibilità di diversi ed efficaci vaccini, che si comincia a parlare ma soprattutto a credere nella ripartenza. Il primo semestre 2021, nonostante le ondate pandemiche non siano venute meno, è stato infatti caratterizzato da un mood decisamente più ottimista, sostenuto dalle vaccinazioni di massa in diversi Stati e da una ripresa economica dapprima timida e incerta ma poi decisamente più vigorosa. Il mercato petrolifero ha perfettamente ricalcato le dinamiche dell'economia mondiale sia nei fatti sia nella narrazione dominante: registrando, nel 2020, la più grande crisi che questa industria abbia mai conosciuto e rialzando gradualmente la testa con l'avvicinarsi del nuovo anno, contrariamente alle aspettative di molti. Un percorso, quello del petrolio, che ha evidenziato il ruolo ancora centrale di questa fonte nell'economia e nella quotidianità. Ma riavvolgiamo brevemente il nastro per ripercorre cosa è accaduto sul fronte petrolifero in questo inusuale periodo

storico.

Il black month per eccellenza è stato di certo aprile 2020, simbolo del lockdown mondiale e punto di innesco del crollo verticale della domanda di petrolio. Il settore trasporti è stato infatti il primo ad essere direttamente colpito dalle restrizioni, trascinando i consumi petroliferi del mese a circa 77 milioni di barili al giorno (mil. bbl/g), un livello che non si osservava dal 1995 e inferiore di circa 20 mil. bbl/g rispetto ad inizio anno. L'abbattimento dei consumi si era poi verificato in un contesto già di per sé molto fragile, caratterizzato da eccesso di offerta e aggravato dalla forte tensione tra i due dominus dell'OPEC Plus, Arabia Saudita e Russia, che a marzo non erano stati in grado di addivenire ad un accordo sui tagli produttivi. Da qui la discesa delle quotazioni fino al minimo di 20 doll/bbl toccato proprio nel mese di aprile. In un quadro apparentemente privo di sbocchi, è stata l'Alleanza dei paesi produttori a prendere in mano le redini del mercato, appianando le divergenze interne e arrivando alla sigla - nel vertice straordinario del 12 aprile - di un accordo che non ha precedenti storici. I paesi membri direttamente coinvolti, che congiuntamente contano per circa il 40% della produzione mondiale, hanno definito tagli cumulati compresi tra i 10 e i 6 mil. bbl/g secondo un decalage che - nelle intenzioni iniziali - si sarebbe protratto sino al 2022. Una riduzione dell'offerta di portata tale da sembrare non credibile ma che, nei fatti, si è rilevata concreta e fedele all'annuncio, dando prova di una coesione che tra paesi così distanti (non solo geograficamente) non era facile da immaginare.

continua a pagina 25

## IN QUESTO NUMERO

**REPORT/ GIUGNO 2021**

 Mercato elettrico Italia  
 pag 2

 Mercato gas Italia  
 pag 12

 Mercati energetici Europa  
 pag 17

 Mercati per l'ambiente  
 pag 21

**APPROFONDIMENTI**
*Il petrolio conta ancora, e anche  
 l'OPEC*  
*Lisa Orlandi (RIE)*
**NOVITA' NORMATIVE**

pagina 29

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A giugno il Pun sale ai massimi da ottobre 2012, attestandosi a 84,80 €/MWh, dinamica analoga a quella registrata sulle principali borse estere caratterizzate da quotazioni tra le più elevate dell'ultimo decennio. A livello nazionale sostengono il prezzo acquisti crescenti (MGP: 24,4 TWh, con liquidità del mercato al 75,8%), una ridotta offerta eolica e un ulteriore progressivo aumento, nel corso

del mese, dei costi di generazione. Molto elevati anche tutti i prezzi di vendita, che salgono a 82/88 €/MWh sulla penisola e a 97,83 €/MWh in Sicilia. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il baseload di Luglio 2021 chiude il periodo di contrattazione a 92,63 €/MWh (+10,2%). Ancora in flessione le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

### IL PUN

In progressivo rialzo dall'estate 2020, a giugno il Pun raggiunge il livello più elevato da quasi nove anni e massimo storico per il mese in oggetto, pari a 84,80 €/MWh (+14,89 €/MWh, +21,3% su maggio e +56,79 €/MWh, +202,8% sul 2020), in un contesto connotato da una ininterrotta ascesa dei costi di generazione, con le quotazioni del gas salite in Italia a 28,41 €/MWh e i costi di emissione al nuovo massimo 52,78 €/ton, da una repentina ripresa degli acquisti (24,4 TWh, rispettivamente +2,1 TWh e +1,8 TWh), attestatisi nell'ultima parte del mese ai massimi dallo scorso anno, nonché da una ridotta offerta eolica al centro

meridione. Livelli particolarmente elevati si registrano anche sui prezzi delle principali borse elettriche europee, allineati a 74 €/MWh in Germania, Francia e Svizzera (massimo da novembre 2008 per la prima e da febbraio 2017 per le altre) e con i quali il Nord (82,43 €/MWh) riduce fortemente il suo differenziale rispetto a maggio, portandolo su uno dei valori più bassi per giugno negli ultimi anni (escluso il 2020, per la sua eccezionalità).

L'analisi per gruppi di ore mostra un analogo balzo annuale dei prezzi nei gruppi di ore, per un rapporto picco/baseload stabile a 1,09 (-0,2 sul 2020) (Grafico 1 e Tabella 1).

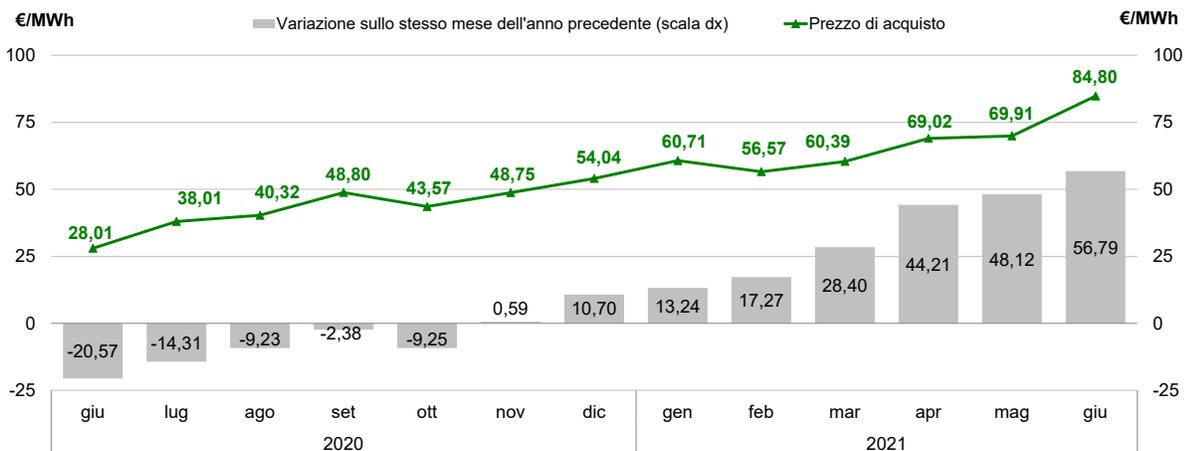
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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>84,80</b>	28,01	+56,79	+202,8%	<b>25.636</b>	+11,6%	<b>33.837</b>	+7,9%	<b>75,8%</b>	73,3%
<i>Picco</i>	92,01	31,08	+60,93	+196,0%	31.478	+12,9%	40.846	+8,3%	77,1%	73,9%
<i>Fuori picco</i>	80,91	26,35	+54,56	+207,1%	22.490	+10,7%	30.063	+7,6%	74,8%	72,8%
<i>Minimo orario</i>	42,67	8,00			15.368		21.234		67,1%	62,4%
<i>Massimo orario</i>	139,07	48,55			38.377		47.841		82,1%	81,3%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



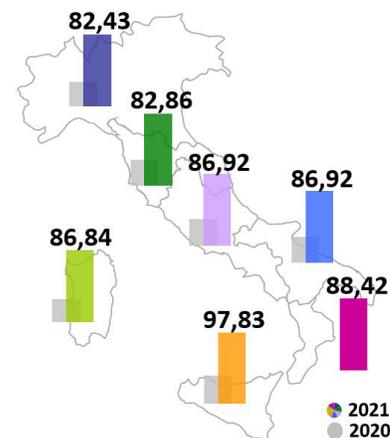
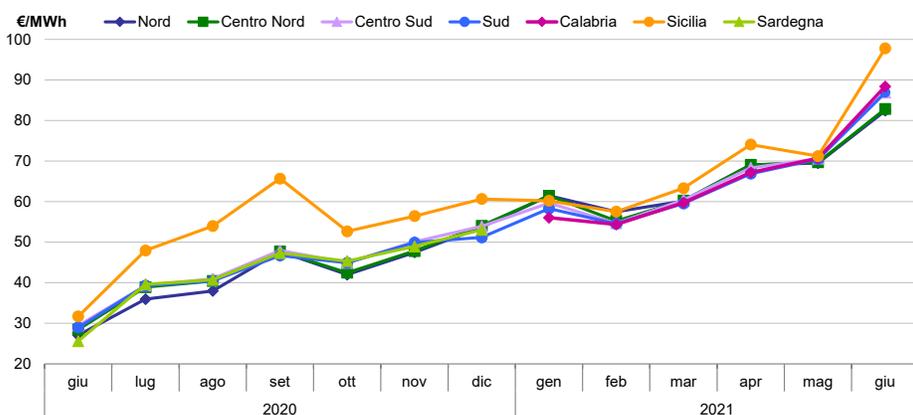
## I PREZZI ZONALI

In tale contesto restano in netto rialzo anche tutti i prezzi di vendita, che vedono un allargamento dei differenziali tra zone centro-settentrionali (82/83 €/MWh, con il Nord ai massimi da settembre 2020, +13 €/MWh su maggio e +60/+61 €/MWh sul 2020) e resto della penisola e Sardegna (87/88 €/MWh, con il Sud ai massimi da dicembre 2008, rispettivamente +16/+19 €/MWh e +64/+66 €/MWh). Queste ultime, in particolare, risultano penalizzate dalla flessione dell'offerta eolica e, su base mensile, anche dal calo dell'import netto

dalla frontiera greca e montenegrina in corrispondenza della chiusura del transito SUD-GREC dall'ultima decade di maggio e di frequenti azzeramenti della capacità anche sul transito MONT-CSUD. Nel mese cresce anche lo spread tra meridione e Sicilia (97,83 €/MWh, massimo da settembre 2014, +27/+75 €/MWh), con l'isola penalizzata anche, in alcuni giorni del mese, dal pesante restringimento del transito con la Calabria, e caratterizzata da prezzi orari saliti fino a 199,1 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



## I VOLUMI

Al quarto rialzo annuale consecutivo l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, sale a 24,4 TWh (+7,9% sul 2020). Torna in doppia cifra l'aumento dei volumi transitati nella borsa elettrica del GME, pari a 18,5 TWh (+11,6%), trainato dai volumi negoziati dagli operatori nazionali non istituzionali e, lato vendita, anche dall'import. Restano

in riduzione, invece, le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, a 5,9 TWh (-2,2%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche, pertanto, la liquidità del mercato, al 75,8%, pur in lieve calo su maggio (-0,6 p.p.), guadagna 2,5 punti percentuali sul 2020 (Grafico 3).

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

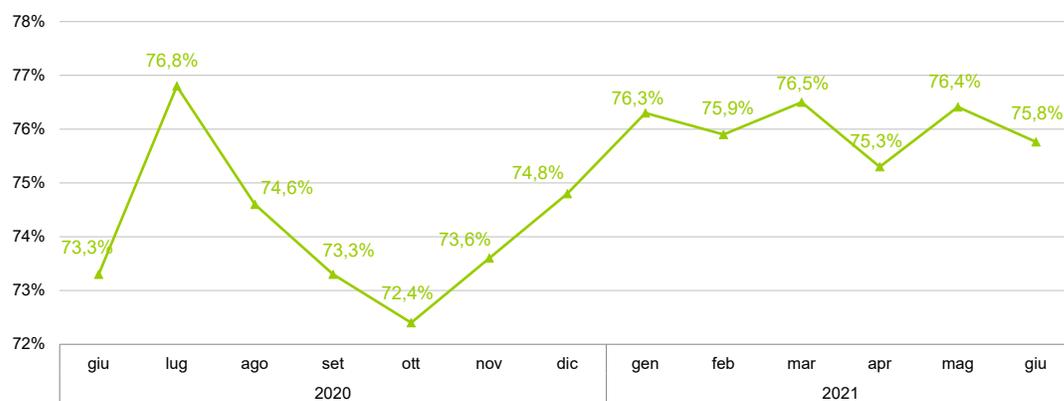
	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>18.457.754</b>	<b>+11,6%</b>	<b>75,8%</b>
Operatori	12.101.387	+1,0%	49,7%
GSE	2.645.057	-7,6%	10,9%
Zone estere	3.711.310	+118,8%	15,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.905.087</b>	<b>-2,2%</b>	<b>24,2%</b>
Zone estere	92.943	+7,7%	0,4%
Zone nazionali	5.812.144	-2,3%	23,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>24.362.841</b>	<b>+7,9%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>16.124.843</b>	<b>-5,1%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>40.487.684</b>	<b>+2,3%</b>	

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

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>18.457.754</b>	<b>+11,6%</b>	<b>75,8%</b>
Acquirente Unico	3.249.814	-0,9%	13,3%
Altri operatori	11.827.724	+35,0%	48,5%
Pompaggi	2.137	-52,4%	0,0%
Zone estere	151.725	-85,3%	0,6%
Saldo programmi PCE	3.226.353	-6,7%	13,2%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.905.087</b>	<b>-2,2%</b>	<b>24,2%</b>
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.131.441	-3,8%	37,5%
Saldo programmi PCE	-3.226.353	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>24.362.841</b>	<b>+7,9%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>491.856</b>	<b>-8,8%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>24.854.698</b>	<b>+7,5%</b>	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali, pari a 24,4 TWh, crescono ancora del 7,9% sul 2020, con incrementi ancora soprattutto al Nord (+13,3%) e sulle isole (+13/15%). Gli acquisti esteri (esportazioni), in calo su tutte le frontiere e pari a 0,2 TWh, restano, invece, in netta contrazione rispetto all'elevato livello di un anno fa (-85,3%), quando

il Sistema risultava esportatore netto in diversi giorni del mese (Tabella 4). Lato offerta, a fronte di importazioni più che raddoppiate, pari a 3,8 TWh (+113,5%), soprattutto sulle frontiere francese e svizzera, si osserva una riduzione delle vendite nazionali, scese complessivamente a 20,6 TWh (-1,1%), ma in crescita dello 0,6% al Nord (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	21.351.883	29.655	+5,2%	12.053.330	16.741	+0,6%	13.748.410	19.095	+13,3%
Centro Nord	1.644.155	2.284	-17,7%	1.350.836	1.876	-16,7%	2.073.562	2.880	-8,5%
Centro Sud	4.758.707	6.609	+12,6%	2.377.129	3.302	+33,8%	4.188.924	5.818	+22,0%
Sud	3.739.504	5.194	-48,8%	2.262.847	3.143	-38,7%	1.518.018	2.108	-14,1%
Calabria	1.999.218	2.777	-	980.258	1.361	-	486.187	675	-
Sicilia	1.956.018	2.717	-13,7%	692.601	962	-18,7%	1.460.232	2.028	+13,1%
Sardegna	1.181.897	1.642	-18,1%	841.588	1.169	-3,2%	735.783	1.022	+15,1%
<b>Totale nazionale</b>	<b>36.631.382</b>	<b>50.877</b>	<b>-2,4%</b>	<b>20.558.588</b>	<b>28.554</b>	<b>-1,1%</b>	<b>24.211.116</b>	<b>33.627</b>	<b>+12,4%</b>
Estero	3.856.302	5.356	+90,8%	3.804.253	5.284	+113,5%	151.725	211	-85,3%
<b>Sistema Italia</b>	<b>40.487.684</b>	<b>56.233</b>	<b>+2,3%</b>	<b>24.362.841</b>	<b>33.837</b>	<b>+7,9%</b>	<b>24.362.841</b>	<b>33.837</b>	<b>+7,9%</b>

## LE FONTI

Il calo delle vendite nazionali risulta trainato dalle fonti rinnovabili (-6,9%), ai minimi degli ultimi quattro anni per il mese di giugno (13,1 GWh, -1,0 GWh sul 2020), e si concentra sull'eolico sceso sul livello più basso da settembre 2019, in particolare al centro meridione e sulle isole. L'aumento degli acquisti risulta quindi soddisfatto dalla crescita delle vendite da impianti tradizionali (+4,1%), tra cui in evidenza, anche

a fronte di costi di emissione ai massimi storici, quella del carbone proprio al centro meridione (+42,3%), intervenuto a compensare il minor apporto rinnovabile. In termini di struttura delle vendite, la quota delle rinnovabili scende al 46,0%, in calo di 2,0 punti percentuali, con l'eolico quasi dimezzato e sceso al 4,0% (-3,5 p.p.), mentre aumentano di oltre un punto percentuale sia il gas che il carbone (Tabella 5, Grafico 4).

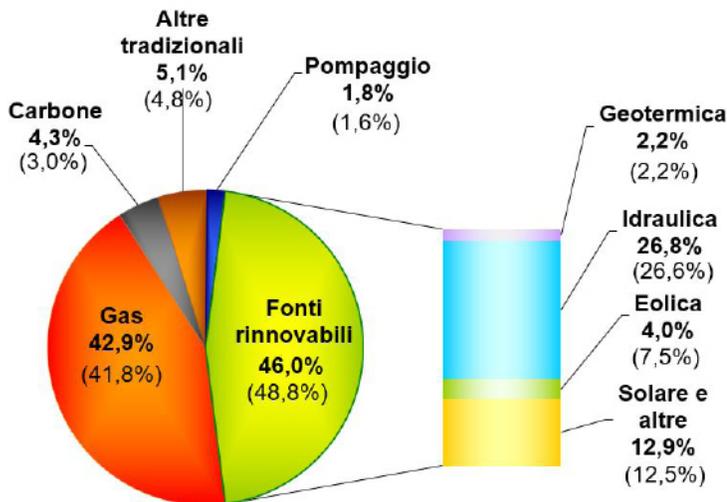
Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

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>7.934</b>	<b>+0,6%</b>	<b>769</b>	<b>-16,7%</b>	<b>1.982</b>	<b>+64,0%</b>	<b>1.792</b>	<b>-38,0%</b>	<b>1.010</b>	<b>-</b>	<b>539</b>	<b>-11,3%</b>	<b>883</b>	<b>+8,5%</b>	<b>14.910</b>	<b>+4,1%</b>
Gas	7.145	+2,0%	719	-15,2%	1.109	+25,9%	1.434	-40,9%	878	-	485	-9,2%	477	+25,9%	12.247	+1,4%
Carbone	19	-88,3%	-	-	644	+479,9%	215	+15,8%	0	-	-	-	338	-15,3%	1.216	+42,3%
Altre	771	+7,2%	51	-33,1%	229	+5,6%	142	-48,3%	132	-	54	-26,8%	69	+86,9%	1.447	+3,6%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>8.301</b>	<b>-0,1%</b>	<b>1.107</b>	<b>-16,8%</b>	<b>1.311</b>	<b>+4,8%</b>	<b>1.351</b>	<b>-39,6%</b>	<b>351</b>	<b>-</b>	<b>423</b>	<b>-26,5%</b>	<b>286</b>	<b>-27,4%</b>	<b>13.130</b>	<b>-6,9%</b>
Idraulica	6.070	-1,6%	189	-46,0%	636	+53,0%	437	-18,3%	122	-	130	-15,1%	71	-1,2%	7.654	-0,5%
Geotermica	-	-	635	+2,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	635	+2,0%	
Eolica	8	-14,0%	12	-44,5%	207	-51,7%	538	-56,0%	153	-	151	-44,9%	77	-62,7%	1.144	-47,0%
Solare e altre	2.223	+4,3%	271	-19,4%	469	+15,0%	376	-21,7%	77	-	142	-4,4%	138	+19,0%	3.697	+2,1%
<b>Pompaggio</b>	<b>505</b>	<b>+13,9%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>+9,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>514</b>	<b>+13,9%</b>
<b>Totale</b>	<b>16.741</b>	<b>+0,6%</b>	<b>1.876</b>	<b>-16,7%</b>	<b>3.302</b>	<b>+33,8%</b>	<b>3.143</b>	<b>-38,7%</b>	<b>1.361</b>	<b>-</b>	<b>962</b>	<b>-18,7%</b>	<b>1.169</b>	<b>-3,2%</b>	<b>28.554</b>	<b>-1,1%</b>

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

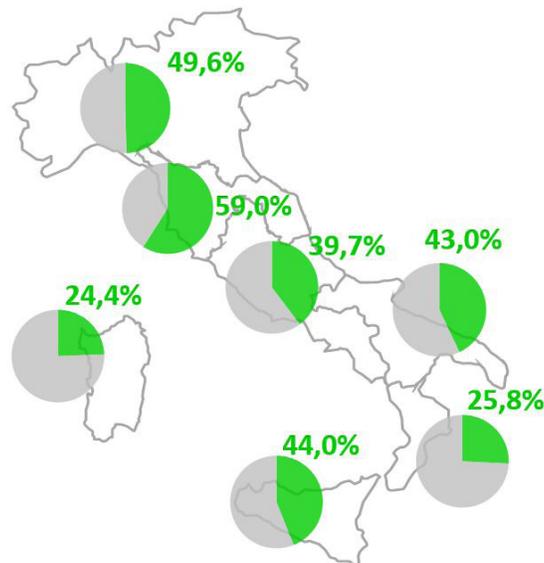
Fonte: GME



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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



## LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto dell'Italia sale a 3,7 TWh, massimo degli ultimi undici anni per giugno, in decisa crescita sul 2020 (+369,2%) quando si osservava una frequenza massima storica di ore di export dal nostro Sistema verso l'estero. Rispetto a un anno fa, l'analisi dei flussi per frontiera mostra incrementi soprattutto sulla frontiera settentrionale, connessi

al netto aumento della NTC, in particolare su quella francese, oltre che a quotazioni estere più spesso inferiori a quella del Nord. Sulle altre frontiere, si osserva ancora l'inversione dei flussi dal Montenegro, mentre si annullano quelli dalla Grecia in corrispondenza della chiusura del transito con il Sud da fine maggio (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

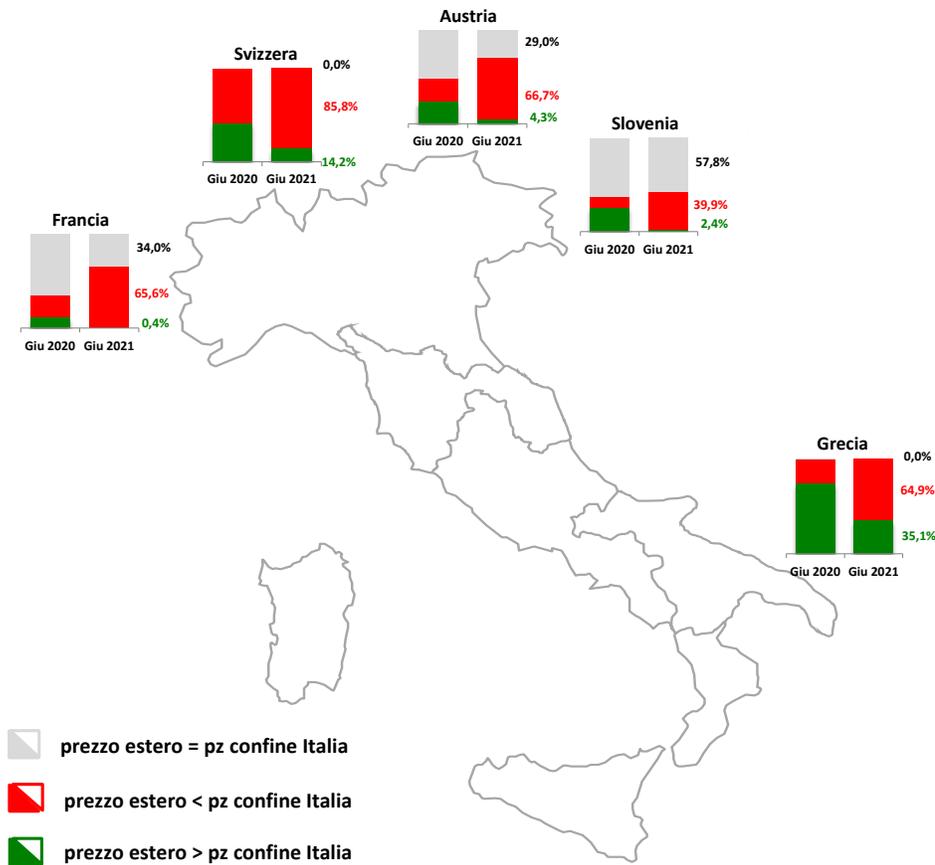
Fonte: GME

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	1.630.024 (355.077)	97,5% (63,1%)	1,9% (30,8%)	0,6% (6,1%)	70,1% (21,3%)	- (3,0%)	2.610 (1.898)	1.638.777 (518.389)	1.606.677 (458.058)	997 (1.039)	8.753 (163.311)	8.753 (163.311)
Italia - Svizzera	1.557.422 (951.371)	100,0% (92,4%)	- (7,6%)	- (-)	- (-)	- (-)	2.590 (2.483)	1.566.149 (1.061.122)	n/a n/a	2.505 (2.521)	8.727 (109.751)	n/a n/a
Italia - Austria	142.927 (23.064)	87,4% (38,3%)	6,3% (36,0%)	6,4% (25,7%)	83,3% (33,8%)	6,3% (37,8%)	239 (175)	146.967 (45.206)	146.967 (45.206)	89 (89)	4.040 (22.142)	4.040 (22.142)
Italia - Slovenia	185.461 (-154.215)	81,1% (24,6%)	14,6% (58,8%)	4,3% (16,6%)	43,7% (12,6%)	2,4% (31,4%)	501 (379)	219.348 (40.769)	219.348 (40.769)	631 (631)	33.887 (194.984)	33.887 (194.984)
Italia - Montenegro	201.784 (-128.447)	69,2% (35,6%)	6,4% (64,4%)	24,4% (-)	34,7% (-)	- (20,1%)	398 (501)	229.668 (84.340)	n/a n/a	411 (589)	27.884 (212.788)	n/a n/a
Italia - Grecia	0 (-257.469)	- (6,7%)	- (93,2%)	100,0% (0,1%)	- (-)	- (-)	25 (575)	0 (32.428)	0 (-)	25 (526)	0 (289.897)	0 (-)
Italia - Malta	-15.935 (-406)	12,2% (-)	41,5% (3,6%)	46,3% (96,4%)	- (-)	- (-)	200 (200)	3.344 (-)	n/a n/a	200 (200)	19.279 (406)	n/a n/a
<b>TOTALE*</b>	<b>3.701.683</b> (788.975)							<b>3.804.253</b> (1.782.254)	<b>1.972.992</b> (544.033)		<b>102.569</b> (993.279)	<b>46.679</b> (380.437)

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)

Ancora più che triplicato sul 2020 e su uno dei livelli più alti di sempre, anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 84,36 €/MWh (+56,45 €/MWh, +202,3% sul 2020 e +14,60 €/MWh, +20,9% su maggio). Si conferma negativo il differenziale con il Pun (-0,44 €/MWh). I prezzi nelle singole sessioni si portano sul livello più elevato almeno da settembre 2012 nei primi quattro mercati e ai massimi storici nei tre successivi (+175/+209% sul 2020), attestandosi tra oltre 84 €/MWh di MI1 e MI2 e

95,09 €/MWh di MI7, valori tutti prossimi al Pun calcolato nelle stesse ore (-0,5%/+0,6% circa) (Figura 2 e Grafico 6 e 7). Dopo tre rialzi consecutivi, tornano in riduzione annuale i volumi di energia complessivamente scambiati sul mercato infragiornaliero, pari a 2,1 TWh (-3,3% sul 2020). A livello di singole sessioni in controtendenza solo gli scambi su MI1 (+2,2% sul 2020), la cui quota sul totale sale al 48,0% (+2,6 p.p.), mentre scende al 20,5% quella delle ultime quattro sessioni (-0,9 p.p.) (Figura 1 e Grafico 7).

Gráfico 6: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

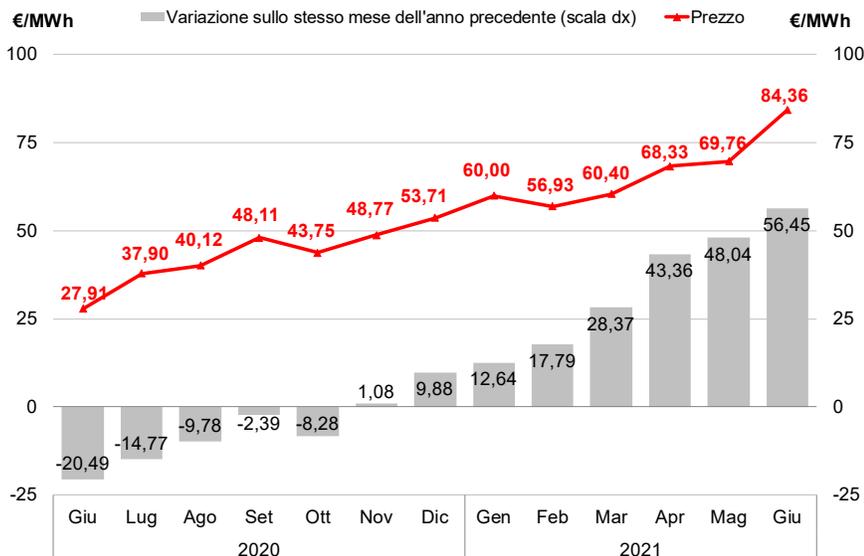


Figura 2: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

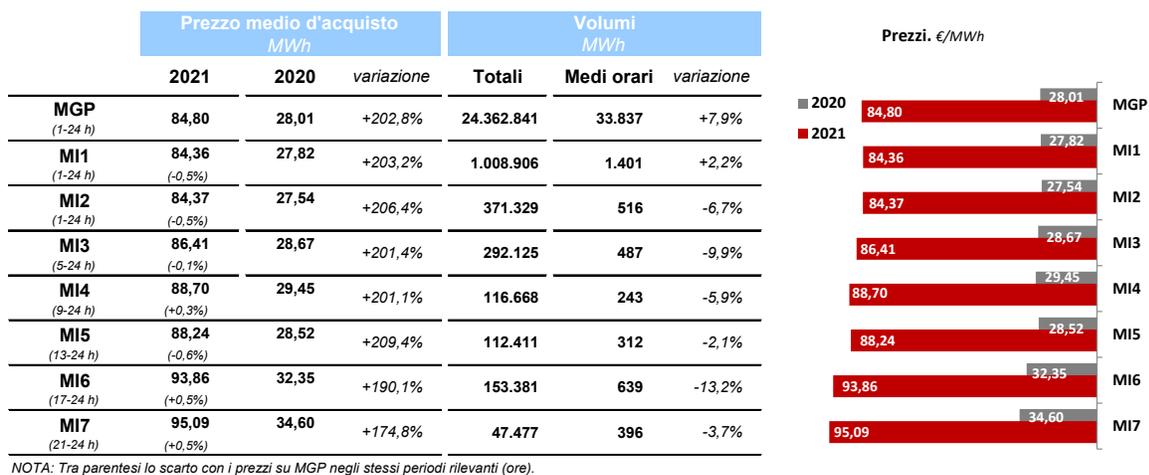
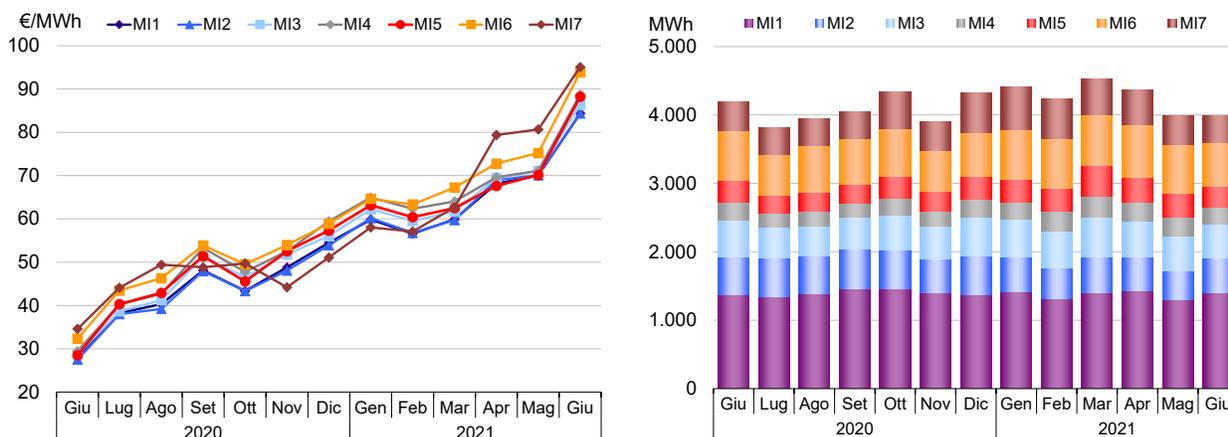


Gráfico 7: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



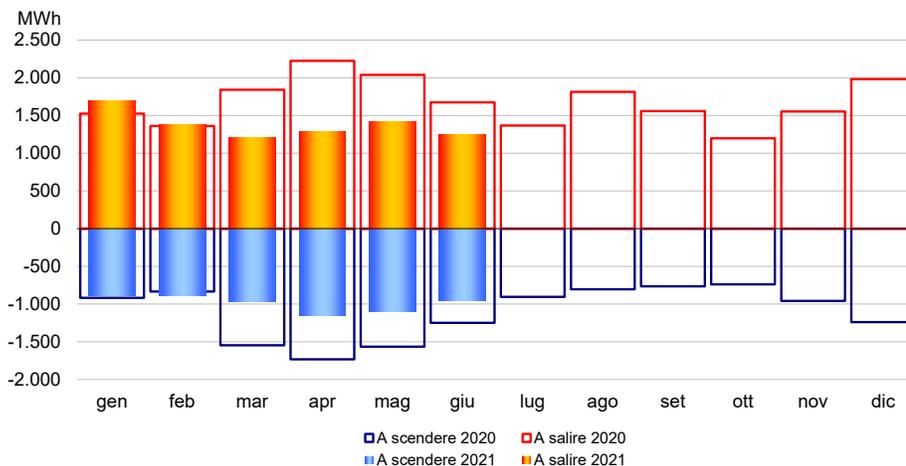
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Il peculiare contesto di mercato registrato nel 2020 si riflette ancora a giugno, come nel trimestre precedente, su una riduzione del ricorso di Terna al Mercato dei Servizi di

dispacciamento ex-ante, sia in acquisto sul mercato a salire (0,9 TWh, -25,1% sul 2020) che in vendita sul mercato a scendere (0,7 TWh, -23,4%) (Grafico 8).

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

Fonte: GME



## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 50 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', per volumi pari a 21,6 GWh. Abbinamenti e volumi risultano in

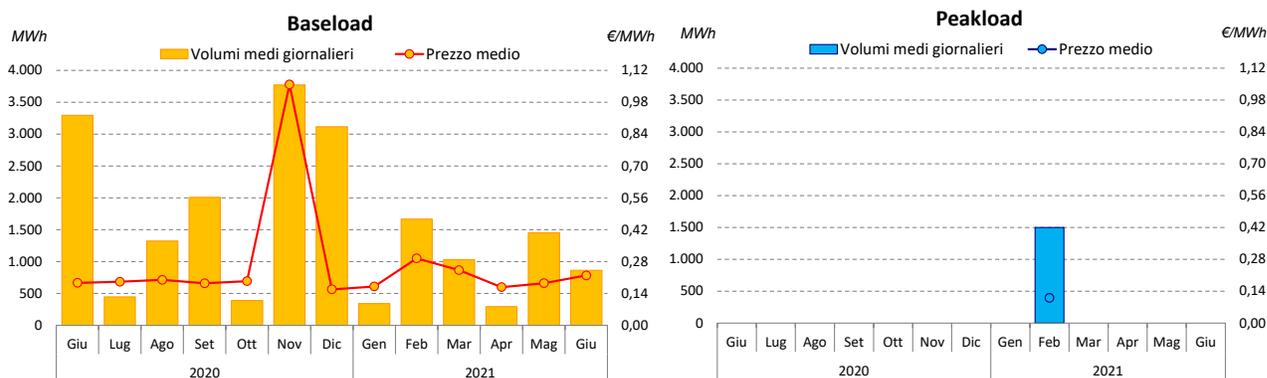
netta contrazione su giugno 2020 (rispettivamente -82 e -74,0 GWh) e relativi ai soli prodotti baseload, il cui prezzo medio si attesta a 0,22 €/MWh (+0,03 €/MWh) (Figura 3).

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	50	25/30	0,22	0,10	1,00	21.552	862
	(132)	29/30	(0,19)	(0,15)	(0,25)	(95.544)	(3.295)
Peakload	-	0/22	-	-	-	-	-
	(-)	0/22	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
<b>Totale</b>	<b>50</b>					<b>21.552</b>	
	(132)					(95.544)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nessuna negoziazione da febbraio sul Mercato a Termine dell'energia (MTE), che vede il prodotto Luglio 2021 chiudere il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo sul baseload pari a 92,63 €/MWh e sul peakload pari a 105,75 €/MWh e una posizione aperta complessiva di 52 GWh (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a giugno

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		variazioni %
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh	
Luglio 2021	92,63	+10,2%	-	-	-	-	66	49.104	-
Agosto 2021	90,66	+10,3%	-	-	-	-	66	49.104	-
Settembre 2021	92,43	+10,0%	-	-	-	-	66	47.520	-
Ottobre 2021	92,99	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	91,90	+10,2%	-	-	-	-	66	145.728	-
IV Trimestre 2021	92,99	+10,3%	-	-	-	-	66	145.794	-
I Trimestre 2022	86,75	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	66,56	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	81,12	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	78,88	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>								<b>242.418</b>	

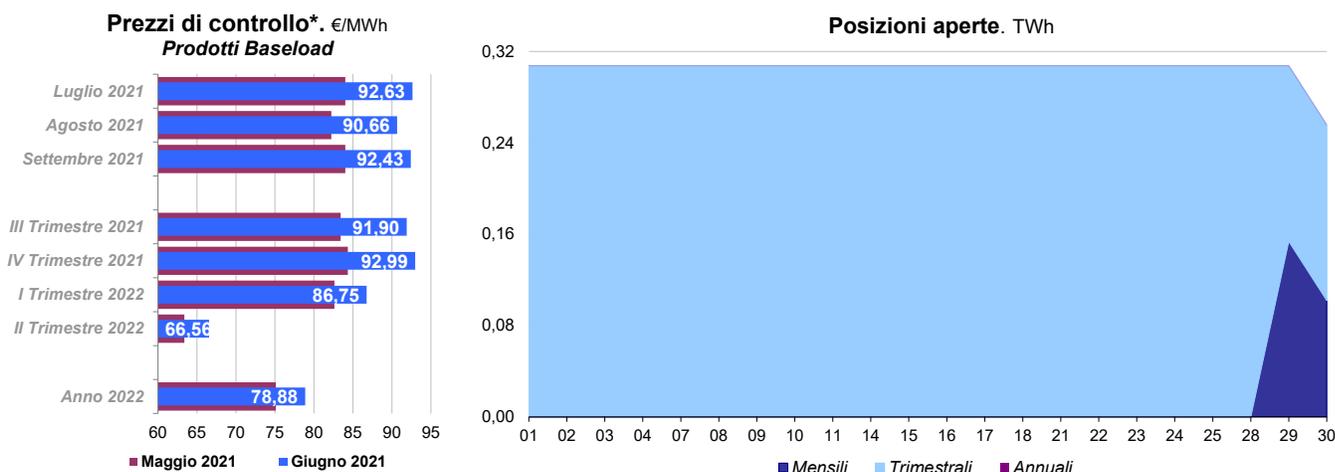
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		variazioni %
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh	
Luglio 2021	105,75	+9,2%	-	-	-	-	10	2.640	-
Agosto 2021	99,86	+9,2%	-	-	-	-	10	2.640	-
Settembre 2021	108,04	+8,9%	-	-	-	-	10	2.640	-
Ottobre 2021	107,62	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	104,55	+9,1%	-	-	-	-	10	7.920	-
IV Trimestre 2021	111,16	+9,2%	-	-	-	-	10	7.920	-
I Trimestre 2022	98,92	+4,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	70,44	+2,8%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	92,55	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	89,75	+4,2%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>								<b>13.200</b>	
<b>TOTALE</b>								<b>255.618</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, pari a 19,6 TWh, pur in rialzo mensile, si confermano in calo annuale da inizio 2020. Ancora analoghe dinamiche anche per la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 11,2 TWh (-10,3% sul 2020) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, resta stabile a 1,75 (-0,02 sul 2020) (Grafico 10). Ancora in riduzione annuale anche i programmi registrati nei conti in immissione (5,9 TWh, -2,2%) e in quelli in prelievo (9,1 TWh, -3,8%), e i relativi sbilanciamenti a programma (rispettivamente 5,3 TWh, -17,9% e 2,1 TWh, -30,9%).

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

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	5.623.636	- 8,1%	28,7%	Richiesti	7.209.952	-13,5%	100,0%	9.144.133	-4,2%	100,0%
<i>Off Peak</i>	94.428	- 68,2%	0,5%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.675.595	-24,4%	37,1%	13.365	+30,9%	0,1%
<i>Peak</i>	108.396	- 2,3%	0,6%	Rifiutati	1.304.864	-43,3%	18,1%	12.692	-74,4%	0,1%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.304.831	-43,2%	18,1%	27	+22921,4%	0,0%
Totale Standard	5.826.460	- 10,8%	29,7%	<b>Registrati</b>	<b>5.905.087</b>	<b>-2,2%</b>	<b>81,9%</b>	<b>9.131.441</b>	<b>-3,8%</b>	<b>99,9%</b>
Totale Non standard	13.695.255	- 11,1%	69,9%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.370.764	+10,5%	19,0%	13.338	+30,6%	0,1%
<b>PCE bilaterali</b>	<b>19.521.716</b>	<b>- 11,0%</b>	<b>99,6%</b>	<b>Sbilanciamenti a programma</b>	<b>5.290.191</b>	<b>-17,9%</b>		<b>2.063.837</b>	<b>-30,9%</b>	
<b>MTE</b>	<b>50.160</b>	<b>- 52,2%</b>	<b>0,3%</b>	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		<b>3.226.353</b>	<b>-6,7%</b>	
<b>MPEG</b>	<b>21.552</b>	<b>- 77,4%</b>	<b>0,1%</b>							
<b>TOTALE PCE</b>	<b>19.593.428</b>	<b>- 11,5%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>11.195.278</b>	<b>- 10,3%</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 segnano, ininterrottamente dallo scorso agosto, un nuovo incremento su base annua (+5%). In crescita i consumi nei tre principali settori di distribuzione, più intensa nel comparto termoelettrico (+6%), mentre si riducono le iniezioni nei siti di stoccaggio (-15%), a fronte di importazioni pressoché stabili, ma penalizzate dalla contrazione dei flussi tramite rigassificatori GNL (-14%).

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 8,1 TWh (+3,4% su giugno 2020), pari al 18% del totale consumato, trainati soprattutto dagli scambi nei mercati day-ahead (+34%); minore la ripresa su MGS (+2%). In rialzo i prezzi su tutti i mercati, in un contesto caratterizzato da elevate quotazioni sui principali hub europei, con il TTF e il PSV sopra i 28 €/MWh.

## IL CONTESTO

A giugno i consumi di gas naturale in Italia si portano a 4.247 milioni di mc (44,9 TWh), in crescita del 5% rispetto allo stesso mese del 2020, segnato in parte dai seguiti del lockdown conseguente all'emergenza sanitaria Covid-19. Più intensa la crescita dei consumi del settore termoelettrico, a 1.949 milioni di mc (20,6 TWh, +6%), favorita dalla ripresa della domanda di energia elettrica e da una minore disponibilità di offerta rinnovabile, e del comparto civile, a 1.054 milioni di mc (11,1 TWh, +5%), ai massimi da oltre un decennio per il mese in analisi; minore la ripresa dei consumi del settore industriale, a 1.106 milioni di mc (11,7 TWh, +4%). In lieve calo su base annua, invece, le esportazioni, a 138 milioni di mc (1,5 TWh, -1%).

Lato immissione, le importazioni di gas naturale risultano pressoché in linea con i livelli dello scorso anno, pari a 5.708 milioni di mc (60,4 TWh, -0,2%), in virtù di una ripresa dei flussi tramite gasdotto (49,0 TWh, +4%) e di una contestuale battuta di arresto di quelli tramite rigassificatori GNL (11,4 TWh, -14%), compensata, alla luce delle suddette dinamiche, dalla significativa flessione delle iniezioni nei siti di stoccaggio, pari a 1.683 milioni di mc (17,8 TWh, -15%), rappresentativi del 28% del totale prelevato (-5 p.p. su giugno 2020). Sempre

in calo la produzione nazionale, pari a 222 milioni di mc (2,3 TWh, -29%).

L'analisi dell'import per punti di entrata tramite gasdotto mostra una crescita concentrata esclusivamente a Mazara, con flussi in consistente ripresa dai livelli minimi del 2020, pari a 17,2 TWh (+172%), e una quota sul totale importato al 29% (+18 p.p. sul 2020). Tornano in calo su base annua le importazioni a Tarvisio (22,4 TWh, -18%), mentre si confermano in flessione i flussi a Passo Gries (0,5 TWh, -96%) e a Gela (2,0 TWh, -42%), entrambi sui livelli tra i più bassi di sempre. Avanza, invece, l'import registrato a Melendugno (6,9 TWh), con una quota sul totale approvvigionato che supera l'11% del totale. Per quanto riguarda i terminali di rigassificazione GNL, l'import scende a 3,2 TWh a Livorno (-6%) e sale a 8,2 TWh a Cavarzere (+21%); risulta non operativo, invece, il terminal a Panigaglia.

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 7.233 milioni di mc (76,5 TWh), in calo del 24% dal livello molto elevato raggiunto a fine giugno 2020; il rapporto giacenza/spazio conferito scende al 54% (-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>5.708</b>	<b>60,4</b>	<b>-0,2%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.629	17,2	+172,0%
Tarvisio	2.120	22,4	-17,7%
Passo Gries	43	0,5	-95,6%
Gela	188	2,0	-42,3%
Gorizia	3	0	+606,0%
Melendugno	650	6,9	-
Panigaglia (GNL)	-	0,0	-100,0%
Cavarzere (GNL)	774	8,2	+21,1%
Livorno (GNL)	302	3,2	-6,4%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>222</b>	<b>2,3</b>	<b>-29,2%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>-</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>5.930</b>	<b>62,7</b>	<b>-1,7%</b>
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	4.109	43,4	+4,9%
Termoelettrico	1.106	11,7	+3,7%
Reti di distribuzione	1.949	20,6	+5,7%
Reti di distribuzione	1.054	11,1	+4,8%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>			
	138	1,5	-0,5%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>4.247</b>	<b>44,9</b>	<b>+4,7%</b>
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	1.683	17,8	-14,8%
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>5.930</b>	<b>62,7</b>	<b>-1,7%</b>

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

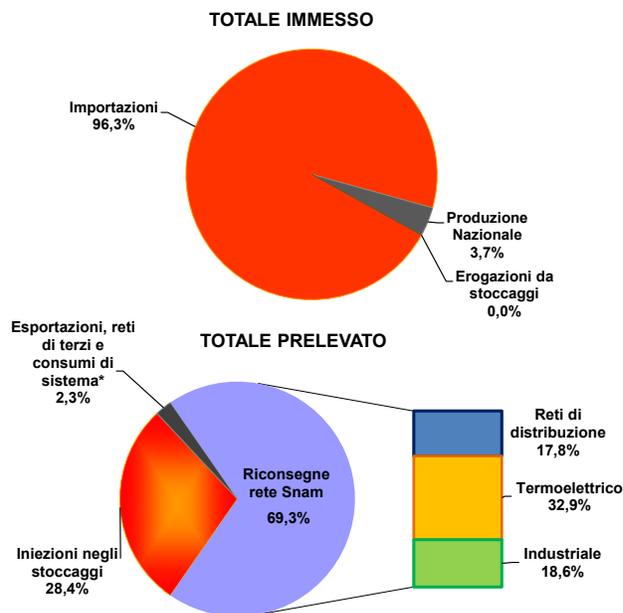
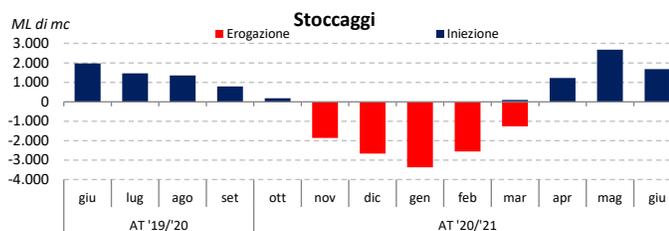
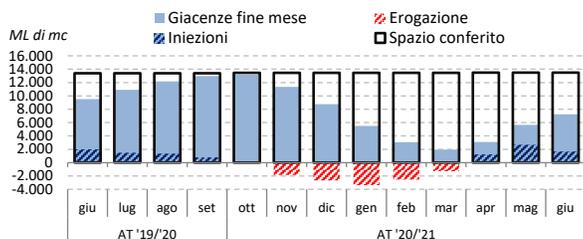


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 30/06/2021)</b>	<b>7.233</b>	<b>76,5</b>	<b>-24,0%</b>
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	1.683	17,8	-14,8%
Flusso netto	1.683	17,8	-14,8%
Spazio conferito	13.482	142,5	+0,6%
Giacenza/Spazio conferito	53,7%		-17,4 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione al PSV segna il massimo da ottobre 2018, pari a 28,4 €/MWh, in aumento di 22,4 €/MWh dal minimo storico di giugno 2020 (+373%) e di 2,5 €/MWh sul mese precedente (+10% e terzo rialzo consecutivo). La crescita, sia congiunturale che tendenziale, appare più intensa per i prezzi ai principali hub europei, tra i

quali il riferimento al TTF sale a 28,8 €/MWh, livello più alto da aprile 2013 (+24 €/MWh, +4 €/MWh), riportandosi sopra il riferimento italiano (+0,37 €/MWh). Il riferimento olandese risulta stabilmente superiore a quello italiano nella prima metà del mese, quando il differenziale tocca una punta massima giornaliera di 2,23 €/MWh.

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 8,1 TWh, livello più basso dallo scorso ottobre, ma in aumento del 3,4% su base annua, con una quota sul totale consumato al 18%, pressoché stabile rispetto a giugno 2020. La crescita tendenziale è riconducibile, anche questo mese, all'incremento degli scambi sui mercati day-ahead, pari complessivamente a 4,9 TWh (+34%) e rappresentativi del 60% del totale contrattato a pronti. I volumi scambiati sul segmento a negoziazione continua del MGP-Gas si attestano a 2,9 TWh (+49% sul 2020) e superano, per la terza volta dall'avvio dell'attuale sistema di bilanciamento, gli scambi del MI-Gas (2,7 TWh, -27%). Su quest'ultimo, la flessione tendenziale appare riconducibile alla contrazione delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (0,5 TWh, -73%), concentrata esclusivamente lato acquisto, mentre gli scambi tra operatori diversi dal RdB continuano a mostrare un'apprezzabile crescita su base annua (2,2 TWh, +24%). Le quote di mercato del MI-Gas e del MGP-Gas in

contrattazione continua si attestano, pertanto, rispettivamente al 36% e al 33%. Con riferimento al comparto AGS, le quantità negoziate sul segmento day-ahead salgono a 2,0 TWh (+17%), relativi esclusivamente ad acquisti da parte del TSO (25% del totale scambiato su MP-GAS), mentre risultano pari a 11 GWh gli scambi sul segmento intraday, concentrati in un'unica sessione e relativi anch'essi ad acquisti del TSO.

Le quantità scambiate sul MGS si confermano in aumento tendenziale e si portano a 0,5 TWh (+2%), ripresa attribuibile alle maggiori movimentazioni da parte di Snam, esclusivamente con finalità di Bilanciamento (0,2 TWh, +77%), mentre scendono gli scambi tra operatori terzi (0,3 TWh, -24%).

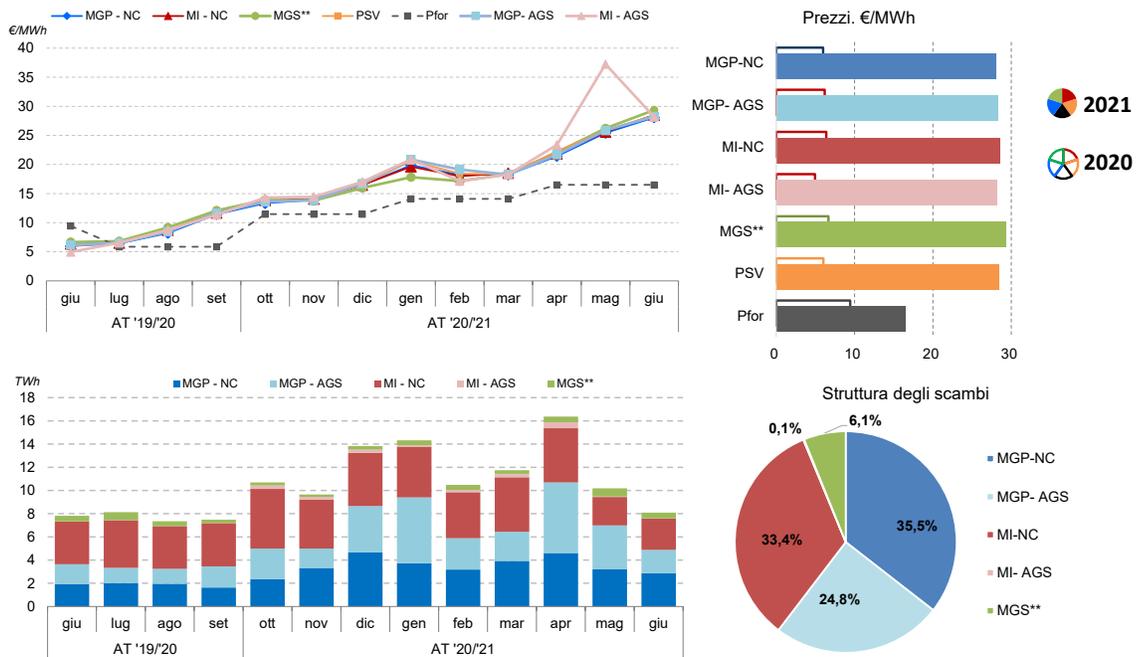
In linea con le dinamiche al PSV, le quotazioni registrate sui mercati a pronti si attestano tutti sopra i 28 €/MWh, con un massimo a 29,36 €/MWh su MGS, presentando in generale una crescita sia tendenziale che congiunturale che li conferma ai massimi da oltre due anni e mezzo.

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	28,08	(5,98)	20,00	34,80	2.874.648	(1.925.472)
Comparto AGS	28,25	(6,19)	24,65	33,99	2.009.568	(1.711.224)
<i>MI</i>						
Negoziazione continua	28,51	(6,38)	23,65	36,00	2.699.712	(3.686.328)
Comparto AGS	28,17	(4,95)	28,17	28,17	10.968	(10.872)
<i>MGS**</i>						
Stogit	29,36	(6,65)	25,90	36,20	494.642	(487.318)
Edison	-	(-)	-	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



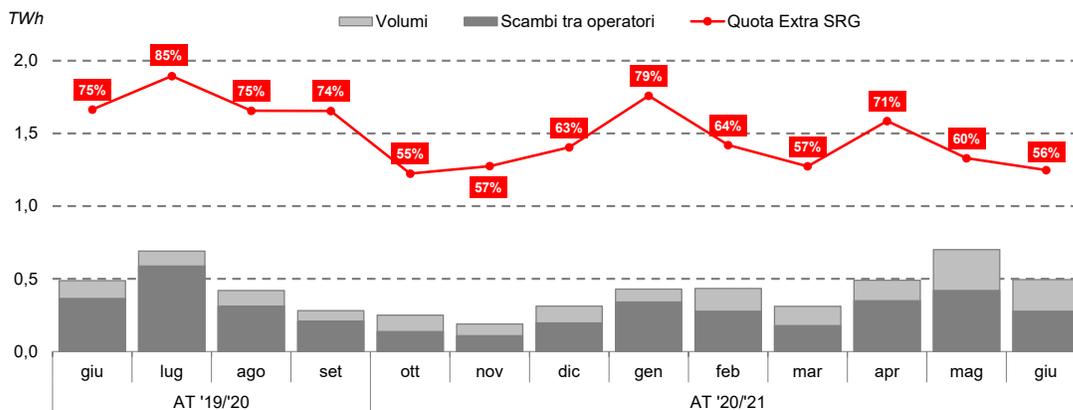
\* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL e MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice  
 \*\* A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit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

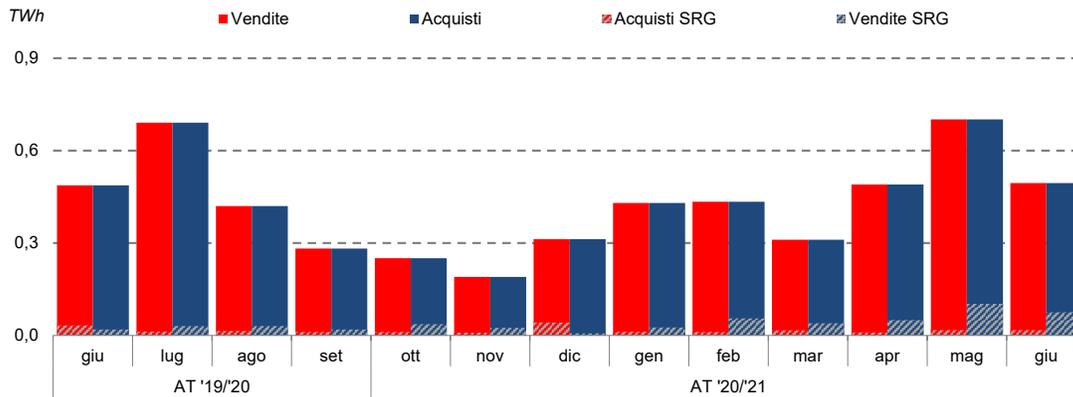
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Totale</b>	<b>494.642</b>	(487.318)	<b>494.642</b>	(487.318)	-	(-)	-	(-)
SRG	40.420	(76.642)	176.525	(45.772)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	40.420	(76.642)	176.525	(45.772)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	454.222	(410.675)	318.117	(441.546)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a giugno si registrano due negoziazioni (8,2 GWh), tutte relative al prodotto mensile M-2021-07 che chiude il suo periodo di contrattazione con una posizione aperta di 8,2 GWh ed un

prezzo di controllo pari a 30 €/MWh (+13% rispetto all'ultimo riferimento di maggio); la posizione aperta a fine mese risulta pari a 7,4 GWh, mentre i prezzi di controllo dei prodotti negoziabili stabili o in aumento.

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	€/MWh	€/MWh variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh	
BoM-2021-06	-	-	26,31	4,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2021-07	-	-	29,79	-	-	-	-	-	-	264	7.392	
M-2021-07	26,50	30,03	30,02	12,7%	2	8.184	-	-	8.184	-	264	8.184
M-2021-08	-	-	31,20	17,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-09	-	-	31,33	23,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-10	-	-	31,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-03	-	-	26,30	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-04	-	-	30,55	15,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-01	-	-	26,78	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-02	-	-	19,42	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-03	-	-	24,87	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2021/2022	-	-	20,10	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2022	-	-	19,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2022	-	-	21,13	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>					<b>2</b>	<b>8.184</b>			<b>8.184</b>		<b>264</b>	<b>7.392</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

■ Restano in crescita, a giugno, tutti i riferimenti di greggio e combustibili, in particolare con la quotazione del carbone che torna a superare i 100 \$/MT, per la prima volta da inizio 2012. In ulteriore e significativo aumento anche le quotazioni

sui principali hub del gas e sulle borse elettriche europee, con uno spread PSV-TTF che torna negativo e una maggiore convergenza del prezzo elettrico italiano agli altri riferimenti continentali.

A giugno si riportano sopra i 70 \$/bbl le quotazioni del Brent che, ai massimi da novembre 2018, si attestano a 72,92 \$/bbl (+5% su maggio e +82% sul 2020), mentre restano sui valori più alti da inizio 2020 i suoi derivati, con il gasolio a 580,50 \$/MT (+7% e +78%) e l'olio combustibile a 502,94 \$/MT (+6% e +87%). Più ripida l'ascesa del carbone, mai così elevato da quasi 10 anni, a 104,29 \$/MT (+26% e +133%). Quotazioni

in rialzo anche sui mercati futures, che indicano per il medio periodo valori sui livelli attuali per Brent e carbone e ancora in lieve aumento per il gasolio. La modesta riduzione mensile del tasso di cambio euro/dollaro, a 1,21 €/€ (-1%), e la sua più intensa crescita annuale (+7%) accentuano lievemente i rialzi mensili osservati sulle quotazioni delle commodities valutate in euro e favoriscono un'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	72,92	5%	82%	69,30	72,79	7%	73,41	8%	72,82	8%	67,40	6%
Olio Combustibile	USD/MT	502,94	6%	87%									
Gasolio	USD/MT	580,50	7%	78%	567,25	592,55	6%	594,08	6%	595,17	6%	581,22	6%
Carbone	USD/MT	104,29	26%	133%	92,15	106,08	26%	105,19		101,02		83,18	5%

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	60,52	6%	70%		60,43	-	60,91	-	60,38	-	55,57	-
Olio Combustibile	EUR/MT	417,35	7%	74%									
Gasolio	EUR/MT	481,70	8%	67%		491,92	-	492,90	-	493,51	-	479,20	-
Carbone	EUR/MT	86,56	27%	118%		87,95	-	87,17	-	83,65	-	68,49	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,21	-1%	7%	1,22	1,20	-	1,21	-	1,21	-	1,21	-

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

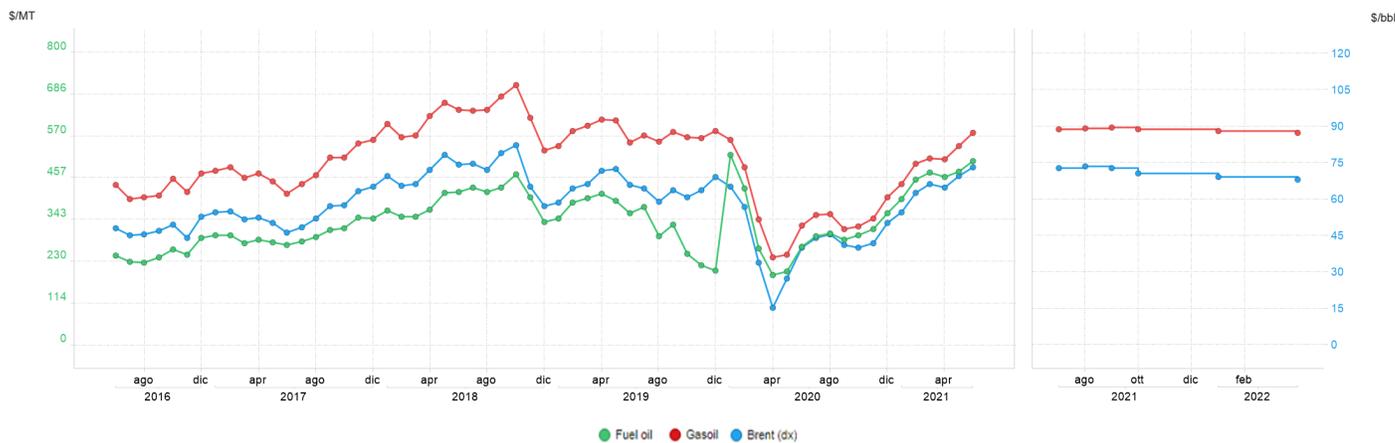
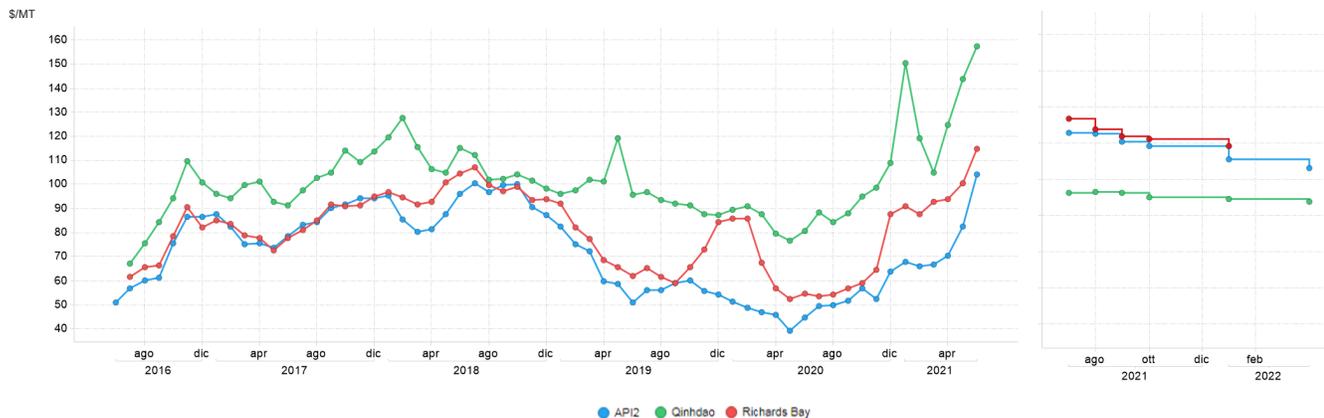


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



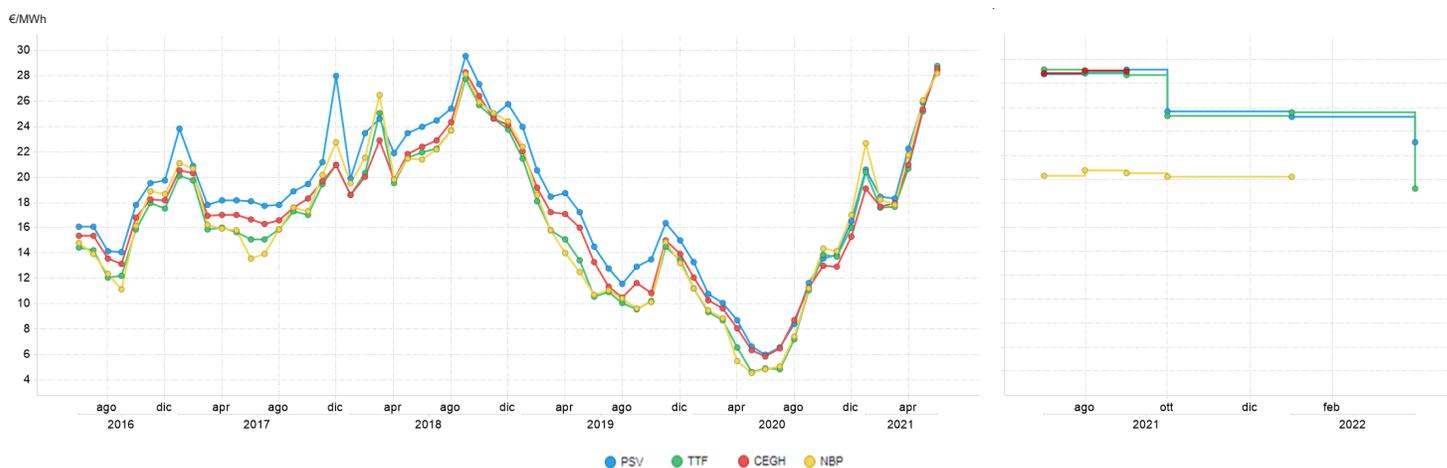
Al terzo deciso aumento mensile, le quotazioni sui principali hub europei del gas si portano tutte a 28/29 €/MWh, livello massimo da ottobre 2018 per il PSV italiano e almeno da inizio 2014 per le altre piazze (+8/+14% su maggio e +372/+487% sul 2020). Come di rado osservato in passato, torna negativo

il differenziale PSV-TTF (-0,37 €/MWh, in calo di 1,10 €/MWh), per effetto di quotazioni italiane più basse soprattutto nella prima parte del mese. Aspettative al rialzo dei prezzi provengono anche dai mercati a termine, con uno spread atteso PSV-TTF ancora ridotto.

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	28,41	9%	372%	24,48	28,81	13%	28,85	15%	29,20		22,43	2%
TTF	NL	28,78	14%	487%	25,20	29,14	17%	28,97	17%	28,74		22,58	7%
CEGH	AT	28,58	13%	388%	24,84	28,85	15%	29,06	17%	29,00			
NBP	UK	28,23	8%	477%	17,43	20,28	17%	20,77	21%	20,51			



In linea con le dinamiche dei combustibili, tornano tutte in crescita mensile anche le quotazioni sulle borse elettriche dell'Europa meridionale e centrale (+21/+39%), con Italia e Spagna a 83/85 €/MWh e più vicine alle altre, allineate a 74 €/MWh. Resta più basso, e l'unico in lieve riduzione mensile (-2%), il riferimento dell'Area Scandinava, passato in un anno da poco più di 3 €/MWh a oltre 44 €/MWh. Anche i mercati elettrici a

termine rivedono ancora al rialzo le quotazioni, senza particolari variazioni degli spread tra Paesi. Si segnala che a partire dalla data di flusso del 18 giugno, per effetto del go-live del progetto Interim Coupling che collega il 4M MC (market coupling ceco-slovacco-ungherese-rumeno) con il Multi-Regional Coupling (MRC), si completa il Mercato Unico dell'Energia del Giorno Prima, integrando tutta Europa in un unico mercato.

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	84,80	21%	203%	77,23	86,25	6%	84,70	8%	85,56	2%	75,80	6%
FRANCIA	73,51	33%	185%	62,67	75,15	13%	71,90	17%	76,54		67,89	5%
GERMANIA	74,08	39%	183%	64,28	74,98	12%	73,25	12%	74,66		66,66	4%
AREA SCANDINAVA	43,54	-2%	1.283%	43,55	39,63	17%	39,41	12%	38,55		31,18	-3%
SPAGNA	83,30	24%	172%	79,15	85,97	9%	83,86	13%	84,42		66,84	6%
AUSTRIA	74,29	35%	180%									
SVIZZERA	73,57	27%	187%									

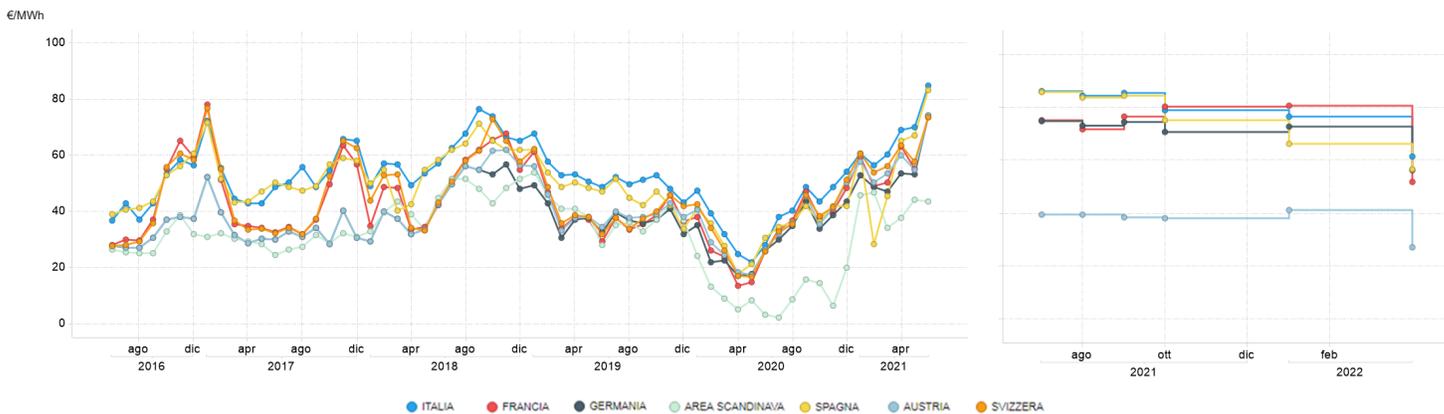
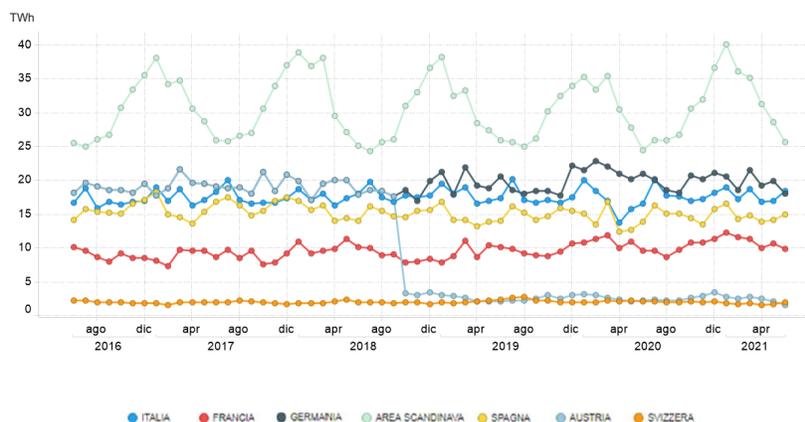


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot\*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,5	11%	12%
FRANCIA	9,9	-5%	3%
GERMANIA	18,1	-7%	-14%
AREA SCANDINAVA	25,6	-8%	5%
SPAGNA	14,9	8%	7%
AUSTRIA	1,6	-22%	-26%
SVIZZERA	2,0	19%	-6%



\* 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, +12%), più debole l'aumento in

Spagna (14,9 TWh, +7%), Area Scandinava (25,6 TWh, +5%) e Francia (9,9 TWh, +3%); in calo, invece, gli scambi in Germania (18,1 TWh, -14%).

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), il prezzo medio cala sui 266 €/tep (-1,6%), osservando una dinamica opposta a quella registrata sulla piattaforma bilaterale, dove invece il prezzo sale a 244 €/tep (+2%). In calo anche gli scambi sul mercato (-54%), con la liquidità che diminuisce al 37% in corrispondenza di una sostanziale stabilità degli scambi bilaterali. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO)

il prezzo medio scende a 0,41 €/MWh (-21%) mentre risultano in aumento le quotazioni bilaterali (0,26 €/MWh; +10%). Crescono gli scambi sul mercato, a fronte di una contrazione delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale. Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 4,8 TWh, ad un prezzo medio di 0,40 €/MWh. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a giugno non sono stati registrati scambi.

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

Nel mese di giugno la quotazione media sul mercato organizzato si attesta a 265,64 €/tep, in calo del 1,6% rispetto al mese precedente, mentre il prezzo medio sulla piattaforma bilaterale cresce a 243,65 €/tep (+2%), portando lo spread con il corrispondente valore di mercato a 21,99 €/tep (-9,15 €/tep rispetto a maggio). La differenza tra i due riferimenti tende sostanzialmente ad annullarsi considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi bilaterali complessivi risulta pari al 91%. La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli di prezzo minimo e massimo osservati sul mercato (250,00-266,29 €/

tep) si porta al 35% (+21 p.p. sul mese precedente). I volumi negoziati su MTEE calano a 137,4 mila tep, in calo rispetto al precedente mese di maggio (-54%) e al 2020 (-38,4%), con la liquidità che diminuisce al 37% (-19 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza di quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale sostanzialmente stabili (235,8 mila tep, +0,5% rispetto a maggio). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine giugno, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 65.320.921 tep, in aumento di 285.963 tep rispetto a fine maggio. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo dei titoli presenti sul conto del GSE, è pari a 3.630.690 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi scambiati		Controvalore		Trading						
	Medio		Minimo					Massimo	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	265,64	-1,6%	250,00	267,00	137.373	-54,0%	36,49	-54,8%	5.321	-42,6%	3,9%	+0,8 p.p.	3	-3
Bilaterali	243,65	+2,0%	0,00	273,80	235.787	+0,5%	57,45	+2,5%						
con prezzo >1	266,67	+2,5%	100,00	273,80	215.428	-0,0%	57,45	+2,5%						
Totale	251,74	-1,8%	0,00	273,80	373.160	-30,1%	93,94	-31,3%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

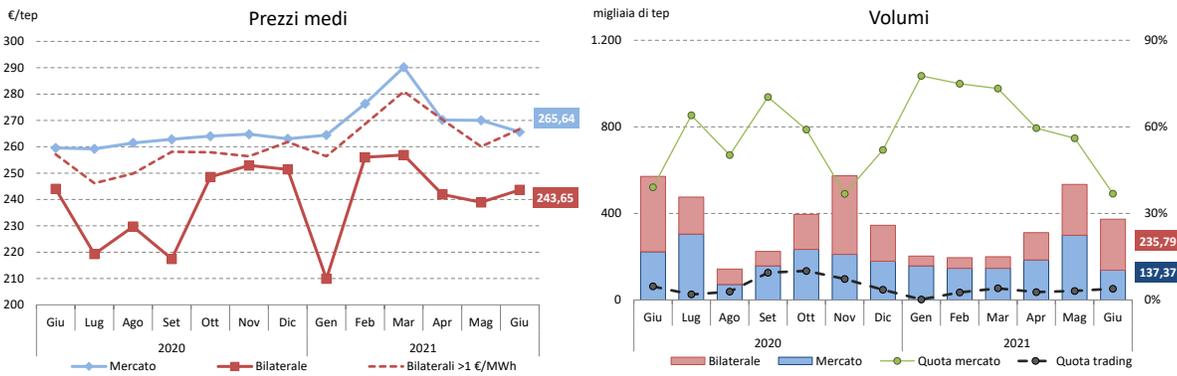


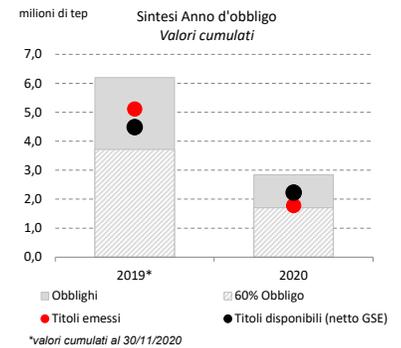
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260						
N°	€/tep	tep	€/tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	tep
28	270,97	1.250.620	162.858	251,13	79.949	250,00	3.630.690	65.320.921	1.404.058

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

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

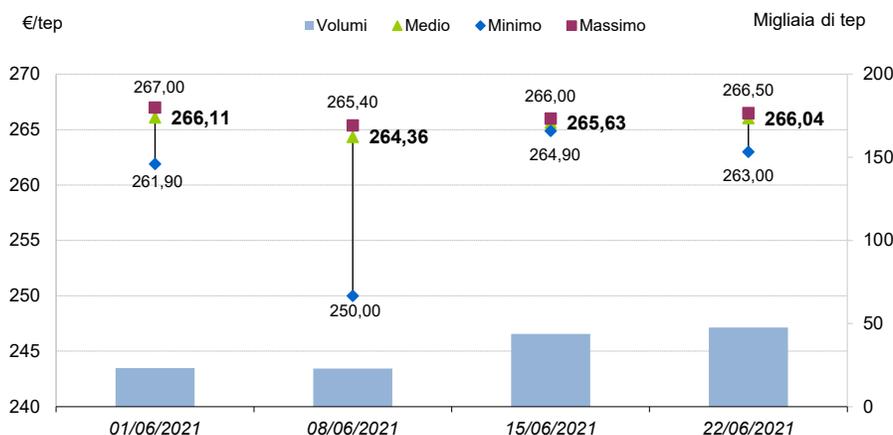


L'analisi delle singole sedute mostra quotazioni medie pressoché stabili nell'intorno dei 265 €/tep, con lo spread tra il prezzo minimo e massimo di sessione che, fatta eccezione per la sessione del 8 giugno, si attesta

mediamente poco sopra i 3 €/tep. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni mostrano un calo a 34,3 mila tep, con un massimo di 47,5 mila tep raggiunto nella sessione del 22 giugno.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nel mese di giugno il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, cala a 0,41 €/MWh (-20,8%). Cresce invece il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale (0,26 €/MWh, +10,4%), con conseguente riduzione del differenziale con il riferimento di mercato a 0,15 €/MWh. L'analisi per tipologia su MGO mostra un diffuso e omogeneo calo delle quotazioni, che si attestano tra i 0,40 €/MWh ed i 0,42 €/MWh, mentre sulla PBGO, a fronte della crescita delle tipologie Altro (0,33 €/

MWh; +33%) e Idroelettrico (0,26 €/MWh; +83%), risultano in calo le categorie Eolico (0,27 €/MWh; -9%) e Solare (0,19 €/MWh; -58%). I volumi scambiati sul mercato, seppur in crescita a 132,9 mila MWh (+244% rispetto al mese precedente), si confermano inferiori ai volumi registrati sulla piattaforma bilaterale, risultati invece in calo rispetto a maggio e pari 929,8 mila MWh. Le garanzie d'origine assegnate tramite asta del GSE si attestano a 4,8 TWh (+213% sull'ultima sessione di marzo).

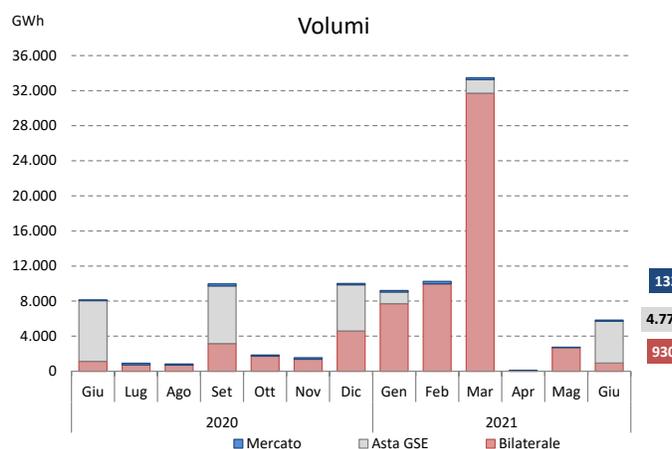
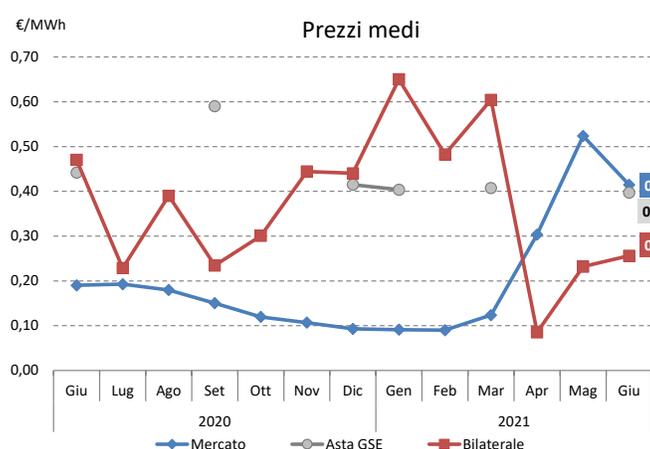
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,41	-20,8%	0,40	0,43	132.917	+244,2%	55.091	+172,5%
Bilaterali	0,26	+10,4%	0,00	1,05	929.811	-65,5%	238.187	-61,9%
con prezzo >0	0,26	+10,5%	0,01	1,05	928.691	-65,5%	238.187	-61,9%
Totale	0,28	+16,9%	0,00	1,05	1.062.728	-61,1%	293.279	-54,5%
Asta GSE	0,40	-	0,32	0,58	4.778.606	-	1.897.715	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

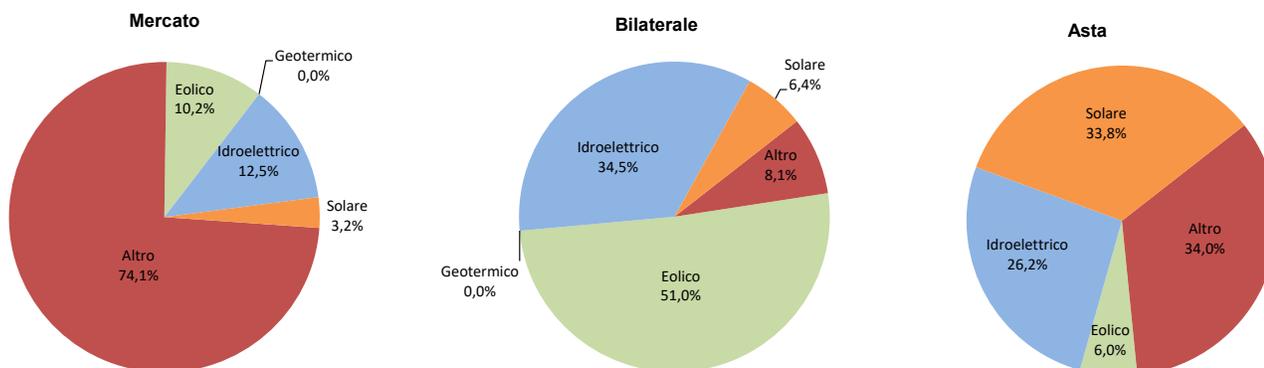


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2021 mostra la predominanza della tipologia Altro

sul mercato (74%), della tipologia Eolico nella contrattazione bilaterale (51%) e di quelle Solare e Altro in asta (34%).

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

Fonte: dati GME



# IL PETROLIO CONTA ANCORA, E ANCHE L'OPEC

Lisa Orlandi (RIE)

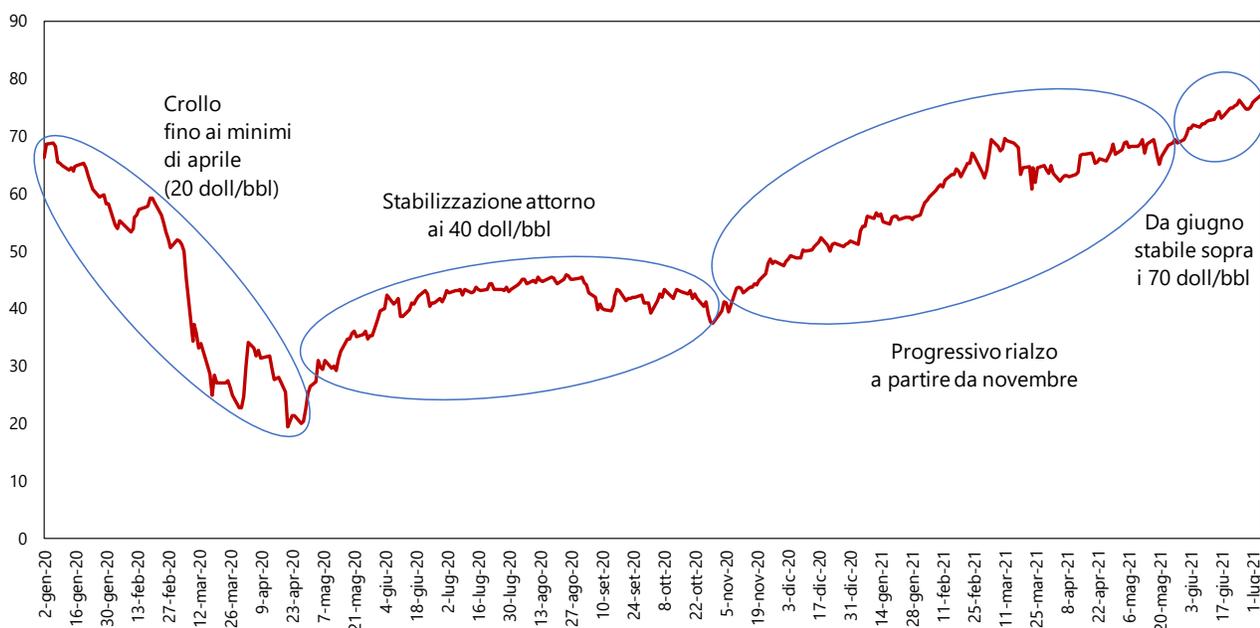
(continua dalla prima)

E il riverbero sulle quotazioni è stato graduale ma evidente con i prezzi che hanno ripreso slancio già da maggio, portandosi sopra i 30 doll/bbl. A inizio giugno, sostenuti anche dal generale allentamento delle restrizioni alla mobilità a partire dai mesi estivi e dalle conseguenti aspettative di progressiva ripresa dei consumi, hanno poi raggiunto

la soglia dei 40 attorno alla quale si sono stabilizzati fino ad ottobre. Una stabilizzazione insperata fino a qualche mese prima e resa possibile, in primo luogo, dalla sapiente gestione dell'offerta messa in campo dall'OPEC Plus, che ha permesso di avviare il più difficile rebalancing che il mercato abbia mai subito.

I prezzi del Brent 2020-2021 (doll/bbl)

Fonte: elaborazioni RIE su dati ICE



Una nuova svolta lato prezzi la si ha a fine anno quando, nonostante una seconda drammatica ondata di contagi e nuove misure restrittive, l'annuncio della disponibilità di diversi ed efficaci vaccini ha ridato fiato alle aspettative di ripresa economica (e, a cascata, di consumo). La tenuta del meccanismo dei tagli all'offerta e le prime prospettive di miglioramento sul piano sanitario ed economico, tali da catalizzare nuovamente l'attenzione dei mercati finanziari, sono le ragioni alla base del rialzo del Brent che, da novembre, si è avviato lungo un percorso di crescita che lo ha progressivamente riportato sui livelli pre-covid.

L'annus horribilis 2020 si è quindi concluso con un valore medio del greggio di riferimento europeo prossimo a 43 doll/bbl, ma con

quotazioni che a fine anno hanno superato significativamente i 50 doll/bbl. Un trend che sottende una dinamica discontinua, con una brusca ma circoscritta oscillazione al ribasso seguita da una rapida e graduale ripresa, che si consolida con forza nella prima metà del 2021. Ma come storicamente accade in questo mercato, le variabili in grado di incidere sui prezzi sono mutevoli e non mantengono sempre lo stesso peso. Se nel 2020 il mercato è stato principalmente condizionato da uno shock lato domanda senza precedenti cui l'OPEC Plus ha saputo efficacemente rispondere, la prima parte del 2021 si presenta sotto un'altra insegna, inserendosi in uno scenario nettamente migliore lato domanda a fronte di una potenziale e non auspicabile instabilità lato offerta.

(continua)

## 2021: tra conferme, aspettative e nuove incertezze

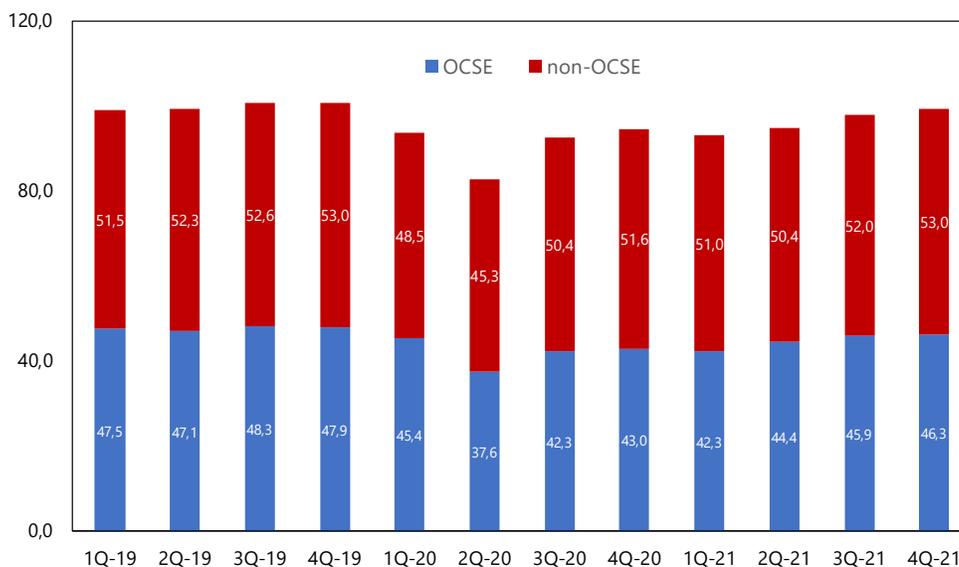
Senza movimenti bruschi, il nuovo anno è iniziato all'insegna del rialzo. Ancora una volta, il prolungamento degli sforzi dell'asse russo-saudita ha avuto un ruolo centrale, rafforzato anche dalla decisione unilaterale del leader OPEC di procedere ad un taglio addizionale volontario di 1 mil. bbl/g nei mesi di febbraio, marzo e aprile. Una decisione importante per il mercato, accompagnata dall'elevata compliance degli altri membri dell'Alleanza e dalla flessibilità dell'Accordo che, con la convocazione di vertici di monitoraggio mensili<sup>1</sup>, si è confermato uno strumento idoneo a governare una congiuntura così delicata. I prezzi del greggio hanno così beneficiato della stabilità di questa gestione e sono passati dai 55 doll/bbl di gennaio alla fascia 60-70 del periodo febbraio-maggio, riallineandosi ai livelli pre-Covid.

Ma sono anche altre le ragioni che hanno contribuito a determinare questo pattern di crescita nell'anno che i più definiscono "della ripartenza". L'avvio delle vaccinazioni di massa e le prospettive di ripresa dell'economia mondiale – con un aumento stimato del PIL del 6%<sup>2</sup> - hanno alimentato un crescendo di aspettative ottimistiche sull'aumento dei consumi di petrolio, strettamente correlati all'andamento economico reale. E la ripresa della domanda effettivamente si sta verificando: dai circa 93 mil. bbl/g del primo trimestre 2021,

sui medesimi livelli del corrispondente periodo dello scorso anno, si è portata a 94,9 nel secondo trimestre: un incremento di 12 mil. bbl/g rispetto al periodo più critico del 2020 (aprile-giugno) e una dinamica che ben si concilia con l'attenuazione dei tagli decisa dall'Opec Plus per il periodo maggio-luglio. Il mercato ha, infatti, colto positivamente questo segnale, con le quotazioni che in giugno hanno stabilmente superato quota 70 avvicinandosi a fine mese agli 80 doll/bbl: quasi il doppio del livello medio 2020 e 4 volte il minimo registrato lo scorso anno.

Il netto miglioramento dello scenario complessivo – nonostante la perdurante incertezza e la presenza di aree ancora fortemente colpite dal virus e dalle sue varianti – si riflette anche sulle aspettative per la seconda metà dell'anno: nel quarto trimestre, in particolare, l'Agenzia Internazionale per l'Energia prospetta consumi petroliferi a 99,3 mil. bbl/g, con un'incollatura rispetto ai livelli pre-pandemia<sup>3</sup>. Se a trainarli a livello di settore sono principalmente la ripresa dei trasporti e la crescita della petrolchimica (vera costante degli ultimi anni), in ambito geografico spicca la solita Cina che dovrebbe segnare un incremento intorno al 5%; ma molto positiva è anche la dinamica del mercato americano che nei primi cinque mesi del 2021 ha visto un balzo della domanda prossimo all'11%.

Le variazioni della domanda petrolifera 2019-2021 (mil. bbl/g)



Fonte: elaborazioni RIE su dati AIE, Oil Market Report dicembre 2020 e giugno 2021

(continua)

Tuttavia, a fronte di un quadro lato domanda che sembra diventare sempre più chiaro, i mesi centrali del 2021 si connotano per una maggiore incertezza lato offerta. Un fattore destabilizzante proprio perché a fermarsi è stata la “macchina” che ha permesso e sostenuto la ripresa dopo il grave tonfo di 16 mesi fa. Il consueto vertice mensile dell’OPEC Plus, previsto per il 2 luglio e poi rimandato al 5 del mese, è stato infatti cancellato a seguito di forti divergenze interne.

In particolare, l’assenza di un’intesa è stata determinata dalla resistenza degli Emirati Arabi Uniti che hanno chiesto di rivedere il meccanismo con cui i singoli paesi contribuiscono ai tagli qualora gli accordi dovessero prolungarsi oltre la scadenza di aprile 2022. La ratio di questa richiesta è il contenuto aumento produttivo concesso al paese (a 2,7 mil, bbl/g) a fronte di cospicui investimenti realizzati negli ultimi anni per aumentare la capacità produttiva (oggi sui 4,0 mil. bbl/g). Il categorico rifiuto degli altri paesi, Arabia Saudita su tutti, ha così creato una falla preoccupante i cui contorni si definiranno meglio nei giorni a venire.

Ad oggi quel che trapela è un clima di forte tensione tra Arabia Saudita e Emirati Arabi Uniti (di natura anche politica), aggravato dall’assenza di una nuova data in cui riunirsi e del tutto contrario a quello stato di solida coesione che l’Opec Plus era riuscita a portare avanti.

### Verso quale (dis)equilibrio?

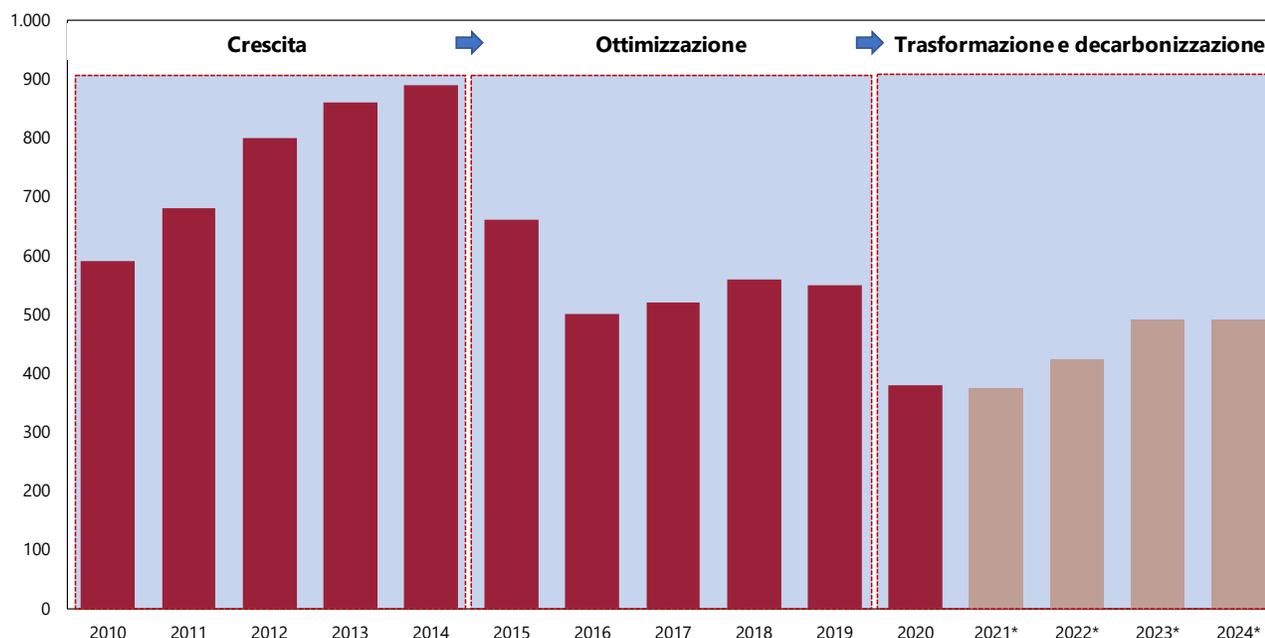
Stante gli ultimi eventi e almeno per il breve termine, verrebbe spontaneo chiedersi con motivato timore “E ora chi guida”? Pur nell’assenza di risposta e nell’incertezza del momento, risulta evidente come ci si trovi di fronte ad una condizione di

mercato profondamente diversa da quella che ha caratterizzato il 2020. Domanda e offerta si sono invertite i ruoli: se lo scorso anno il problema era stato lo shock di domanda e l’OPEC Plus la sua parziale soluzione, ora ci troviamo con consumi in evidente ripresa e forti incertezze sul piano dell’offerta. Lato domanda, il picco non è ancora arrivato, nonostante da più parti preannunciato e dato per scontato. Al 2026, secondo l’AIE, i consumi petroliferi dovrebbero portarsi a 104,1 mil. bbl/g; 7,6 mil. bbl/g in più rispetto al 2021<sup>4</sup> e comunque lontani da quella traiettoria virtuosa che consentirebbe l’allineamento con gli obiettivi di carbon neutrality al 2050.

Lato offerta, invece, all’elefante nella stanza rappresentato dal rischio di tenuta dell’Alleanza, si sommano almeno altri quattro elementi che impediscono di delineare un quadro il più possibile chiaro del futuro equilibrio di mercato: 1) lo shale USA, che continua a rappresentare una wild card, con una produzione in crescita moderata dopo la frenata del 2020 e compagnie attualmente più orientate a dare priorità al free cash flow più che agli investimenti; 2) la possibile cancellazione delle sanzioni USA sull’Iran (relative al programma nucleare), che potrebbe determinare un significativo aumento dell’export petrolifero del paese e aggiungere complessità alla gestione del tema da parte dell’OPEC Plus che sinora ha esentato lo stato medio-orientale dalla politica dei tagli; 3) la spare capacity OPEC – da sempre il “cuscinetto” del mercato – che alcune stime<sup>5</sup> vedrebbero ridursi dagli attuali 9 a 5 mil. bbl/g entro il 2022; 4) il perdurante crollo degli investimenti nella fase upstream, scesi sotto ai 400 miliardi di dollari rispetto al picco di oltre 800 che si ebbe nel 2014, prima del contro-shock dei prezzi<sup>6</sup>.

Il crollo degli investimenti in Esplorazione e Produzione (E&P) – mld doll

Fonte: elaborazioni RIE su Rystad Energy



Come si comporranno i pezzi di questo complesso puzzle non è, ad oggi, prevedibile ma l'analisi delle dinamiche di mercato degli ultimi 16 mesi permette di fare alcune considerazioni al contorno:

- Il petrolio è ancora parte integrante della nostra quotidianità: lo dimostra la ripresa dei consumi ma soprattutto lo dimostra il crollo degli stessi registrato lo scorso anno. Un crollo che racconta con evidenza come la domanda del settore trasporti - nonostante gli indubbi passi avanti compiuti negli ultimi anni nel segno di una diversificazione delle energie per la mobilità e l'ineludibilità della transizione energetica – sia ancora legata a doppio filo a questa fonte tradizionale.
- L'OPEC, ora OPEC Plus, ha giocato un ruolo centrale e indispensabile nel fronteggiare il più grande crash della domanda di petrolio con la più grande riduzione di offerta. Centralità che emerge anche ora, quando il suo supporto rischia di venir meno sotto la spada di Damocle delle recenti tensioni.

- Le forze di mercato attualmente in gioco possono avere effetti opposti sui prezzi – alcune al rialzo e alcune al ribasso – ma il tema degli investimenti mancati e della loro incerta risalita rende più concreto il rischio futuro di un deficit di offerta.

In conclusione, con il mercato del petrolio dovremmo fare i conti anche negli anni a venire non potendo immaginare che con un colpo di spugna dall'oggi al domani se ne possa fare a meno, pur in un percorso sempre più mirato di decarbonizzazione dei sistemi energetici.

Per piegare la curva dei consumi servirebbero, infatti, incisive misure politiche e un radicale cambiamento degli stili di vita, ad oggi ancora non ravvisabile su scala mondiale.

Senza dimenticare l'obiettivo a cui tendere, l'attuale fase del mercato petrolifero può essere descritta parafrasando una celebre frase del poeta statunitense Thomas Stearns Eliot: tra l'aspettativa e la realtà, tra la motivazione e l'atto, cade l'ombra.

<sup>1</sup> A partire da gennaio 2021

<sup>2</sup> Fondo Monetario Internazionale, World Economic Outlook, giugno 2021

<sup>3</sup> IEA, Oil Market Report dicembre 2020 per i dati del 2019 e giugno 2021 per i dati 2020 e 2021

<sup>4</sup> IEA, Oil 2021, Analysis and Forecast to 2026

<sup>5</sup> Petroleum Intelligence Weekly, 25 giugno 2021

<sup>6</sup> Fonte: Rystad Energy

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ELETTRICO

**Press release del progetto SDAC | “17 June 2021: Successful go-live of Interim Coupling – Reaching the SDAC enduring phase” | del 17 giugno 2021 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>**

Con il comunicato in oggetto, i partecipanti al progetto Single Day-Ahead Coupling (SDAC) europeo hanno reso noto che, in data 17 giugno u.s., è avvenuto con successo il go-live del “Interim Coupling project”, volto ad integrare le attività operative di coupling tra le due macro regioni europee 4MMC (i.e. Repubblica Ceca, Slovacchia, Ungheria e Romania) e l’MRC (che ricomprende gli stati dell’Europa centro-occidentale), in attuazione di quanto disposto dal Regolamento UE n. 2015/1222 (c.d. Regolamento CACM). In particolare, l’avvio operativo del Interim Coupling project consente di allocare implicitamente, mediante l’algoritmo Euphemia, le capacità di interconnessione su 6 nuove frontiere europee, estendendo, in tal modo, il perimetro di applicazione del progetto SDAC ai fini del completamento del processo di integrazione dei mercati elettrici europei.

**Comunicato GME | “Aggiornamento della Disposizione Tecnica di Funzionamento n. 03 rev.9 MPE” | del 17 giugno 2021 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>**

Con il comunicato in oggetto il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) - ai fini dell’avvio operativo del Interim Coupling project (cfr. news precedente) - ha pubblicato la versione aggiornata della Disposizione Tecnica di Funzionamento n. 03 MPE, recante le tempistiche di svolgimento delle attività relative alle sessioni del MGP, MI e MSD.

In particolare, l’aggiornamento della citata DTF, si è reso necessario per estendere, nell’ambito delle procedure operative di coupling, la durata massima della tempistica per il calcolo dell’algoritmo del MGP (dai precedenti 12 minuti agli attuali 17 minuti), riconoscendo, pertanto, un maggior tempo a disposizione dei NEMO per la risoluzione dell’algoritmo Euphemia, al fine di minimizzare ulteriormente il verificarsi di eventuali casi di decoupling.

**Decreto del Ministero della Transizione Ecologica n. 257 del 22 giugno 2021 | “Approvazione delle proposte presentate dal Gestore dei mercati energetici S.p.A. di modifica della disciplina del mercato elettrico finalizzate all’integrazione del mercato infragiornaliero**

**nazionale con il Single-Intraday Coupling europeo” | pubblicato in G.U. Serie Generale n.158 del 03 luglio 2021 | Download <https://www.minambiente.it>**

Con il Decreto in oggetto, pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 158 del 3 luglio u.s., il Ministero della Transizione Ecologica (MITE) ha approvato - previo parere favorevole dell’ARERA espresso con Deliberazione 218/2021/R/eel<sup>1</sup> - le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (Disciplina ME), predisposte dal GME ai fini dell’integrazione del mercato italiano con il Single Intra-Day Coupling (SIDC) e dell’avvio del progetto Cross Border Intraday (XBID) sulle frontiere italiane, in attuazione di quanto disposto dal Regolamento UE 2015/1222 (Regolamento CACM).

In particolare, le modifiche approvate dal soprarichiamato Decreto prevedono che la negoziazione dell’energia sul mercato infragiornaliero italiano avvenga:

- i) secondo la modalità di contrattazione continua, nell’ambito del progetto XBID;
- ii) secondo la modalità di contrattazione ad asta, nell’ambito delle Complementary Regional Intraday Auctions (CRIDA), ai sensi di quanto disposto dall’Art. 63 del Regolamento CACM e dalle Deliberazioni 174/2019/R/EEL e 210/2019/R/EEL.

Al riguardo si segnala che, ai sensi di quanto previsto dall’Art. 1 comma 1.2 del medesimo Decreto, le modifiche di cui alla Disciplina ME acquisteranno efficacia a decorrere dalla data di adesione dei confini zionali italiani al coupling infragiornaliero europeo, così come individuata congiuntamente dai partner del progetto SIDC.

**“CACM Annual Report 2020” del NEMO Committee | del 1 luglio 2021 | Download <http://www.nemo-committee.eu>**

Con il “CACM Annual Report 2020”, pubblicato il 1 luglio u.s., i Nominated Electricity Market Operators (NEMOs) europei, in cooperazione con i gestori di rete europei (TSOs), hanno presentato, con riferimento all’anno 2020, lo stato di avanzamento dell’implementazione del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM) e delle linee guida previste dall’“Algorithm methodology”<sup>2</sup>.

In particolare, l’Annual Report fornisce una panoramica completa dell’operatività, nel 2020, dei progetti Single Day-Ahead Coupling (SDAC) e Single Intraday Coupling (SIDC), presentando altresì un quadro generale delle performance attuali e future degli algoritmi di market coupling, nonché delle connesse attività di ricerca e sviluppo intraprese dai NEMO.

## AMBIENTALI

**Circolare ministeriale del 10 giugno 2021 n. 18426 “Aggiornamento delle scadenze per la gestione dell’obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, di cui al D.M. 10 ottobre 2014 e s.m.i.” | pubblicata il 10 giugno 2021 | Download <https://www.minambiente.it>**

Con Circolare ministeriale del 10 giugno 2021 n. 18426, recante “Aggiornamento delle scadenze per la gestione dell’obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, di cui al D.M. 10 ottobre 2014 e s.m.i.”, il Ministero della Transizione Ecologica (MITE) ha indicato il 30 giugno u.s. quale termine ultimo per la pubblicazione, da parte del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE), degli obblighi relativi ai CIC riferiti all’anno 2021, tenuto conto del prorogarsi delle tempistiche necessarie per consuntivare il quantitativo di biometano immesso in consumo dagli operatori nell’anno 2020.

Nella medesima circolare, il Ministero ha altresì precisato che, ai fini dell’assolvimento degli obblighi per l’anno 2021, tutte le eventuali transazioni di CIC<sup>3</sup> dovranno essere registrate, all’interno del Portale informatico del GSE (c.d. “Portale BIOCAR”), entro e non oltre il 30 novembre 2021<sup>4</sup>.

## OIL

**Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali – III quadrimestre 2021” del 23 giugno 2021 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 2 ed il 20 agosto 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 medesimo Gestore - mediante accesso alla “Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali” (PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali riferita al periodo settembre - dicembre 2021. Nel medesimo comunicato il GME ha ricordato che sono esclusi dalla rilevazione dei predetti dati i depositi di GPL ad uso autotrazione<sup>5</sup>. 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](mailto:logistica@mercatoelettrico.org) o contattare i numeri telefonici 06 8012 4337/4500.

<sup>1</sup> Cfr. Newsletter n. 149 giugno 2021

<sup>2</sup> L’Algorithm methodology è la proposta elaborata dai NEMO europei per la gestione degli algoritmi relativi ai progetti SDAC e SIDC, approvata da ACER con Decisione n. 04/2020 del 30 gennaio 2020 ([link](#)).

<sup>3</sup> Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti.

<sup>4</sup> Il Ministero ha pertanto prorogato la scadenza precedentemente indicata con Circolare del 31 marzo 2021 n. 9884 (cfr. Newsletter 148 maggio 2021).

<sup>5</sup> Circolare 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.  
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.