

**APPROFONDIMENTI**

# PETROLIO E COVID19: UN MERCATO IN LOCKDOWN

Di Lisa Orlandi - RIE

Da 70 a 20, poi da 20 a 40. Quattro cifre che testimoniano l'anomalo andamento dei prezzi del Brent Dated – benchmark di riferimento internazionale – nei primi cinque mesi del 2020. Se ignorassimo ciò che è realmente accaduto, la lettura di questi dati ci porterebbe a concludere che si è verificato un evento traumatico, di quelli che in gergo si è soliti chiamare oil crash, ora in via di risoluzione. Con la consapevolezza dello tsunami che ha travolto il mondo intero, la prima conclusione viene senza dubbio confermata mentre la seconda, ovvero la sua risoluzione, è molto più incerta, così come lo sono i relativi effetti sia in termini di intensità che di durata.

Eppure il 2020 non era iniziato male. La controversia sui dazi tra Usa e Cina sembrava rientrata, l'uscita della Gran Bretagna dall'UE aveva eliminato un fattore di incertezza importante, l'OPEC Plus sembrava solida e unita nel suo intento di controllare la produzione mondiale. Da qui, il rafforzamento del petrolio che a inizio gennaio toccava i 70 doll/bbl, supportato anche da due focolai di crisi di matrice geopolitica: quello libico, con le truppe del generale Haftar arrivate nei dintorni di Tripoli, e quello iracheno-iraniano, culminato nell'uccisione da parte di un raid USA del generale iraniano Soleimani, grande sostenitore dell'allargamento della sfera di influenza iraniana nel Medio Oriente.

Su questa scena, si aggiungeva a fine gennaio un nuovo protagonista, inizialmente ed erroneamente sottovalutato: il coronavirus. L'esplosione di un focolaio di infezione nella città

cinese di Wuhan ha portato all'adozione di misure eccezionali per isolare l'intera provincia di Hubei, la cui popolazione è uguale a quella dell'Italia. Era il 23 gennaio: da qui ha inizio il blocco di molte attività produttive anche nel resto della Cina e forti limitazioni ai movimenti di persone e merci da e verso il paese asiatico. Come noto, qualsiasi accadimento di rilievo che interessa la Cina non lascia immune il mercato petrolifero, essendone il primo consumatore mondiale con 13 mil bbl/g. La domanda di petrolio subiva, infatti, un immediato contraccolpo che si traduceva da subito in forti riduzioni delle quotazioni. Già a fine gennaio, il Brent si portava a 56 doll/bbl rispetto ai 70 di inizio anno.

La situazione precipitava del tutto con l'irruenta diffusione dell'epidemia, dapprima in Italia e poi in tutto il mondo. L'11 marzo il covid-19 veniva dichiarato pandemia e a fine mese 187 paesi avevano adottato misure di emergenza sino a quel momento mai sperimentate, al fine di appiattire una curva dei contagi in rapida ascesa e fuori controllo. È da qui che la parola simbolo di questa impensabile congiuntura diventa unprecedente: per la prima volta nella storia dell'uomo, l'intera popolazione mondiale è stata interessata da forme di restrizione della libera circolazione ed oltre la metà del totale – 4,2 miliardi di persone rappresentativi del 60% del PIL – ha subito misure di parziale o totale lockdown, con ripercussioni significative sui diversi aspetti della vita dei singoli e delle comunità.

continua a pagina 26

## IN QUESTO NUMERO

**REPORT/ MAGGIO 2020**

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

**APPROFONDIMENTI**
*Petrolio e Covid19: un mercato in lockdown*
*di Lisa Orlandi - RIE*
**NOVITA' NORMATIVE**

pagina 31

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ancora minimi assoluti a maggio per il Pun, a 21,79 €/MWh (-12,2% su aprile e -57,0% sul 2019), e i prezzi di vendita, a 21/23 €/MWh, sostenuti da un'ampia disponibilità di offerta rinnovabile, costi del gas che non arrestano la discesa e volumi complessivamente contrattati nel MGP che, con l'allentamento delle misure restrittive imposte dalla contingente emergenza sanitaria, risultano superiori solo al

minimo di aprile (21,3 TWh, -9,7% sul 2019). In aumento annuale la liquidità del mercato, al 74%.

Sul Mercato a Termine dell'energia elettrica, il baseload di Giugno 2020 chiude il periodo di contrattazione a 26,16 €/MWh (-23,1%). Ai minimi da maggio 2011 in media oraria le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

L'ulteriore allentamento, a inizio maggio, delle misure restrittive imposte dalla contingente emergenza sanitaria hanno favorito una lenta ma progressiva ripresa dei consumi nel corso del mese (circa +1.500 MWh medi orari tra la prima e la seconda metà del mese e complessivamente +3.000 MWh su aprile), che tuttavia restano ancora nettamente inferiori rispetto alla media del periodo negli ultimi anni (oltre -2.700 MWh medi orari). In questo contesto, caratterizzato dalla persistente discesa del prezzo del gas, al quarto minimo consecutivo, e dalla stagionale risalita dell'offerta rinnovabile, su uno dei livelli più elevati di sempre, il Pun, ininterrottamente in calo da inizio anno, aggiorna ancora il valore più basso mai registrato dall'avvio della borsa elettrica, pari a 21,79 €/MWh, in calo di

3,02 €/MWh sul precedente minimo di aprile 2020 (-12,2%) e confermandosi più che dimezzato su base annuale (-28,89 €/MWh, -57,0%). Riduzioni annuali superiori al 50% anche sulle principali borse elettriche limitrofe, caratterizzate anche a maggio da valori negativi in diverse ore del mese, che tuttavia riducono il differenziale negativo con il riferimento italiano, in corrispondenza di più deboli flessioni o di aumenti su base congiunturale (in Francia +10%).

Ancora livelli minimi anche per il Pun nei gruppi di ore, per un rapporto picco/baseload che si attesta a 1,08 (+0,01 sul 2019), e per il suo valore orario massimo. Il Pun minimo orario si attesta invece a 0,98 €/MWh realizzatosi in un'occasione il 1° maggio (Grafico 1 e Tabella 1).

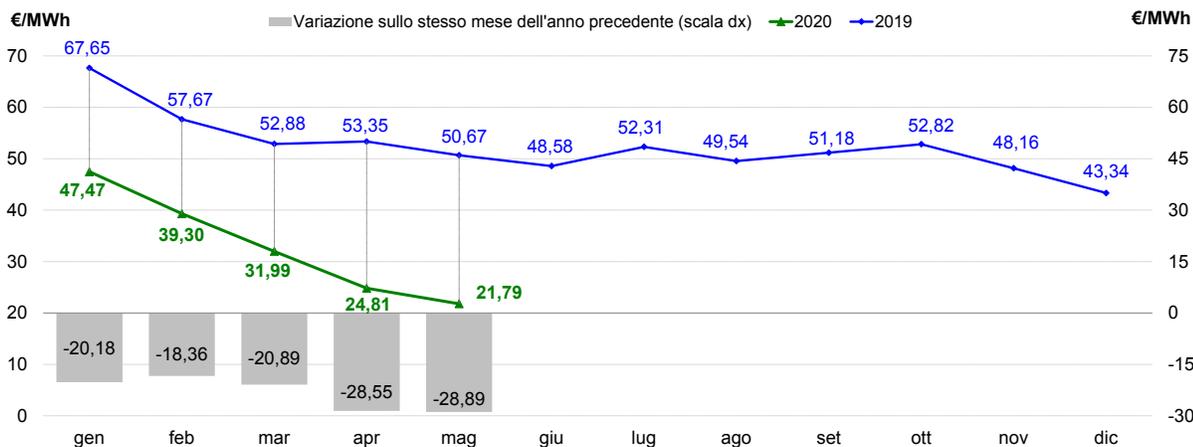
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2020	2019	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2020	2019
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>21,79</b>	50,67	-28,89	-57,0%	<b>21.206</b>	-7,3%	<b>28.575</b>	-9,7%	<b>74,2%</b>	72,3%
<i>Picco</i>	23,58	54,04	-30,46	-56,4%	26.369	-5,0%	34.633	-8,8%	76,1%	73,1%
<i>Fuori picco</i>	20,93	48,82	-27,89	-57,1%	18.748	-7,0%	25.690	-8,7%	73,0%	71,7%
<i>Minimo orario</i>	0,98	20,00			11.216		18.047		62,2%	62,1%
<i>Massimo orario</i>	45,64	76,32			29.244		37.340		80,7%	80,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

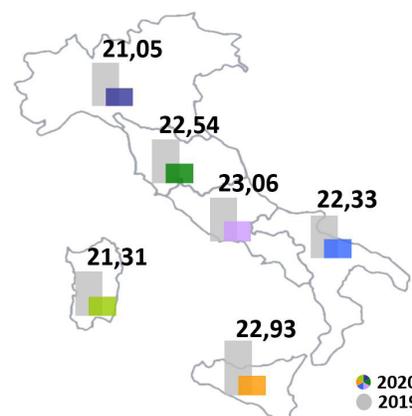
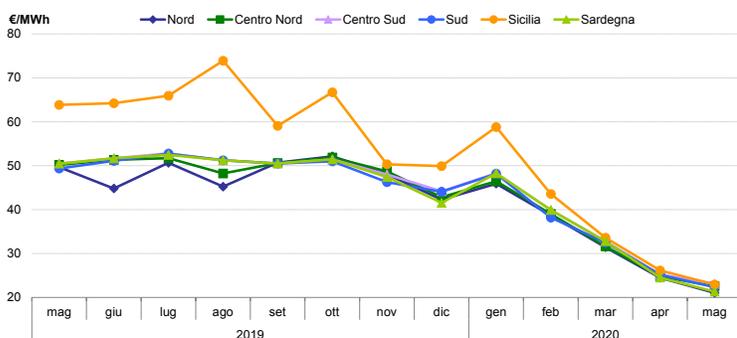


Nuovi minimi storici anche per tutti i prezzi di vendita che si attestano a 21/23 €/MWh (-2/-3 €/MWh su aprile e -27/-41 €/MWh sul 2019). Come nei due mesi precedenti, restano esigui i differenziali di prezzo sulla penisola, nonostante i maggiori restringimenti ai transiti interni, e tra Sud e Sicilia, unite nel 96% delle ore (+2 p.p. su aprile). Si allarga invece il differenziale

di prezzo tra il Centro Sud e la Sardegna (1,8 €/MWh, +1,1 €/MWh), in corrispondenza della perdurante riduzione, nella prima parte del mese, della capacità in export dall'isola che, caratterizzata anche da un'abbondante offerta eolica, è anche l'unica dove si realizzano prezzi a 0 €/MWh in diverse ore (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari 21,3 TWh, più alta solo del minimo storico di aprile (+11,7%), registra una riduzione annuale del 9,7%. In forte attenuazione rispetto ai due mesi precedenti la flessione dei volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 15,8 TWh (-7,3%), in virtù di maggiori vendite del GSE, lato offerta, e di un export più che raddoppiato, lato

domanda; registrano ancora un calo in doppia cifra, invece, le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, a 5,4 TWh (-16,0%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche, il valore della liquidità del mercato, pari a 74,2%, risale di 1,9 punti percentuali sul 2019, pur in perdita di 0,7 p.p. su aprile (Grafico 3).

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

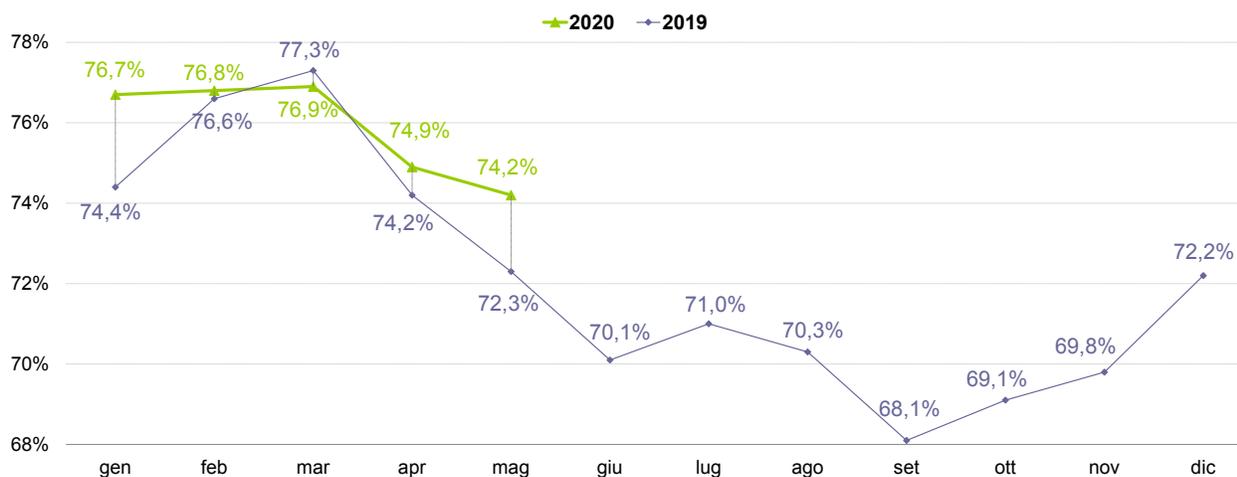
	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>15.777.560</b>	<b>-7,3%</b>	<b>74,2%</b>
Operatori	10.625.672	-2,3%	50,0%
GSE	2.887.486	+7,3%	13,6%
Zone estere	2.264.401	-34,2%	10,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.482.358</b>	<b>-16,0%</b>	<b>25,8%</b>
Zone estere	59.488	-52,9%	0,3%
Zone nazionali	5.422.870	-15,3%	25,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>21.259.918</b>	<b>-9,7%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>21.799.253</b>	<b>+24,6%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>43.059.171</b>	<b>+4,9%</b>	

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

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>15.777.560</b>	<b>-7,3%</b>	<b>74,2%</b>
Acquirente Unico	3.267.350	-1,5%	15,4%
Altri operatori	8.041.742	-15,2%	37,8%
Pompaggi	5.080	-	0,0%
Zone estere	884.474	+101,9%	4,2%
Saldo programmi PCE	3.578.914	-5,2%	16,8%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.482.358</b>	<b>-16,0%</b>	<b>25,8%</b>
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.061.272	-12,1%	42,6%
Saldo programmi PCE	-3.578.914	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>21.259.918</b>	<b>-9,7%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>388.636</b>	<b>-11,4%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>21.648.554</b>	<b>-9,7%</b>	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Ancora esigui e superiori solo al minimo dello scorso mese gli acquisti nazionali, pari a 20,4 TWh, che registrano una riduzione annuale dell'11,8%. A livello zonale, il calo percentuale risulta abbastanza uniforme sulla penisola e in Sardegna (-10/-13%) e più debole solo in Sicilia (-5,1%), mentre il rialzo mensile appare molto consistente al Nord (+17,8%) e al Centro Nord (+11,6%), risultando più modesto nelle altre zone (+1/+5%), fino al lieve calo della Sardegna (-0,5%). Elevati e più che raddoppiati rispetto ad un anno fa, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,9 TWh (+101,9%) (Tabella 4). Anche a maggio, si osserva un Sistema esportatore netto in alcuni giorni festivi, anche per effetto in tutte quelle giornate del permanente restringimento della NTC in

import, programmato dal gestore della rete di trasmissione in periodi di ridotta domanda al fine di garantire la sicurezza della rete stessa. Lato offerta, sebbene in aumento rispetto al minimo di aprile, restano modeste le importazioni di energia dall'estero, a 2,3 TWh (-34,9% sul 2019), in particolare quelle sulla frontiera francese e slovena. Si conferma più contenuto il calo delle vendite nazionali, pari a 18,9 TWh (-5,2%). A livello zonale, il Sud è l'unico a registrare un incremento annuale (+1,9%), con un livello di vendite superiore alla media degli ultimi anni. Anche questo mese al Nord oltre il 90% della domanda locale risulta soddisfatta da vendite interne. Tra le altre zone in evidenza le flessioni in doppia cifra al Centro Sud ed in Sardegna (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	21.865.700	29.389	+10,6%	10.601.977	14.250	-3,3%	11.517.698	15.481	-12,6%
Centro Nord	2.204.440	2.963	-3,8%	1.467.760	1.973	-4,8%	2.170.691	2.918	-13,5%
Centro Sud	4.422.317	5.944	+4,1%	1.347.602	1.811	-25,9%	3.192.514	4.291	-10,2%
Sud	8.121.531	10.916	+18,9%	3.768.747	5.066	+1,9%	1.644.306	2.210	-11,3%
Sicilia	2.530.976	3.402	-8,7%	904.264	1.215	-4,7%	1.228.700	1.651	-5,1%
Sardegna	1.427.783	1.919	-4,0%	845.678	1.137	-15,4%	621.536	835	-12,0%
<b>Totale nazionale</b>	<b>40.572.747</b>	<b>54.533</b>	<b>+8,5%</b>	<b>18.936.028</b>	<b>25.452</b>	<b>-5,2%</b>	<b>20.375.444</b>	<b>27.386</b>	<b>-11,8%</b>
Esteri	2.486.424	3.342	-31,6%	2.323.889	3.124	-34,9%	884.474	1.189	+101,9%
<b>Sistema Italia</b>	<b>43.059.171</b>	<b>57.875</b>	<b>+4,9%</b>	<b>21.259.918</b>	<b>28.575</b>	<b>-9,7%</b>	<b>21.259.918</b>	<b>28.575</b>	<b>-9,7%</b>

In termini di fonti, a maggio si accentua la crescita delle vendite rinnovabili che, con oltre 10,2 TWh (+12,0% sul 2019) si portano sul livello più alto da luglio 2018, sostenute dall'idrico (+13,0%) al Nord, e dall'eolico (+13,1%) e dal solare (+12,2%) al centro meridione ed in Sicilia. Le vendite da fonte rinnovabile raggiungono così la quota record del 53,9% sul totale venduto in aumento di 8,3 p.p., con il solo

idrico che guadagna 4,6 p.p. (28,5%). Ancora una forte contrazione, la settimana consecutiva, invece per i volumi da fonti tradizionali, che scendono su uno dei livelli più bassi di sempre, con meno di 8,5 TWh (-20,6%), confermandosi in diffuso calo zonale in tutte le componenti, eccetto che al Centro Nord. Ai minimi degli ultimi due anni la quota del gas scende al 36,0% (-7.5 p.p.) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>6.020</b>	<b>-24,9%</b>	<b>662</b>	<b>+6,3%</b>	<b>556</b>	<b>-53,8%</b>	<b>2.800</b>	<b>-2,8%</b>	<b>576</b>	<b>-15,5%</b>	<b>763</b>	<b>-17,7%</b>	<b>11.377</b>	<b>-20,6%</b>
Gas	5.051	-29,0%	586	+7,7%	273	-52,8%	2.361	-3,5%	531	-14,8%	353	-2,8%	9.155	-21,5%
Carbone	206	+75,3%	-	-	66	-82,8%	172	-14,1%	-	-	356	-27,5%	800	-32,9%
Altre	762	-2,6%	76	-3,3%	217	-10,3%	267	+14,2%	45	-23,6%	54	-25,9%	1.422	-3,2%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>7.881</b>	<b>+20,9%</b>	<b>1.311</b>	<b>-9,6%</b>	<b>1.255</b>	<b>+5,9%</b>	<b>2.266</b>	<b>+8,4%</b>	<b>639</b>	<b>+7,8%</b>	<b>374</b>	<b>-10,5%</b>	<b>13.726</b>	<b>+12,0%</b>
Idraulica	5.761	+23,2%	323	-30,1%	441	-17,9%	498	-7,8%	145	+1,8%	86	+34,5%	7.252	+13,0%
Geotermica	-	-	650	-1,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	650	-1,5%
Eolica	11	+151,9%	27	+3,8%	439	+45,1%	1.305	+14,0%	355	+12,9%	177	-30,5%	2.314	+13,1%
Solare e altre	2.109	+14,7%	311	+3,1%	376	+8,6%	463	+14,2%	139	+2,3%	111	+11,9%	3.510	+12,2%
<b>Pompaggio</b>	<b>349</b>	<b>+70,7%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>-100,0%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0,27</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>349</b>	<b>+34,0%</b>
<b>Totale</b>	<b>14.250</b>	<b>-3,3%</b>	<b>1.973</b>	<b>-4,8%</b>	<b>1.811</b>	<b>-25,9%</b>	<b>5.066</b>	<b>+1,9%</b>	<b>1.215</b>	<b>-4,7%</b>	<b>1.137</b>	<b>-15,4%</b>	<b>25.452</b>	<b>-5,2%</b>

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

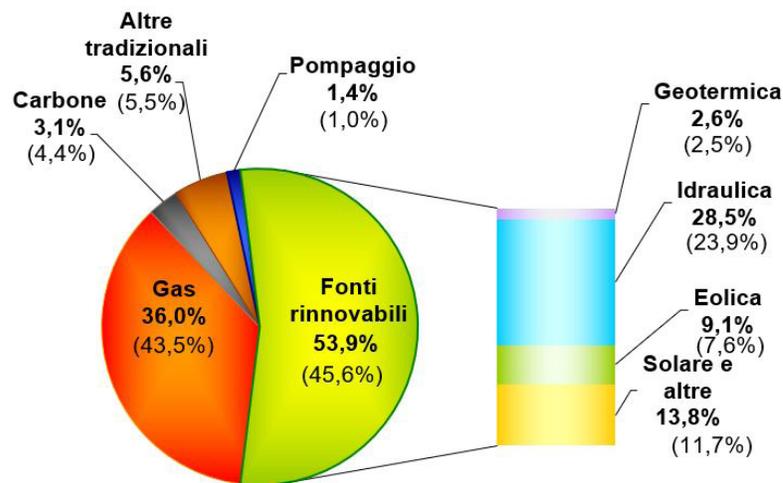
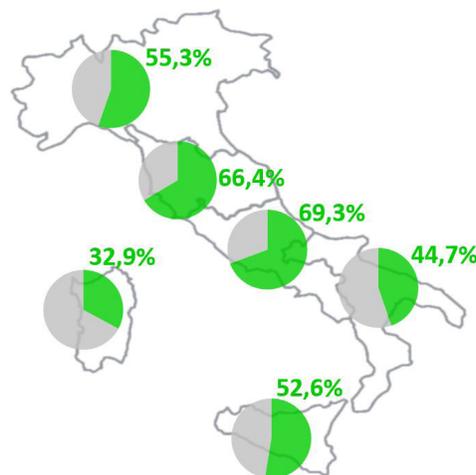


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

## MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import di 1.967 MWh, in riduzione di 864 MWh rispetto allo stesso mese del 2019. Dinamiche simili a quelle registrate ad aprile, sia lato import che lato export: il calo delle importazioni, infatti, riguarda ancora tutte le frontiere, ma in particolare la francese (-574 MWh) e la slovena (-237 MWh) che, come già osservato, hanno visto anche a maggio una netta riduzione della NTC

in import lungo tutto il corso del mese (-30%/-36% sul 2019), più evidente nei giorni festivi, quando i flussi si invertono ancora occasionalmente anche sulla frontiera francese (4% delle ore). Si confermano in crescita i flussi in export lungo le altre due frontiere restando più elevati, come osservato spesso dalla scorsa estate, sulla Slovenia, e aggiornando ancora il massimo di sempre sull'Austria (23,4% delle ore) (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	1.775 (2.221)	1.625 (2.199)	77,0% (99,1%)	77,2% (96,1%)	1.032 (1.050)	483 (-)	4,3% (-)	0,7% (-)
Italia - Austria	207 (228)	173 (225)	46,2% (95,6%)	49,0% (95,7%)	88 (88)	85 (89)	23,4% (1,2%)	21,8% (1,2%)
Italia - Slovenia	416 (466)	169 (406)	18,4% (92,6%)	10,5% (73,0%)	632 (631)	410 (256)	66,3% (5,4%)	25,4% (0,7%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

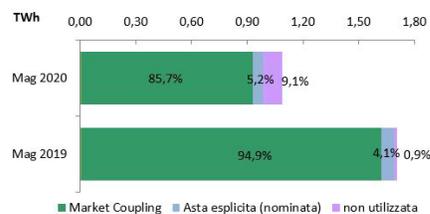
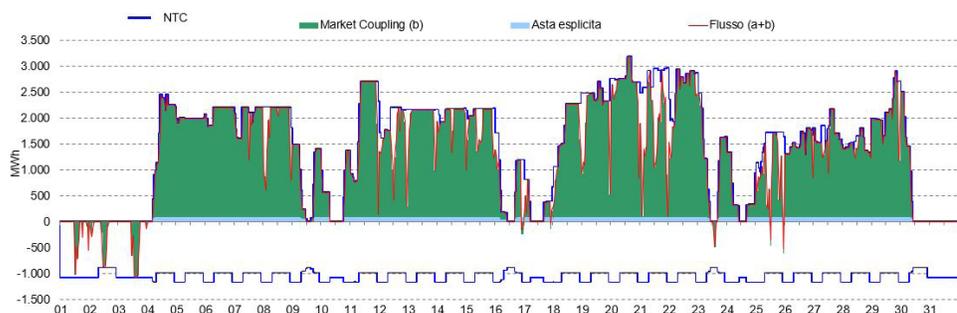


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

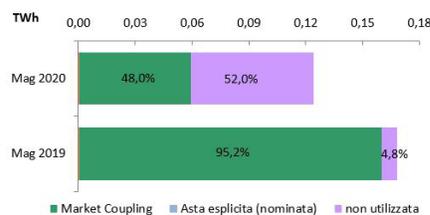
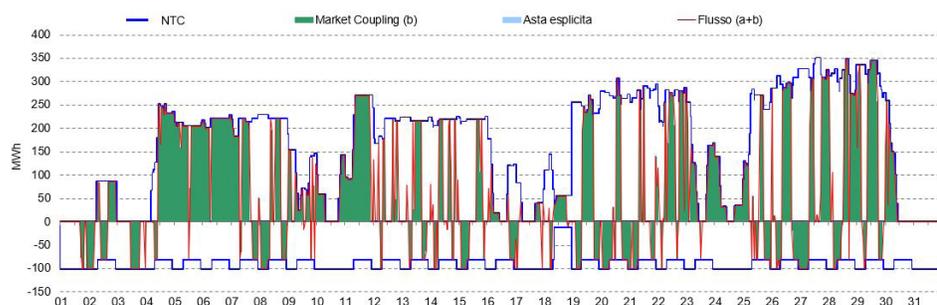
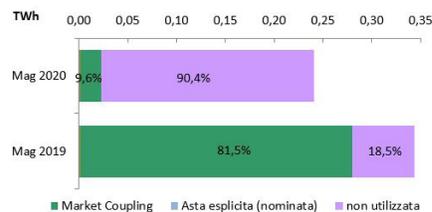
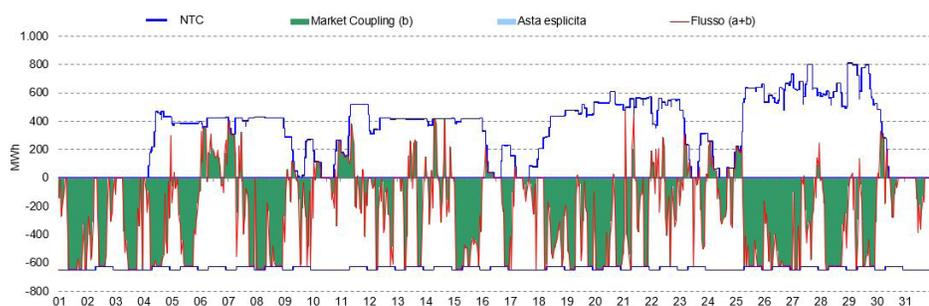


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Terzo record minimo anche per il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornerio (MI), pari a 21,72 €/MWh, che si riduce di 3,25 €/MWh su aprile (-13,0%) e risulta ancora più che dimezzato su maggio 2019 (-30,01 €/MWh, -58,0%), confermando un differenziale con il Pun pressoché nullo (+0,07 €/MWh) (Grafico 9). Nuovi minimi storici anche per i prezzi delle

single sessioni, compresi tra poco più di 21 €/MWh di MI1 e MI2 e 29,22 €/MWh di MI7. Il confronto con il Pun calcolato nelle stesse ore mostra prezzi superiori su MI4 (+1%) e nelle ultime due sessioni (+2/+4%) (Figura 1 e Grafico 10).

I volumi di energia complessivamente scambiati su MI, pari a 2,0 TWh, seppur in netto recupero sul minimo di

aprile (+14,5%), si confermano in calo annuale (-10,4%), ininterrotto da gennaio. La flessione appare particolarmente intensa su MI1 (-23,2%), la cui quota scende sotto il 41% (-7 p.p.) risultando per la prima volta inferiore a quella complessiva degli ultimi cinque mercati (42%, +2 p.p.), tra cui MI4, MI6 e MI7 vedono una crescita degli scambi in doppia cifra (Figura 1 e Grafico 10).

A poco più di un anno dall'avvio del meccanismo del

market coupling sulla frontiera svizzera, le allocazioni in asta implicita ammontano complessivamente in export a 31,4 GWh su MI2 e 9,6 GWh su MI6 e rappresentano l'82% di quanto complessivamente trattato nel MI sul lato della domanda lungo tale frontiera (+3 p.p. sul 2019). Più basse le allocazioni in asta implicita in import, pari a 26,0 GWh su MI2 e a 9,3 GWh su MI6, pari al 65% di quanto transitato in vendita su tale confine (+59 p.p.).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

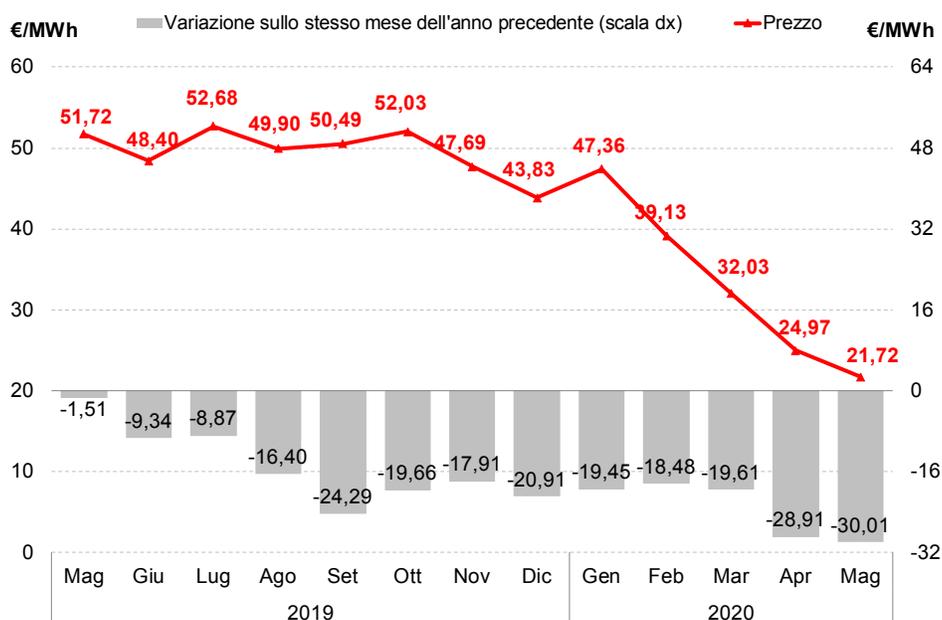


Figura 1: MI, dati di sintesi

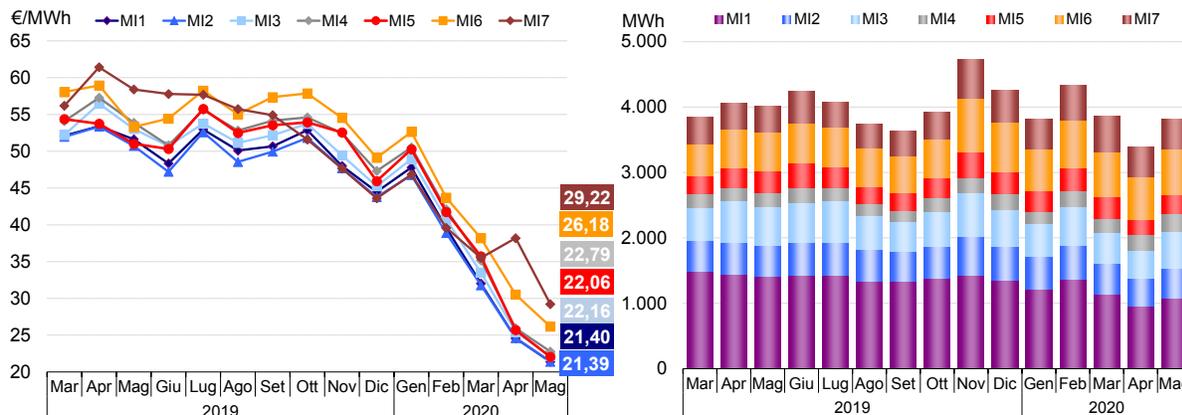
Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi MWh			Prezzi €/MWh
	2020	2019	variazione	Totali	Medi orari	variazione	
<b>MGP</b> (1-24 h)	21,79	50,67	-57,0%	21.259.918	28.575	-9,7%	50,67 / 21,79
<b>MI1</b> (1-24 h)	21,40 (-1,8%)	51,63	-58,6%	803.069	1.079	-23,8%	51,63 / 21,40
<b>MI2</b> (1-24 h)	21,39 (-1,8%)	50,72	-57,8%	344.145	463	-1,0%	50,72 / 21,39
<b>MI3</b> (5-24 h)	22,16 (+0,0%)	53,04	-58,2%	346.587	559	-6,3%	53,04 / 22,16
<b>MI4</b> (9-24 h)	22,79 (+0,8%)	53,88	-57,7%	132.890	268	+30,0%	53,88 / 22,79
<b>MI5</b> (13-24 h)	22,06 (-2,6%)	51,02	-56,8%	108.537	292	-12,0%	51,02 / 22,06
<b>MI6</b> (17-24 h)	26,18 (+2,0%)	53,32	-50,9%	173.763	701	+17,7%	53,32 / 26,18
<b>MI7</b> (21-24 h)	29,22 (+3,8%)	58,40	-50,0%	55.876	451	+14,6%	58,40 / 29,22

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

Grafico 10: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



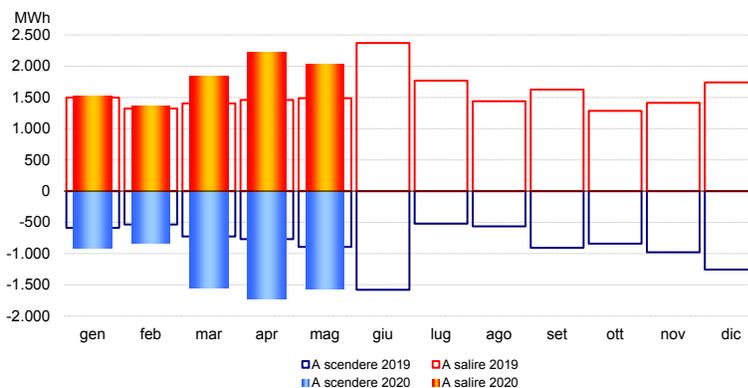
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Si conferma ancora elevato, sebbene in riduzione su aprile, il ricorso di Terna al Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante. Nel dettaglio, gli acquisti di Terna sul mercato a salire

sono stati pari a 1,5 TWh (+37,0% su maggio 2019), e le vendite di Terna sul mercato a scendere si sono attestate a 1,2 TWh (+75,4%) (Grafico 11).

Grafico 11: 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 155 negoziazioni (massimo da novembre 2018, +61 sul 2019) sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', pari a 95,5 GWh (massimo da aprile 2019, +20% su maggio 2019).

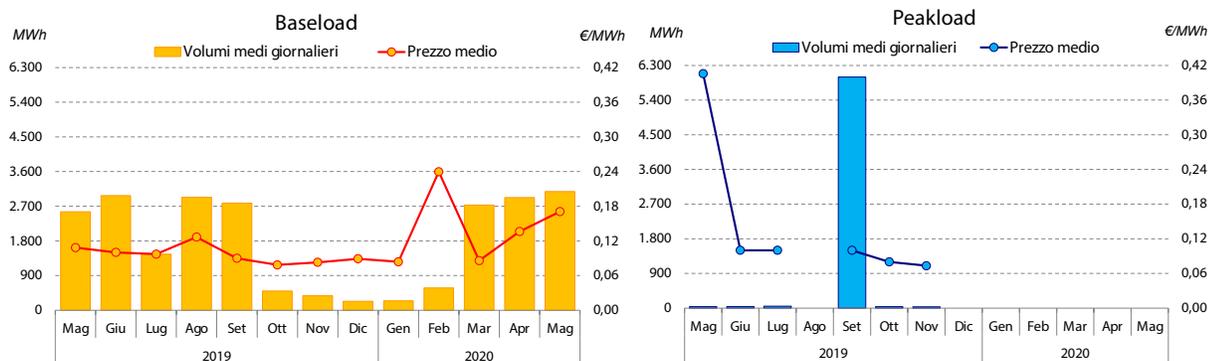
Come nei mesi precedenti, le negoziazioni, esclusivamente baseload, hanno interessato tutti i prodotti giornalieri, scambiati ad un prezzo medio di 0,17 €/MWh, in aumento rispetto ad un anno fa (+0,06 €/MWh) (Figura 2).

Figura 2: 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	155 (80)	31/31 (31/31)	0,17 (0,11)	0,15 (0,09)	0,20 (0,25)	95.472 (79.248)	3.080 (2.556)
Peakload	- (14)	0/21 (14/23)	- (0,41)	- (0,10)	- (3,90)	- (504)	- (36)
<b>Totale</b>	<b>155</b> (94)					<b>95.472</b> (79.752)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) non presenta negoziazioni. I prezzi di controllo di tutti i prodotti registrano forti riduzioni per quelli relativi alla prossima estate, mostrando aspettative di stabilità delle quotazioni o di più deboli ribassi per quelli riferiti alla fine del 2020 e al 2021. La posizione aperta complessiva a fine mese si attesta

0,8 TWh, in calo dell'11,5% su aprile. Il prodotto Giugno 2020 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 26,16 €/MWh sul baseload (48,58 €/MWh il corrispondente valore spot del 2019) e 30,03 €/MWh sul peakload (54,78 €/MWh lo spot del 2019), ed una posizione aperta complessiva di 105 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Maggio

Fonte: GME

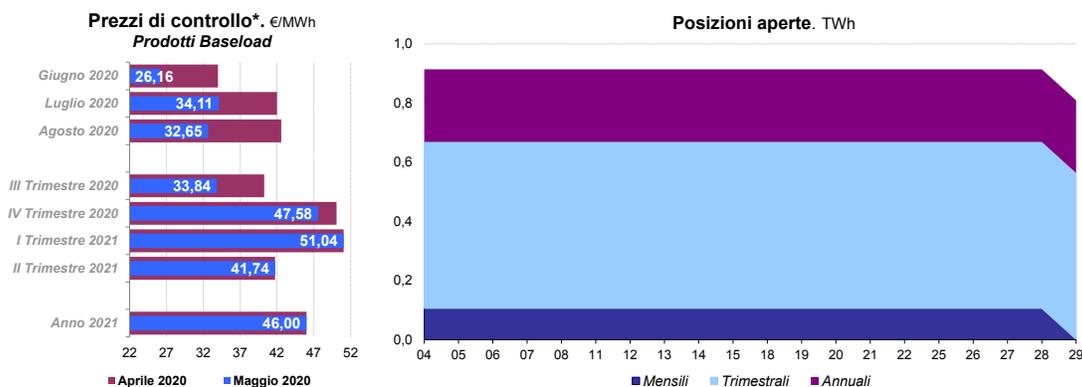
PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Giugno 2020	26,16	-23,1%	-	-	-	-	-	141	101.520
Luglio 2020	34,11	-18,8%	-	-	-	-	-	1	744
Agosto 2020	32,65	-23,3%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2020	34,79	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2020	33,84	-15,9%	-	-	-	-	-	132	291.456
IV Trimestre 2020	47,58	-5,0%	-	-	-	-	-	116	256.244
I Trimestre 2021	51,04	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	41,74	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	46,00	+0,0%	-	-	-	-	-	28	245.280
<b>Totale</b>			-	-	-	-	-		<b>793.724</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
Giugno 2020	30,03	-23,0%	-	-	-	-	-	13	3.432
Luglio 2020	37,92	-20,4%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2020	34,02	-24,8%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2020	39,69	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2020	37,27	-17,4%	-	-	-	-	-	11	8.712
IV Trimestre 2020	56,00	-6,9%	-	-	-	-	-	8	6.336
I Trimestre 2021	57,90	-1,9%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	44,81	-1,8%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	51,97	-2,9%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			-	-	-	-	-		<b>15.048</b>
<b>TOTALE</b>			-	-	-	-	-		<b>808.772</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 12: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Superiori solo al minimo degli ultimi nove anni registrato ad aprile, le transazioni complessivamente registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a maggio 2020, pari a 21,8 TWh (-6,5% sul 2019). Resta in calo, da inizio anno, anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 12,3 TWh (-4,1%) (Tabella 8). Pressoché stabile sui livelli degli ultimi mesi il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate

e posizione netta, pari a 1,77, in riduzione annuale di 0,4 (Grafico 13).

Sempre in flessione i programmi registrati nei conti in immissione (5,5 TWh, -16,0%) mentre crescono i relativi sbilanciamenti a programma (6,8 TWh, +8,1%); lato prelievo, invece, continua la discesa dei programmi registrati (9,1 TWh, -12,1%) e torna il segno negativo per i relativi sbilanciamenti a programma (3,6 TWh, -5,2%).

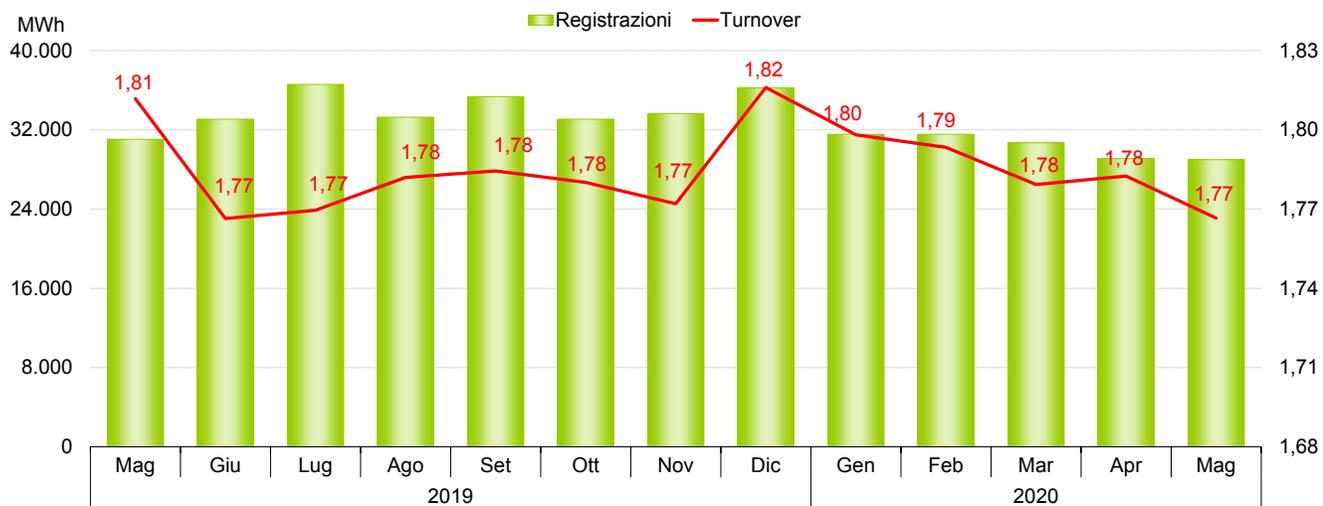
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a Maggio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<b>Baseload</b>	6.538.965	- 0,1%	30,1%	Richiesti	8.363.112	-8,3%	100,0%	9.076.215	-12,0%	100,0%
<b>Off Peak</b>	420.840	+1050,6%	1,9%	di cui con indicazione di prezzo	3.435.856	-18,3%	41,1%	9.540	+3310,2%	0,1%
<b>Peak</b>	133.296	+97,6%	0,6%	Rifiutati	2.880.754	+11,0%	34,4%	14.943	+83,4%	0,2%
<b>Week-end</b>	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.877.740	+11,0%	34,4%	0	100%	0,0%
<b>Totale Standard</b>	7.093.101	+6,7%	32,6%							
<b>Totale Non standard</b>	14.471.060	- 12,1%	66,5%	<b>Registrati</b>	<b>5.482.358</b>	<b>-16,0%</b>	<b>65,6%</b>	<b>9.061.272</b>	<b>-12,1%</b>	<b>99,8%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>21.564.161</b>	<b>- 6,7%</b>	<b>99,1%</b>	di cui con indicazione di prezzo	558.116	-65,4%	6,7%	9.540	+3310,1%	0,1%
<b>MTE</b>	<b>100.224</b>	<b>+6,0%</b>	<b>0,5%</b>	Sbilanciamenti a programma	6.835.117	+8,1%		3.256.203	+28,0%	
<b>MPEG</b>	<b>95.208</b>	<b>+19,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		<b>3.578.914</b>	<b>-5,2%</b>	
<b>TOTALE PCE</b>	<b>21.759.593</b>	<b>- 6,5%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>12.317.475</b>	<b>- 4,1%</b>								

Grafico 13: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A maggio i consumi di gas naturale in Italia confermano il trend ribassista avviato lo scorso novembre e scendono del 24% dal livello elevato del 2019, attestandosi al minimo degli ultimi cinque anni per il mese in analisi. In un contesto di sistema che risente ancora degli interventi successivi all'emergenza sanitaria Covid-19, la flessione risulta più intensa per i consumi del settore civile (-33%) rispetto a quella dei settori termoelettrico, penalizzato anche dall'incremento della produzione elettrica da fonte rinnovabile, e industriale (entrambi -17%). Sul lato dell'offerta si riducono le importazioni, soprattutto tramite gasdotto (-16%), e la produzione nazionale (-16%), mentre continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio (+8%). La giacenza

a fine mese risulta, pertanto, in aumento del 28% rispetto allo stesso giorno dell'anno precedente. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati segnano un nuovo incremento su base annua e salgono a 7,1 TWh (+19% su maggio 2019), con una quota sulla domanda totale al 18%. La crescita è sostenuta dai nuovi comparti AGS (25% del totale a pronti) e dai maggiori scambi su MGP-Gas in contrattazione continua (+6%); in calo, invece, i volumi negoziati negli altri mercati. Le quotazioni a pronti aggiornano per il quarto mese consecutivo i minimi storici, in linea con le dinamiche al PSV (6,62 €/MWh). Le contrattazioni sul mercato a termine del gas (MT-Gas) si attestano a 35 mila MWh, con prezzi di controllo stabili o in ribasso.

## IL CONTESTO

A maggio i consumi di gas naturale in Italia segnano per il settimo mese consecutivo un importante calo su base annua e si portano a 3.694 milioni di mc (-24% dal livello massimo raggiunto a maggio 2019). Nel contesto di sistema caratterizzato dalla progressiva, ma non completa, ripresa delle attività produttive in seguito all'emergenza sanitaria, i consumi si riducono in tutti i principali comparti di distribuzione, attestandosi ai minimi da oltre dieci anni per il mese in analisi nel settore civile, pari a 1.145 milioni di mc (-33%), e industriale, pari a 1.012 milioni di mc (-17%). Tornano sui livelli del 2018 i consumi del settore termoelettrico (1.460 milioni di mc, -17%), penalizzati anche dalla maggiore produzione da fonte rinnovabile. Ancora poco significative le esportazioni (0,76 milioni di mc, -59%). Lato offerta, le importazioni di gas scendono sul livello più basso degli ultimi cinque anni per il mese di maggio (5.810 milioni di mc, -14%); più intensa la flessione nei flussi via gasdotto (-16%) rispetto a quella rilevata ai terminali di rigassificazione (-4%); in calo anche la produzione nazionale (330 milioni di mc, -16%). Continua l'attività di iniezione nei siti di stoccaggio, pari a 2.447 milioni

di mc (+8%), con una quota sul totale prelevato dalla rete al 40%, valore tra i più alti di sempre (+8 p.p. sul 2019).

L'analisi dell'import per punti di entrata mostra una consistente e diffusa riduzione dei flussi in quasi tutti i siti di ingresso, in particolare da Mazara, dove le importazioni scendono ai minimi di sempre per il mese di maggio (526 milioni di mc, -37%), e a Tarvisio (2.379 milioni di mc, -22%); in crescita tendenziale, invece, solo i flussi dal Nord Europa a Passo Gries (1.375 milioni di mc, +21%). Il calo del gas importato tramite rigassificatori GNL, invece, è concentrato nei terminali di Cavarzere (607 milioni di mc, -7%) e Livorno (249 milioni di mc, -12%), mentre l'import a Panigaglia segna, per contro, il livello più alto di sempre per il mese di riferimento (277 milioni di mc, +14%). In virtù delle suddette dinamiche, nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 7.650 milioni di mc (anche questo mese massimo degli ultimi quindici anni per maggio), in aumento del 28% rispetto allo stesso periodo del 2019, con un rapporto giacenza/spazio conferito al 57%, anch'esso in crescita su base annua (+7,3 p.p.).



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>5.810</b>	<b>61,5</b>	<b>-13,7%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	526	5,6	-36,8%
Tarvisio	2.379	25,2	-21,7%
Passo Gries	1.375	14,6	+21,0%
Gela	397	4,2	-28,1%
Gorizia	1	0,0	+20,8%
Panigaglia (GNL)	277	2,9	+14,3%
Cavarzere (GNL)	607	6,4	-6,5%
Livorno (GNL)	249	2,6	-12,2%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>330</b>	<b>3,5</b>	<b>-15,5%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>6.140</b>	<b>65,0</b>	<b>-13,8%</b>
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.012	10,7	-16,7%
Termoelettrico	1.460	15,5	-17,4%
Reti di distribuzione	1.145	12,1	-32,7%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>76</i>	<i>0,8</i>	<i>-59,0%</i>
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>3.694</b>	<b>39,1</b>	<b>-24,2%</b>
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>2.447</i>	<i>26</i>	<i>+8,5%</i>
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>6.140</b>	<b>65,0</b>	<b>-13,8%</b>

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

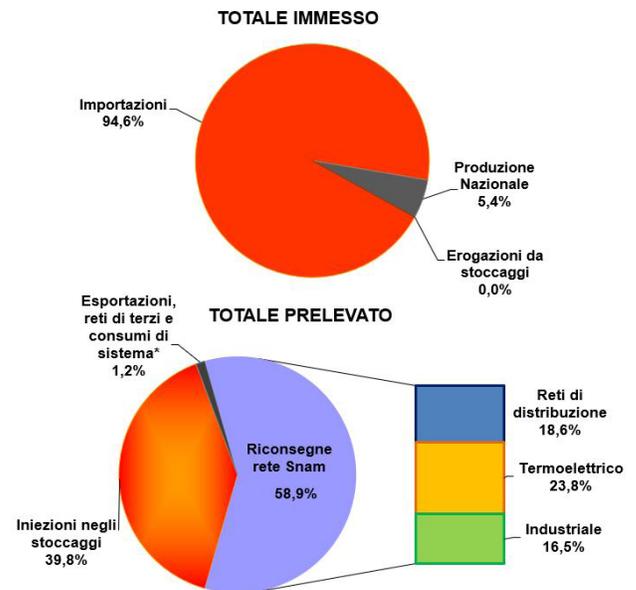
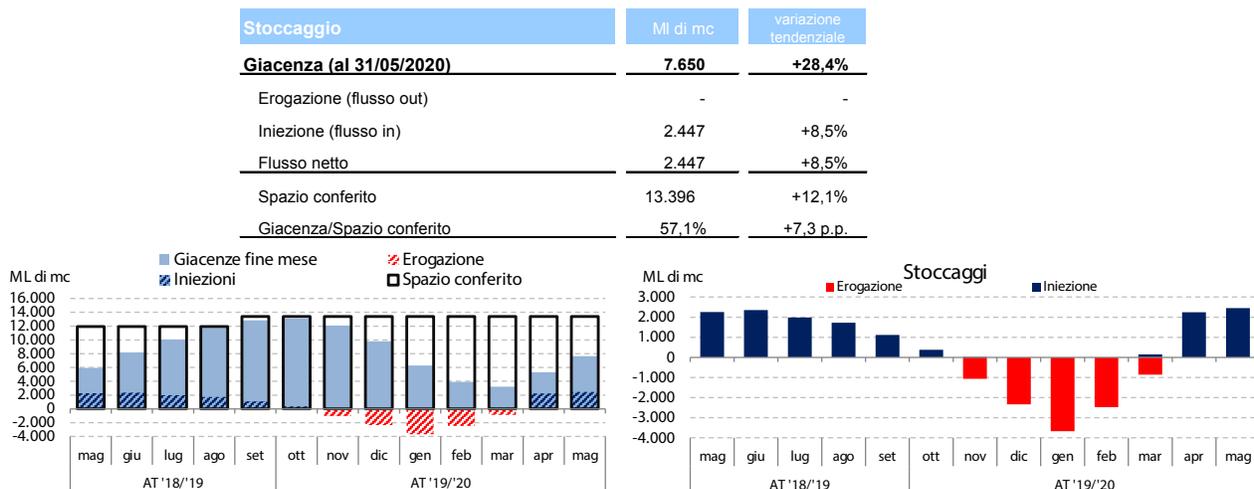


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione al PSV continua il trend decrescente avviato lo scorso dicembre e intensificatosi, negli ultimi quattro mesi, aggiornando il minimo storico a 6,62 €/MWh, valore inferiore di oltre 2 €/MWh rispetto al mese precedente (-24%) e circa 11 €/MWh da maggio 2019 (-62%). Tali dinamiche, sia congiunturali che tendenziali, riflettono gli sviluppi registrati nel più

ampio contesto europeo dalle quotazioni sui principali hub d'oltralpe, anch'esse ai minimi storici. Il riferimento al TTF (4,65 €/MWh) presenta ribassi più contenuti su entrambi gli orizzonti temporali (-1,9 €/MWh su aprile, -8,8 €/MWh su base annua), riducendo il differenziale con la quotazione italiana a 1,96 €/MWh, quasi dimezzato rispetto a maggio 2019 (-1,84 €/MWh).

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si confermano in crescita su base annua e salgono a 7,1 TWh (+19%), livello tuttavia inferiore rispetto quello dei quattro mesi precedenti. A fronte della fase ribassista della domanda di gas naturale, la quota dei volumi negoziati a pronti sul totale consumato rimane sui livelli più alti dall'avvio del nuovo sistema di bilanciamento, pari a 18% (+7 p.p. su base annua, -4 p.p. dal massimo storico di aprile).

La ripresa su base annua dei volumi a pronti appare sostenuta dagli scambi dei due nuovi comparti AGS, pari complessivamente a 1,7 TWh e rappresentativi del 25% del totale negoziato, sui quali risulta residuale il contributo delle contrattazioni derivanti dall'asta infragiornaliera (65 GWh, in sole 5 sessioni). In crescita anche i volumi del comparto a negoziazione continua del MGP-Gas (2,0 TWh, +6%), mentre si mostrano in controtendenza le quantità scambiate su MI-Gas sempre in negoziazione continua (2,9 TWh, -3%) che tuttavia rimane il primo mercato in termini di liquidità (41% del totale a pronti). La flessione nel MI-Gas in contrattazione

continua riflette le minori movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (1,1 TWh, -14%), concentrate principalmente lato acquisto (1,0 TWh, -13%), mentre prosegue il trend rialzista degli scambi tra operatori diversi dal RdB, pari a 1,8 TWh (+6%), con una quota sul totale che rimane stabilmente sopra il 60%.

I volumi scambiati sul MGS segnano una brusca frenata e scendono al minimo storico di 0,47 TWh, più che dimezzati rispetto a maggio 2019 (-57%). Il calo dei volumi per l'impresa operativa Stogit è riconducibile sia alle movimentazioni da parte di SRG ai fini del bilanciamento, pari a 0,21 TWh (-71%), sia agli scambi tra operatori terzi (0,26 TWh, -31%).

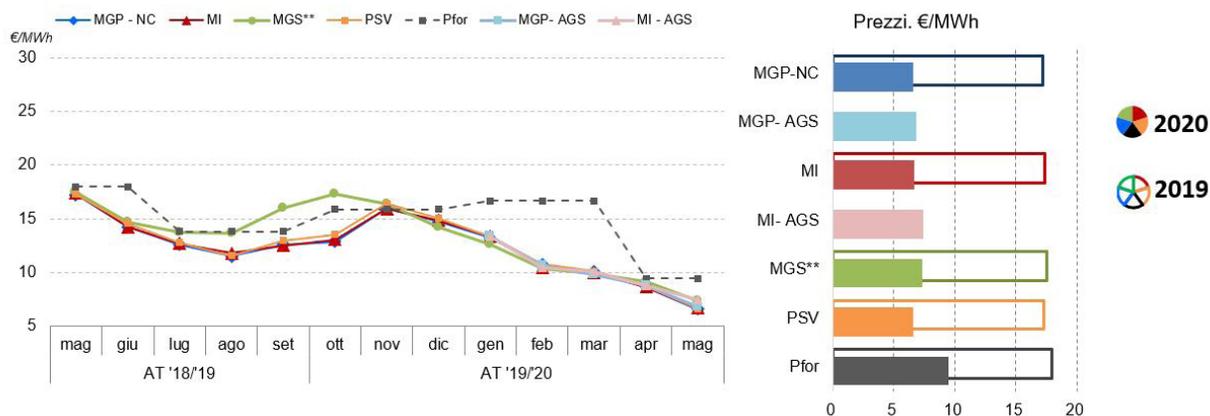
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, allineate nelle dinamiche tendenziali e congiunturali al PSV, risultano ovunque ai minimi storici, variando tra 6,57 €/MWh del comparto a negoziazione continua di MGP-Gas e 7,40 €/MWh del segmento ad asta di MI-Gas dove raggiunge il prezzo massimo di 8,41 €/MWh nel giorno gas mercoledì 6 maggio, in corrispondenza di acquisti di SRG pari a 11 GWh.

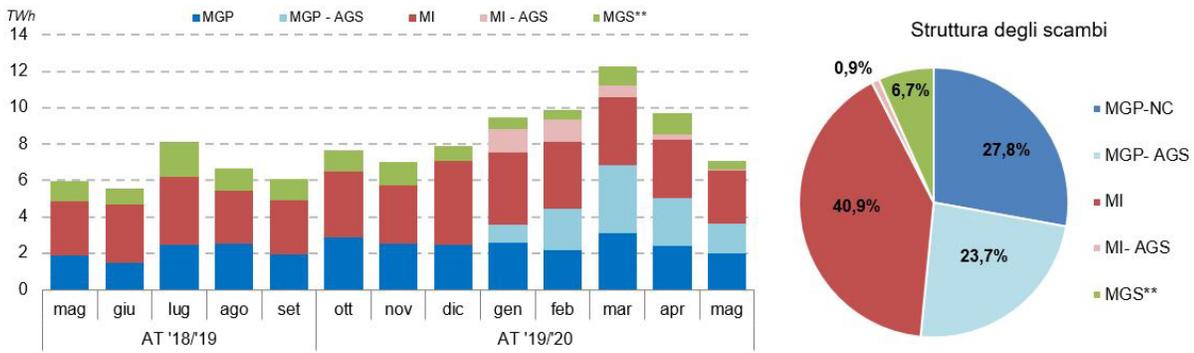
Figura 3: MP-GAS\*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
<b>MGP</b>						
Negoziazione continua	6,57	(17,25)	5,00	8,00	1.969.344	(1.858.824)
Comparto AGS	6,81	(-)	5,58	8,30	1.676.880	(-)
<b>MI</b>						
Negoziazione continua	6,69	(17,39)	5,23	8,20	2.889.672	(2.977.704)
Comparto AGS	7,40	(-)	6,85	8,41	64.968	(-)
<b>MGS**</b>						
Stogit	7,32	(17,50)	5,40	8,60	471.718	(1.097.641)
Edison	-	(-)	-	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





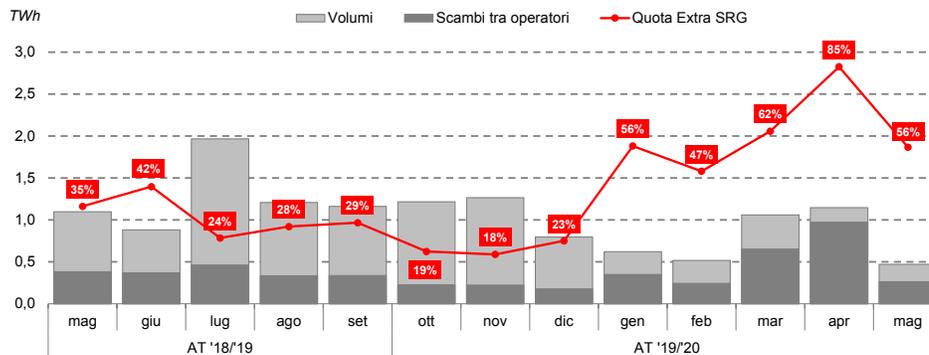
\* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice  
 \*\* A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio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

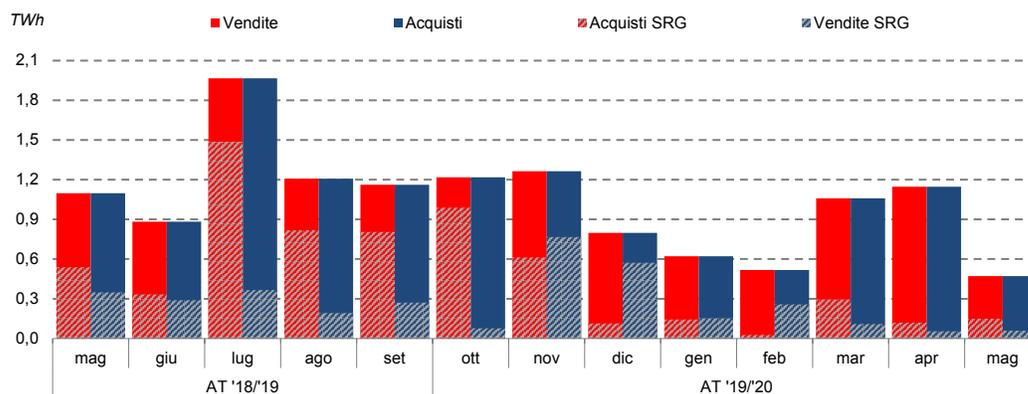
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Totale</b>	<b>471.718</b>	(1.097.641)	<b>471.718</b>	(1.097.641)	-	(-)	-	(-)
SRG	148.992	(314.799)	58.449	(56.521)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	148.992	(310.599)	58.449	(56.521)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(4.200)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
<b>Operatori</b>	<b>322.725</b>	(782.842)	<b>413.269</b>	(1.041.119)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Per quanto attiene al Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas), a maggio gli scambi si portano a 35 GWh, in lieve aumento rispetto al mese precedente (+1 GWh). Le quantità sono concentrate principalmente sui prodotti trimestrali di più lunga scadenza (94% del totale); il mensile M-2020-06 chiude il suo periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari

a 9,35 €/MWh, stabile rispetto all'ultimo riferimento di aprile, ed una posizione aperta pari a 36 GWh. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 123 GWh (erano 127 GWh il mese precedente), mentre risultano in ribasso i prezzi di controllo dei prodotti negoziati (-1%/22%) e stabili i restanti.

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2020-05	6,95	6,95	7,04	-22,1%	1	1.920	-	-	1.920	-	1.200	2.400
BoM-2020-06	-	-	7,04	-	-	-	-	-	-	-	1.200	32.400
M-2020-06	-	-	9,35	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	1.200	36.000
M-2020-07	-	-	9,69	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2020-08	-	-	8,84	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2020-09	-	-	6,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-03	-	-	9,95	0,0%	-	-	-	-	-	-100,0%	552	50.784
Q-2020-04	11,33	11,43	11,33	-11,9%	2	22.080	-	-	22.080	+150,0%	312	28.704
Q-2021-01	13,80	14,00	13,80	-0,9%	2	10.800	-	-	10.800	-	120	10.800
Q-2021-02	-	-	13,84	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2020/2021	-	-	18,04	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2021	-	-	13,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2021	-	-	15,37	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>					<b>5</b>	<b>34.800</b>			<b>34.800</b>		<b>2.184</b>	<b>122.688</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

■ A maggio, in concomitanza del rallentamento delle restrizioni economiche dovute all'emergenza sanitaria legata al Covid 19, si registra ad un andamento contrastato delle quotazioni delle principali commodities. In ripresa il greggio (27,20 \$/bbl, +80%), dopo il minimo toccato ad aprile, più moderata la ripresa dei suoi derivati. Ancora in calo, invece, il carbone (39,31 \$/MT), ormai al suo ottavo ribasso consecutivo, e le quotazioni dei principali

hub europei, con PSV e TTF che aggiornano nuovamente i loro minimi storici, attestandosi rispettivamente a 6,62 €/MWh e a 4,65 €/MWh. In tale scenario, anche le borse elettriche mostrano dinamiche divergenti: ulteriore ribasso per l'Italia (21,79 €/MWh), che tocca così un nuovo minimo storico, mentre risalgono Francia (14,86 €/MWh, +10%) e Germania (17,60 €/MWh, +3%).

A maggio la quotazione del greggio mostra un rimbalzo dopo il minimo toccato il mese precedente e si attesta poco sopra i 27 \$/bbl, recuperando circa l'80% del suo valore su base mensile, ma risultando ancora più che dimezzata rispetto al 2019 (-62%) e sui bassi livelli di luglio 2003. Rialzi anche per i derivati del petrolio, sebbene più moderati: l'olio combustibile torna sopra i 200 \$/MT (201,62 \$/MT, +5%), ancora più tenue la crescita del gasolio (246,71 \$/MT, +3%). Andamento contrastato, invece, per le quotazioni a termine: in apprezzamento quelle del petrolio di prossima scadenza, mentre scendono le aspettative sul prezzo del gasolio, date stabilmente in calo per i prossimi

mesi (-2%/-4%). Decisamente più intensa, invece, la perdita del carbone, che al suo ottavo ribasso consecutivo scende sotto i 40 \$/MT (-14%), anch'esso ai minimi dal 2003 e oltre un terzo in meno rispetto al 2019. Ribassiste anche le indicazioni provenienti dai futures per i prossimi mesi (-8%/-5%).

Dopo il significativo deprezzamento del mese precedente, a maggio il tasso di cambio dell'euro nei confronti del dollaro su base congiunturale risulta invariato (1,09 €/€), mentre è ancora in ribasso su base tendenziale (-3%), favorendo così una moderata attenuazione delle dinamiche ribassiste nella loro conversione in moneta europea.

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	27,20	80%	-62%	24,33	32,79	22%	32,41	9%	33,23	5%	38,73	-1%
Olio Combustibile	USD/MT	201,62	5%										
Gasolio	USD/MT	246,71	3%	-60%	236,75	271,26	-2%	284,39	-3%	293,31	-4%	347,35	-4%
Carbone	USD/MT	39,31	-14%	-33%	38,85	42,14	-8%	43,41	-5%	44,33	-5%	52,60	-3%

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/bbl	24,94	80%	-61%		30,05	-	29,69	-	30,42	-	35,23	-
Olio Combustibile	EUR/MT	184,87	5%										
Gasolio	EUR/MT	226,23	3%	-59%		248,61	-	260,50	-	268,50	-	315,92	-
Carbone	EUR/MT	36,07	-14%	-31%		38,63	-	39,77	-	40,59	-	47,85	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,09	0%	-3%	1,10	1,09	-	1,09	-	1,09	-	1,10	-

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

Fonte: Refinitiv

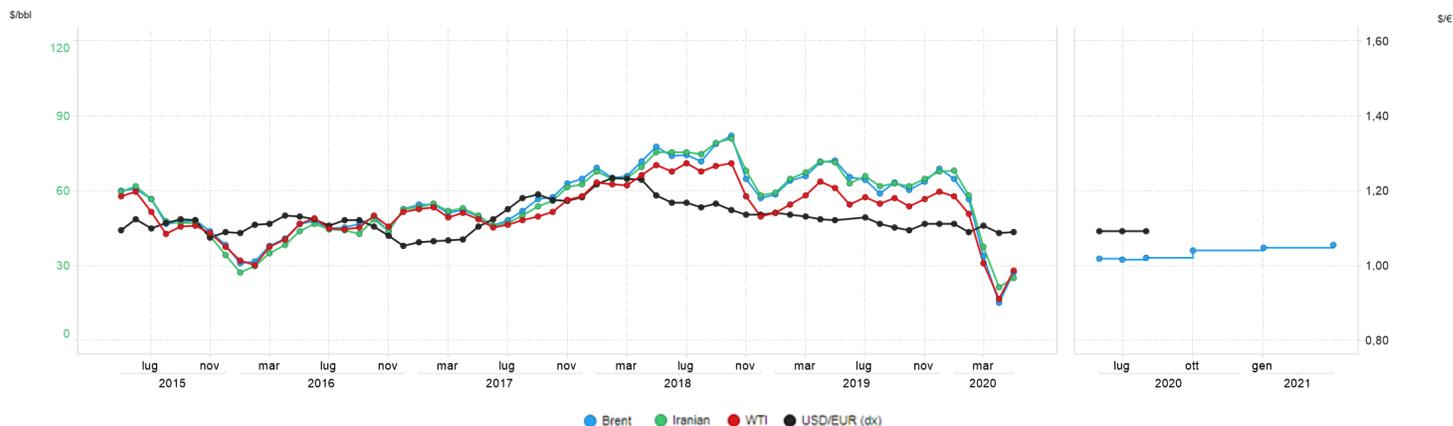


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

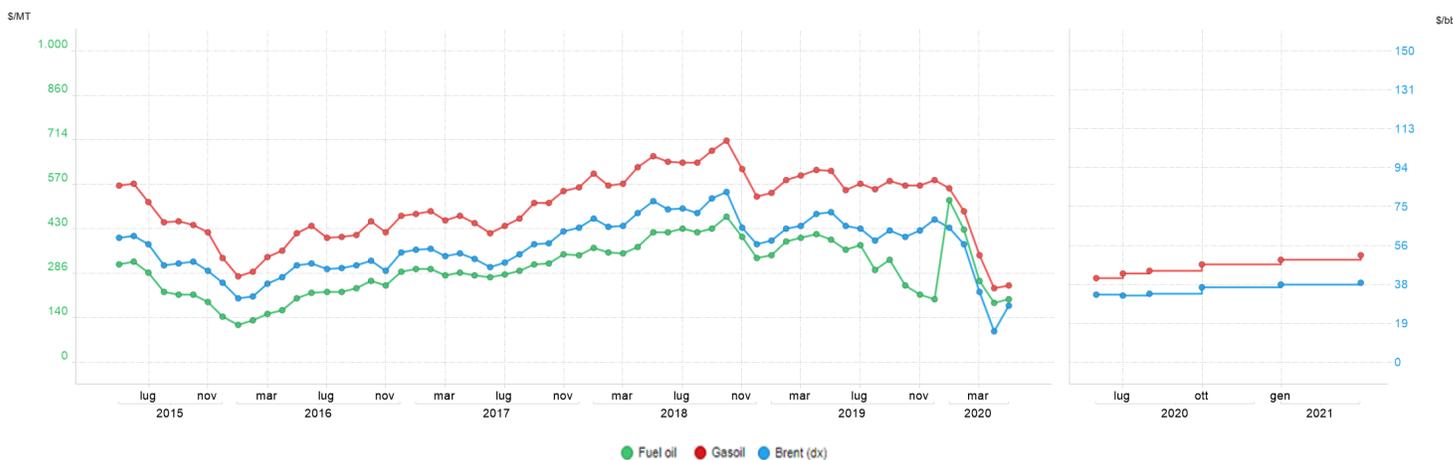


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



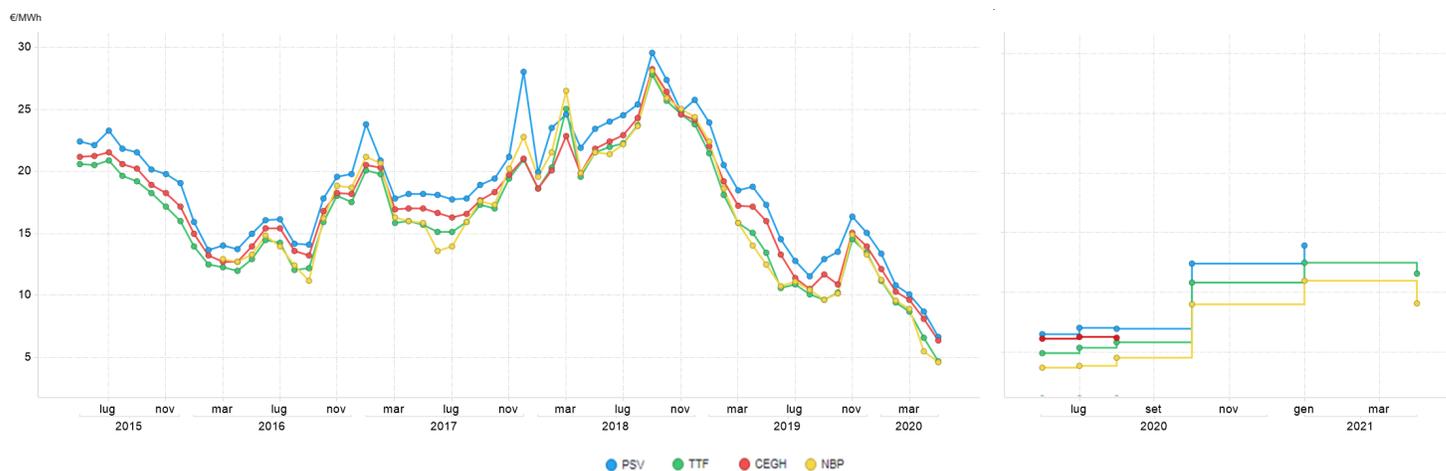
In ambito gas, proseguono anche a maggio i decisi deprezzamenti delle quotazioni registrate ai principali hub europei, ormai al sesto calo consecutivo, con perdite superiori al 60% rispetto ai corrispettivi valori del 2019. Il PSV si attesta a 6,62 €/MWh, circa un quarto in meno rispetto ad aprile, facendo segnare un nuovo minimo assoluto della sua

quotazione media mensile. Dinamica analoga per il TTF (4,65 €/MWh, -29%), con uno spread PSV – TTF che resta così sostanzialmente stabile sui 2 €/MWh circa. Le aspettative a termine confermano, anche per i mesi estivi, l'attuale dinamica ribassista, segnalando per agosto una riduzione del differenziale PSV – TTF ad 1 €/MWh.

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	6,62	-24%	-62%	7,97	6,51	-26%	7,03	-23%	6,95	-23%	13,96	-3%
TTF	NL	4,65	-29%	-65%	5,78	4,92	-30%	5,34	-26%	5,81	-26%	12,20	-3%
CEGH	AT	6,36	-22%	-60%	7,49	6,12	-23%	6,29	-20%	6,16	-20%		
NBP	UK	4,58	-17%	-63%	4,11	3,71	-26%	3,87	-27%	4,52	-27%		



Dinamiche contrastate per le quotazioni delle principali borse elettriche europee. L'Italia, ancora in calo, fa segnare un nuovo minimo storico (21,79 €/MWh, -12% su base congiunturale, più che dimezzata sul 2019), seguendo una dinamica ribassista che interessa anche la Svizzera e l'Austria (17/18 €/MWh, -2/-4%). Risalgono, invece, le quotazioni dei paesi europei centro-settentrionali: apprezzamenti lievi si rilevano in Germania (17,60 €/MWh, +3%) più intensi in Francia (14,86 €/MWh, +10%) e nell'area scandinava, che recupera dal

minimo toccato ad aprile (8,34 €/MWh, +59%). In rialzo su base congiunturale, infine, anche la Spagna (21,25 €/MWh, +20%). Andamento più omogeneo, invece, per le variazioni tendenziali, con decisi ribassi per tutte le quotazioni elettriche, compresi tra i -54% di Austria e Germania e il -78% dell'area scandinava. Le quotazioni a termine per i prossimi mesi mostrano segnali di ripresa, con un prezzo atteso per l'Italia a luglio sui 40 €/MWh e un differenziale rispetto alla Francia previsto tra i +7/+10 €/MWh.

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot\* e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

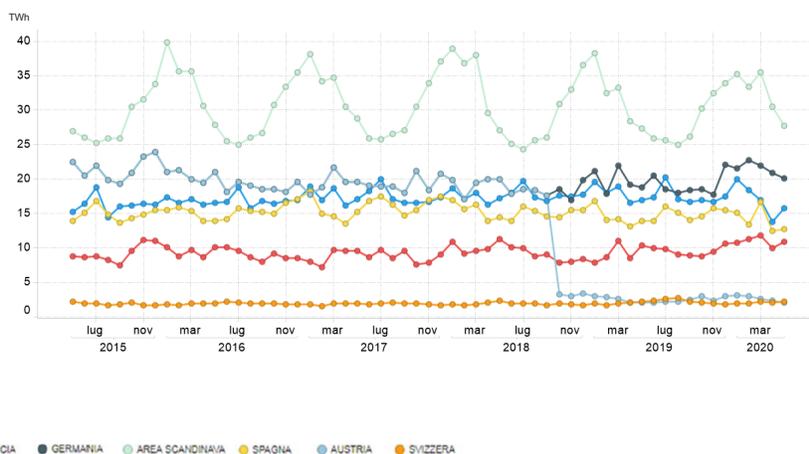
Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	21,79	-12%	-57%	29,89	29,74	-12%	38,08	-8%	36,83	-13%	46,00	-2%
FRANCIA	14,86	10%	-60%	17,99	23,02	-5%	28,29	-2%	28,46	-13%	44,77	5%
GERMANIA	17,60	3%	-54%	20,15	23,45	-10%	27,35	-7%	27,28	-7%	36,58	-2%
AREA SCANDINAVA	8,34	59%	-78%	7,00	5,68	0%	4,91	-5%	8,60	-5%	22,24	1%
SPAGNA	21,25	20%	-56%	21,50	26,69	-15%	30,52	-11%	29,89	-11%	40,72	-2%
AUSTRIA	17,52	-4%	-54%									
SVIZZERA	16,86	-2%	-56%									



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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	15,8	11%	-7%
FRANCIA	11,0	6%	5%
GERMANIA	20,2	-7%	7%
AREA SCANDINAVA	27,8	-12%	2%
SPAGNA	12,7	-1%	-9%
AUSTRIA	2,1	-12%	-1%
SVIZZERA	2,2	1%	-2%



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

Rispetto ai volumi scambiati a pronti sulle principali borse europee, la variazione su base tendenziale risulta in ulteriore calo per l'Italia (15,8 TWh, -7%) e la Spagna (12,7 TWh, -9%), mentre variazioni più contenute si registrano

per Austria e Svizzera, (2 TWh circa ciascuna, -1/-2%). In moderata crescita, infine, l'area scandinava (27,8 TWh, +2%) e aumenti più intensi in Francia (11,0 TWh, +5%) e Germania (20,2 TWh, +7%).

# Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio si porta a 260 €/tep, ancora in calo rispetto al mese precedente (-2 €/tep); più intensa la flessione del prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale (-10 €/tep), che allarga il differenziale con il riferimento di mercato a 23 €/tep. Al terzo rialzo consecutivo i volumi scambiati sul MTEE (+16%), con la liquidità che sale al 71%, in corrispondenza di minori contrattazioni bilaterali (-3%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio sale a 0,21 €/MWh (+38% rispetto al mese

precedente), lasciando pressoché invariato lo spread con il corrispondente valore bilaterale che si porta a 0,35 €/MWh (+18%). Più che dimezzati gli scambi sul mercato (-52%), mentre aumentano le contrattazioni bilaterali dai livelli poco significativi di aprile.

A metà maggio si è tenuta la prima sessione del Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo, nel quale possono essere scambiati titoli per le tre categorie di Biocarburanti, Biocarburanti Avanzati e Biometano Avanzato; nella seduta non sono stati registrati abbinamenti.

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

A maggio il prezzo medio registrato sul mercato organizzato segna un nuovo calo e si porta a 260,13 €/tep (-2,3 €/tep rispetto al mese precedente), confermandosi superiore di 23 €/tep alla quotazione bilaterale (+8 €/tep su aprile), anch'essa in flessione a 236,97 €/tep (-10 €/tep). La differenza tra i due principali riferimenti si riduce a 5 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi complessivi bilaterali scende al 93% (-3 p.p. rispetto al mese di aprile). La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (259,11-261,50 €/tep), scende al 59% (-5 p.p. sul mese precedente). Ancora in crescita su base mensile e sul valore più alto dallo scorso

novembre, i volumi negoziati sul MTEE, pari a 244 mila tep (+16%), risultano tuttavia più bassi rispetto ad un anno fa (-41%), in un contesto di sistema modificato dalla proroga al 30 novembre dei termini per la verifica del conseguimento degli obblighi (art. 41 del Decreto Legge del 19 maggio 2020); la liquidità sale al 71% (+3 p.p.), in corrispondenza di un calo del 3% delle contrattazioni registrate sulla piattaforma bilaterale, anch'esse significativamente inferiori rispetto a maggio 2019 (97 mila tep; -88%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo fino a fine maggio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 61.807.677 tep, in aumento di 352.144 tep rispetto a fine aprile. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili è risultato pari a 3.949.841 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep				
Mercato	260,13	-0,9%	259,11	261,50	243.555	+16,2%	63,36	+15,2%
Bilaterali	236,97	-4,0%	0,00	262,44	97.187	-2,7%	23,03	-6,6%
con prezzo >1	255,09	-0,3%	100,00	262,44	90.281	-6,3%	23,03	-6,6%
Totale	253,53	-1,5%	0,00	262,44	340.742	+10,1%	86,39	+8,5%

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

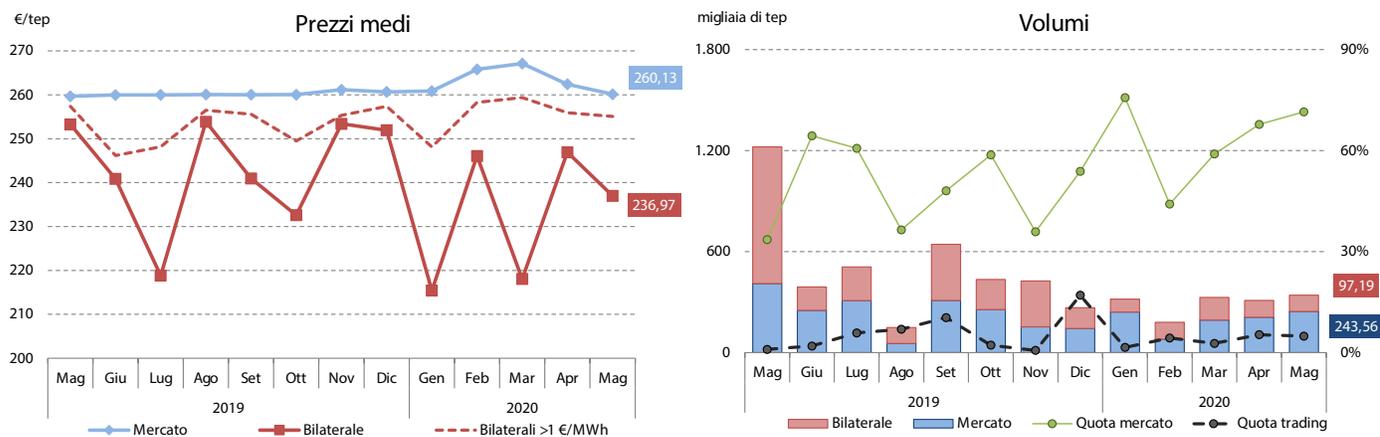


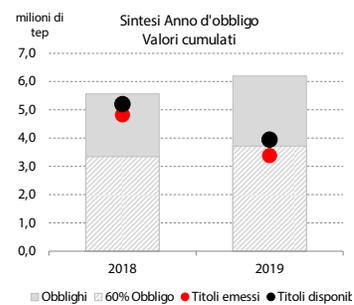
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante		Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato*		Titoli disponibili**		Titoli emessi**	
Sessioni N°	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <250 €/tep	Prezzo medio €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep						
49	261,18	2.438.729	259.347	234,91	99.143	250,00	3.949.841	61.807.677						

\*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; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.



L'analisi delle singole sedute mostra quotazioni stabili intorno ai 260 €/tep ed una ridotta variabilità infra-giornaliera, con lo spread tra il prezzo minimo e massimo sempre inferiore o uguale a 1,50

€/tep. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni si attestano a 49 mila tep, sostanzialmente in linea con la media dell'anno d'obbligo in corso (erano 52 mila il mese precedente).

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A maggio il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, sale a 0,21 €/MWh, mostrando un incremento del 38% rispetto al mese precedente, ma ancora inferiore al corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale che, invece, risulta pari a 0,35 €/MWh (+18%). In aumento la quotazione media della tipologia Eolico (0,21 €/MWh), unica scambiata anche ad aprile, mentre i prezzi delle tipologie Idroelettrico e Solare si attestano, rispettivamente, a 0,20 €/MWh e 0,30 €/MWh. Diffusi rialzi anche per tutte le tipologie contrattate sulla PBGO, con quotazioni comprese tra 0,24

€/MWh della categoria Altro (+21%) e 0,52 €/MWh di quella Eolico (+56%).

Nel secondo mese di contrattazione delle garanzie riferite alla produzione 2020 i volumi scambiati sul mercato scendono a 27 mila MWh, più che dimezzati rispetto ad aprile, e ancora poco significativi rispetto alle negoziazioni registrate sulla piattaforma bilaterale. La PBGO, con 2,1 TWh registrati, si conferma, infatti, come il principale canale di approvvigionamento, mostrando una consistente crescita sia rispetto al mese precedente che rispetto a maggio 2019 (+206%).

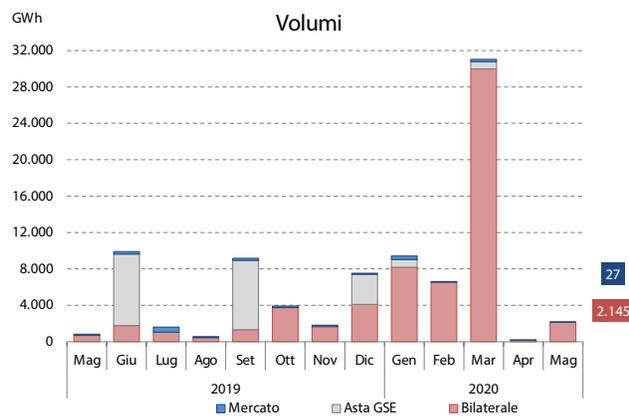
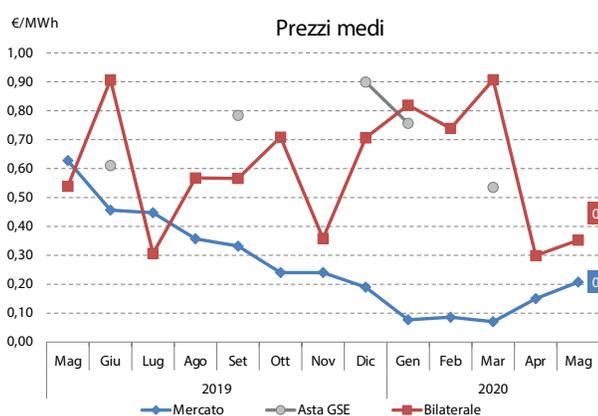
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,21	+38,2%	0,20	0,30	27.420	-52,2%	5.694	-33,9%
Bilaterali <i>con prezzo &gt;0</i>	0,35	+17,8%	0,00	1,00	2.145.148	+1239,5%	755.897	+1477,6%
	0,36	+20,8%	0,04	1,00	2.091.230	+1205,9%	755.897	+1477,6%
Totale	0,35	+34,9%	0,00	1,00	2.172.568	+898,9%	761.591	+1247,2%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

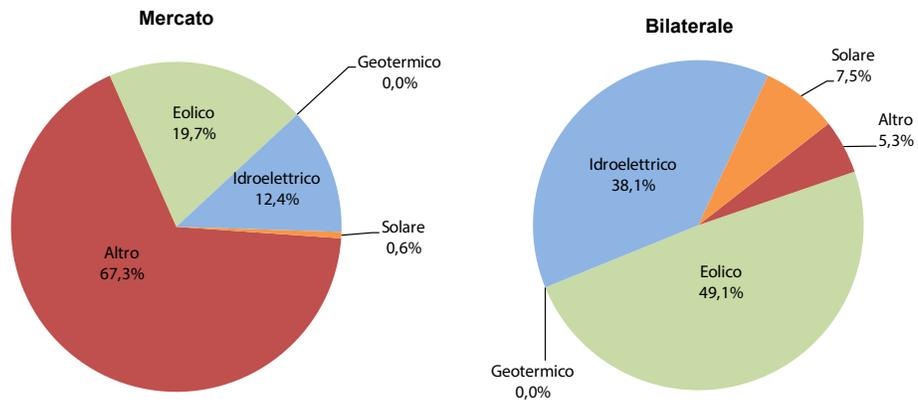


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2020 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle due piattaforme.

Le due principali categorie contrattate sono la tipologia Altro, predominante sul mercato (67,3%), ed Eolico, negoziata maggiormente nella contrattazione bilaterale (49,1%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2020

Fonte: dati GME



# PETROLIO E COVID19: UN MERCATO IN LOCKDOWN

Di Lisa Orlandi - RIE

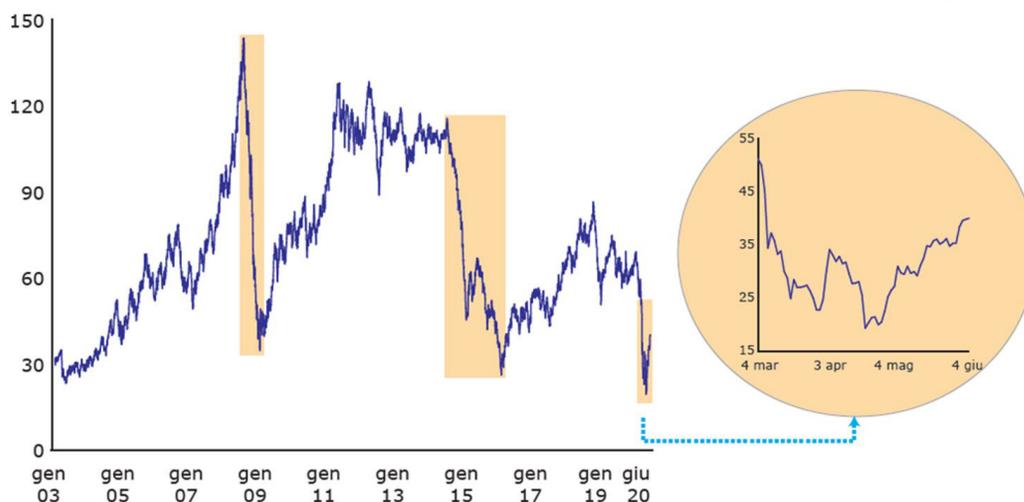
## (continua dalla prima)

L'adozione di simili restrizioni non ha precedenti storici e colpisce il cuore della domanda petrolifera: il settore trasporti. Chiusura delle attività produttive non essenziali, obblighi di quarantena e limitazioni alla movimentazione delle persone si traducono in una drastica contrazione della domanda di mobilità che ha depresso i consumi di petrolio come mai in passato. Il tutto in un contesto già di per sé

molto fragile a causa della forte tensione tra i due dominus dell'OPEC Plus, Arabia Saudita e Russia, acuitasi a inizio marzo con il mancato accordo sui tagli produttivi. Il rifiuto della Russia a rafforzarli ha innescato una vera e propria guerra di prezzi, sicuramente nel momento più sbagliato: quando questi stavano già sprofondando sotto il peso del crollo della domanda. È così che il barile si è avviato lungo

Andamento del Brent, 2003-2020 (doll/bbl)

Fonte: elaborazione RIE su dati Platts



Queste forti oscillazioni non sono di certo nuove per il mercato petrolifero: è ancora impresso nella mente di tutti il crollo del 2008 quando, complice la crisi economica mondiale susseguente al fallimento di Lehman Brothers, le quotazioni si portarono dai 143 doll/bbl di luglio ai 35 doll/bbl di dicembre. Fu un crollo verticale di intensità ben superiore a quella attuale ma con una grande differenza: il livello dei prezzi iniziale, da cui si era avviato il trend discendente, era il doppio rispetto a quello di gennaio 2020. Ancora più recente è l'oil crash del 2014, da cui il settore non si era ancora del tutto ripreso, e che aveva visto le quotazioni passare dai 110 doll/bbl di giugno ai 55 di dicembre, con un minimo di 45 toccato a gennaio 2015. Forti oscillazioni, crolli verticali che, tuttavia, non avevano mai determinato una caduta dei prezzi a 20 doll/bbl. Per rivedere valori simili occorre fare un salto all'indietro di 17 anni, ma il confronto tra oggi e allora è solo sul livello delle quotazioni perché la condizione al contorno è profondamente differente.

Il 2003 era un anno caratterizzato da una domanda in crescita sostenuta, con la Cina che stava facendo il suo dirompente ingresso sul mercato petrolifero mondiale, determinando uno strappo al rialzo della domanda del tutto inatteso, a cui l'offerta non era pronta a rispondere. Fu infatti l'inizio di un periodo di "mercato corto", con la produzione che faticava a tenere il passo di consumi in forte ascesa; all'epoca, quindi, prezzi tra i 20 e i 30 doll/bbl non erano l'esito di un andamento discendente quanto semmai il punto di partenza di un trend di crescita pressoché continua, con il barile che in quattro anni (2007) arriva a toccare la tripla cifra.

Diametralmente opposta la condizione che si è delineata nel secondo trimestre 2020, un anno che verrà ricordato come il peggiore di sempre nella storia dell'industria petrolifera. 20 dollari erano infatti la risultante di uno shock di domanda senza precedenti in un mercato già caratterizzato da eccesso di offerta.

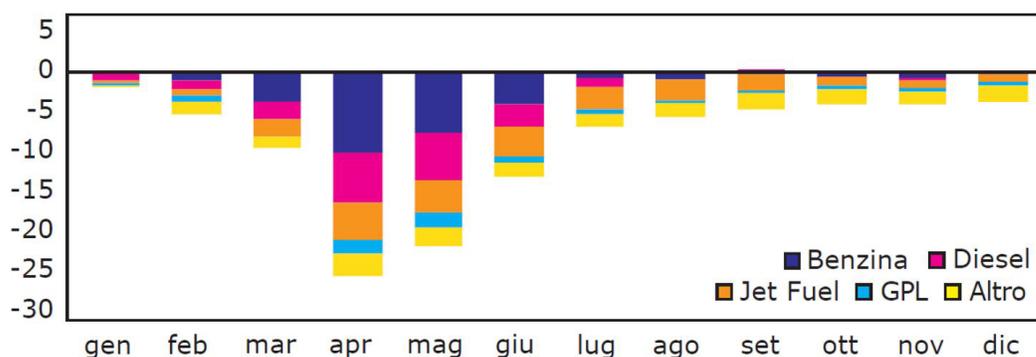
(continua)

### Tra shock di domanda e taglio storico dell'offerta

Nell'ultimo secolo e oltre, nessuna guerra, nessuna recessione, nessuna pandemia aveva esercitato un impatto sui consumi di petrolio tale da potersi anche solo lontanamente paragonare a quello generato dal Covid-19. In marzo la domanda è diminuita di circa 10 mil. bbl/g<sup>1</sup> rispetto allo stesso mese del 2019 e in aprile il bilancio

sembra essere addirittura peggiore: - 25 mil. bbl/g, un ammontare pressoché equivalente alla somma delle produzioni di Arabia Saudita, Russia e Iraq. Se le stime dovessero essere confermate, i consumi di aprile – il black month simbolo del lockdown mondiale – si attesterebbero poco al di sopra dei 70 milioni, livello che non si osservava dal 1995.

Variazione annua della domanda petrolifera mondiale nel 2020 (mil. bbl/g)



Fonte: IEA (2020), Oil Market Report, 14 maggio

In un quadro buio e apparentemente privo di sbocchi, si inserisce il vertice straordinario di Pasqua (12 aprile) dell'OPEC Plus che ha stravolto completamente l'esito fallimentare di quello precedente. Se a prevalere sia stata la razionalità, stante l'insostenibilità economica di una guerra di prezzo duratura, o la pressione degli Stati Uniti, con la chiacchierata telefonata di Trump a Putin, o forse ancora una combinazione delle due cose, non è affare noto; quel che è noto è che a distanza di poco più di un mese da quel fatidico 5 marzo l'OPEC Plus ha ufficializzato un accordo che, sulla carta, non ha precedenti

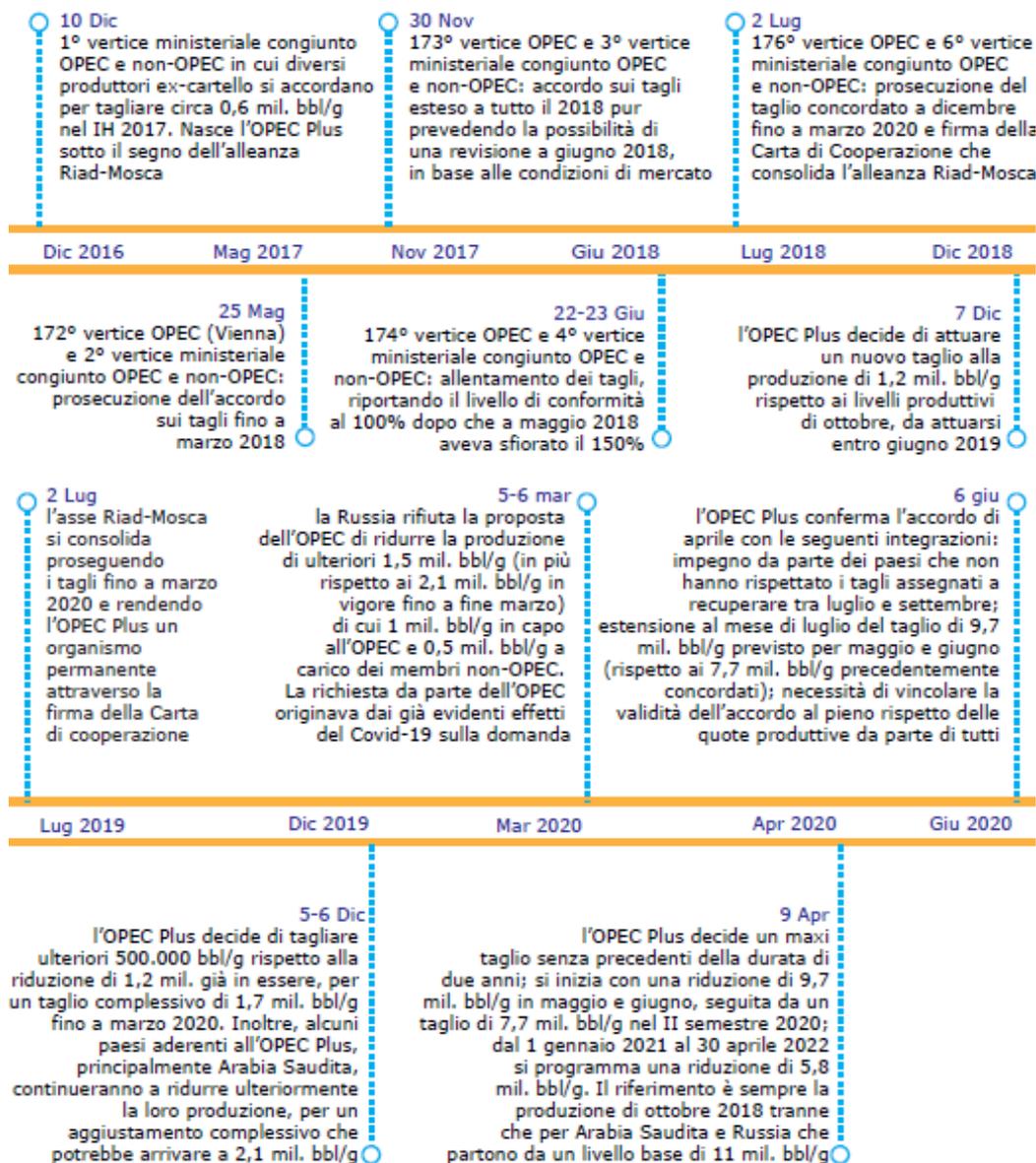
storici. I 20 paesi membri direttamente coinvolti (10 lato OPEC – escludendo le esenzioni- e 10 non-OPEC), che congiuntamente contano per circa il 40% della produzione mondiale, hanno definito i tagli<sup>2</sup> secondo un decalage che si estende fino al 2022:

- una riduzione di 9,7 mil. bbl/g da attuarsi in maggio e giugno;
- un taglio di 7,7 mil. bbl/g nel secondo semestre dell'anno;
- a seguire, per un periodo di 16 mesi che va dal 1° gennaio 2021 al 30 aprile 2022, si manterrà un taglio di 5,8 mil. bbl/g.

(continua)

Opec Plus: dalla nascita ad oggi

Fonte: elaborazioni RIE su comunicati stampa OPEC



Nell'immediato, nonostante la sua portata storica, l'accordo non ha sortito alcun effetto rialzista sulle quotazioni per almeno tre ordini di ragioni: perché ritenuto insufficiente a coprire l'enorme vuoto di domanda che andava evidenziandosi; per la difficoltà ad ottemperarvi pienamente, sulla scia di una

tendenza storica degli stati membri dell'OPEC (ora OPEC Plus) a "scartellare"; infine, perché oltre ai paesi aderenti ai tagli, altri importanti produttori avrebbero dovuto adeguare la loro offerta al nuovo ordine delle cose. Questa iniziale e motivata diffidenza si è, tuttavia,

(continua)

progressivamente attenuata. Nonostante una variazione dei consumi fortemente negativa anche in maggio (le stime indicano -21 mil. bbl/g sullo stesso mese del 2019), i prezzi hanno ripreso slancio, portandosi nuovamente sopra i 30 doll/bbl e, a inizio giugno, arrivando in prossimità di quota 40. I tagli, nel primo mese di applicazione, sono stati consistenti e accompagnati da significative riduzioni anche da parte di paesi esterni all'accordo, quali Norvegia, Canada e Stati Uniti. Riduzioni, ancor prima che volontarie, forzate dall'assenza di acquirenti, e quindi dalle condizioni di mercato. A dar man forte a questa timida ripresa, due principali elementi: lato domanda, il generale allentamento delle restrizioni alla mobilità, che porta a stimare un ridimensionamento dei consumi via via più contenuto nella seconda parte dell'anno; lato offerta, la conferma e il rafforzamento dell'accordo di aprile in occasione del vertice dell'OPEC Plus del 6 giugno. I paesi che non si sono mostrati perfettamente compliant si sono impegnati a recuperare tra luglio e settembre e il taglio di 9,7 mil. bbl/g previsto per maggio e giugno è stato esteso anche al mese di luglio (rispetto ai 7,7 mil. bbl/g precedentemente concordati). Il tutto vincolando la validità dell'accordo al pieno rispetto delle quote da parte di tutti.

Nonostante qualche segno di miglioramento, in un contesto come quello descritto, la lista dei "se" è ancora lunga e più che mai aperta ed è di certo prematuro parlare di riequilibrio imminente del mercato. Anche nell'ipotesi ottimista che non si ripetano chiusure totali in conseguenza di un contagio di ritorno, il 2020 è ormai seriamente compromesso e il calo stimato della domanda petrolifera è di circa 9 mil. bbl/g: tale da annullare in un anno la crescita dell'ultimo decennio.

**Lo strano caso dello shale oil**

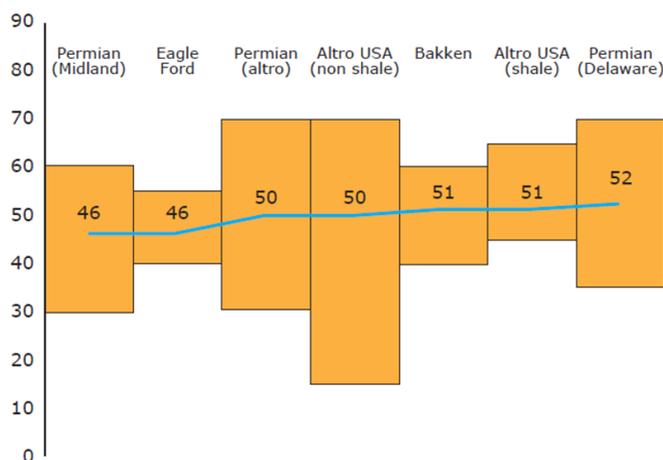
Non è la prima volta che lo shale oil statunitense viene dato per spacciato, invocando la sua forte elasticità ai prezzi, in parte associata alla brevità del suo ciclo di investimento, e i più elevati costi di esplorazione e produzione rispetto alle

produzioni convenzionali, in ragione di un rapido tasso di declino che comporta la necessità di perforare in modo costante per mantenere un certo volume di produzione.

Figlio di un barile a tre cifre che seguì la "primavera araba", lo shale oil ha subito un primo forte contraccolpo nel 2015 a seguito della frenata delle quotazioni ascrivibile – tra le altre cose – alla decisione dell'Arabia Saudita di abbandonare qualsiasi forma di controllo della produzione nel tentativo di conquistare maggiori quote di mercato. Chi ne decretava la fine si è tuttavia dovuto ricredere; grazie all'istituzione dell'OPEC Plus nel 2016 e al conseguente avvio di tagli alla produzione che hanno fornito supporto ai prezzi, con buone probabilità più elevati di quello che il libero gioco di domanda e offerta avrebbe determinato, lo shale ha ripreso a crescere con un'intensità del tutto inattesa. Con un aumento della produzione petrolifera del 40% tra il 2016 e il 2019, gli Stati Uniti sono diventati il primo produttore mondiale grazie allo sviluppo di questi asset non convenzionali. Al punto che per anni si è dibattuto il tema del "sovvenzionamento" di cui beneficia lo shale oil grazie agli sforzi altrui.

I detrattori di questa industria forse speravano che il Covid-19 fosse la strada giusta per scriverne il necrologio ed in effetti i primi dati pubblicati dal Dipartimento per l'Energia statunitense dopo il crollo dei prezzi a 20 doll/bbl – e su valori ancora più bassi per il WTI (greggio di riferimento per gli USA) – potevano far presagire quantomeno una nuova pesante battuta d'arresto per il settore. I principali attori di questo segmento del mercato petrolifero targato USA sono una miriade di compagnie indipendenti molto eterogenee sia sotto il profilo dei costi – anche all'interno dello stesso bacino produttivo – sia in termini di struttura e proprietà aziendale, tipicamente molto indebitate. Con costi operativi compresi mediamente nella fascia 50-60 doll/bbl e con un breakeven medio anch'esso prossimo a 50 doll/bbl, i dubbi circa la loro sopravvivenza in un contesto critico come quello attuale sono fondati.

Prezzi di breakeven per nuovi pozzi negli USA (doll/bbl)



Fonte: UBS, indagine condotta su un campione di imprese indipendenti USA

(continua)

Il crollo degli impianti di perforazione, il pesante taglio dei budget e della forza lavoro che si sono susseguiti da marzo in poi hanno portato a pensare ad un'imminente selezione darwiniana del mercato<sup>3</sup>, dove solo le società con i bilanci più solidi e il debito più basso potranno restare in piedi e riposizionarsi in un contesto industriale profondamente cambiato. Tuttavia, con la risalita dei prezzi a 40 doll/bbl, lo scenario potrebbe essere meno oscuro per quanto lungi dell'essere definitivo. L'aumento delle quotazioni ripropone, in sostanza, la possibilità di una pur parziale ripresa della produzione di shale oil, cosicché ancora una volta questa industria si avvantaggerebbe in parte dei sacrifici altrui. La forte incertezza che grava sul contesto attuale, a sua

volta generato da un evento del tutto inimmaginabile – porta a ritenere fragile il parziale riequilibrio che il mercato del petrolio sembra aver riconquistato ad inizio giugno. La futura evoluzione del mercato dipenderà infatti da numerosi ed imponderabili fattori, tra loro strettamente correlati: dai tempi di ripresa dell'economia mondiale; dai tempi di ricostruzione della domanda petrolifera; dalla tenuta dell'OPEC Plus man mano che le condizioni di mercato tenderanno a migliorare; dalla capacità dei paesi produttori di sopravvivere alla battuta d'arresto a cui forzatamente stanno andando incontro; dalla ripresa degli investimenti in esplorazione e produzione il cui calo è stimato nell'ordine di 190 miliardi di dollari nel 2020 rispetto al budget inizialmente pianificato.

<sup>1</sup> Rystad Energy, autorevole società di consulenza norvegese, stima un calo della domanda per marzo anche superiore e nell'ordine dei 15-20 mil. bbl/g.

<sup>2</sup> La produzione di riferimento rispetto a cui calcolare la riduzione è quella di ottobre 2018 tranne che per Arabia Saudita e Russia, dove si assume come baseline un uguale livello di 11 mil. bbl/g.

<sup>3</sup> Come riportato da Alberto Clo in un articolo apparso di recente su <https://www.rivistaenergia.it/2020/05/darwinismo-petrolifero/>.

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ELETTRICO

**Documento di consultazione della Commissione Europea / Direzione Generale Energia – “Consultation on amendments to procedural provisions in electricity network codes and guidelines” | pubblicato in data 11 Maggio 2020 | Download <https://ec.europa.eu>**

Con il documento di consultazione in oggetto, la DG Energy della Commissione Europea, ha illustrato ai soggetti interessati<sup>1</sup> specifiche proposte di emendamento da introdurre nell'ambito della regolamentazione tecnica afferente le Guidelines europee per la gestione del mercato unico comunitario.

In dettaglio, le proposte di modifica presentate dalla DG Energy ai quattro Regolamenti CACM<sup>2</sup>, FCA<sup>3</sup>, EB GL<sup>4</sup>, SO GL<sup>5</sup>, sono volte ad allineare ed uniformare le previsioni disciplinanti il processo di approvazione da parte di ACER delle “Terms, Conditions and Methodologies” (nel seguito: TCMS) previste ai sensi dei richiamati regolamenti.

Detto processo di adeguamento è altresì finalizzato a rendere conformi le procedure di approvazione delle TCMS, di cui ai singoli regolamenti a quanto già previsto in materia nell'ambito del c.d. Clean Energy Package – segnatamente Electricity Regulation (EU) n.2019/943 e ACER Regulation (EU) n.2019/942 – adottato dalla EC nel 2019.

I soggetti interessati a formulare osservazioni sul documento di consultazione in oggetto sono invitati a farle pervenire, secondo le modalità indicate dalla medesima DG Energy, entro il 15 giugno 2020, termine di chiusura del procedimento consultivo.

## GAS

**Deliberazione 5 maggio 2020 n. 157/2020/R/GAS “Disposizioni in materia di definizione dei prezzi di riserva per il conferimento della capacità di rigassificazione” | pubblicata il 6 maggio 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/157-20.htm>**

Con la pubblicazione della deliberazione n. 157/2020/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha aggiornato i parametri per la definizione del prezzo di riserva per le procedure di conferimento delle capacità di rigassificazione di cui all'articolo 7 dell'Allegato A alla deliberazione n. 660/2017/R/GAS (TIRG<sup>6</sup>).

In particolare, nella deliberazione in oggetto, l'Autorità ha precisato che l'aggiornamento dei predetti parametri (contenuti nell'Allegato A alla deliberazione stessa) è

stato effettuato tenendo conto dei costi del servizio di rigassificazione presso i terminali europei e della stima del costo per l'accesso alla capacità di rigassificazione di nuova realizzazione, coerentemente con gli obiettivi di minimizzazione degli oneri sostenuti dal sistema e di promozione della liquidità del mercato del gas.

**Documento per la consultazione 19 maggio 2020 n. 170/2020/R/GAS “Accesso al servizio di rigassificazione per periodi superiori all'anno termico” | pubblicata il 22 maggio 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/170-20.htm>**

Con la pubblicazione del documento per la consultazione n. 170/2020/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha illustrato i propri orientamenti in relazione all'aggiornamento del quadro regolatorio vigente in materia di accesso al servizio di rigassificazione in considerazione degli sviluppi in corso nel mercato del GNL, nonché ad arricchire la gamma dei prodotti di capacità offerti dai terminali di rigassificazione. In particolare, nel documento di consultazione, l'Autorità propone di modificare il TIRG al fine di:

- i. prevedere la possibilità, per le imprese di rigassificazione, di conferire capacità pluriennale per periodi superiori al quindicesimo anno termico, per rendere tale allocazione di capacità coerente con i progetti d'importazione di GNL aventi orizzonti temporali più estesi;
- ii. rivedere le disposizioni in materia di mancato utilizzo della capacità da parte degli utenti che ne sono titolari:
  - sia con riferimento alle tempistiche per il rilascio della capacità non utilizzata, introducendo meccanismi che favoriscono il rilascio tempestivo della capacità disponibile che gli utenti non prevedono di utilizzare;
  - sia con riferimento alla valorizzazione economica degli slot rilasciati, prevedendo che il prezzo massimo di offerta della capacità non utilizzata sia calcolato sulla base dell'andamento delle quotazioni del mercato del GNL e del gas, secondo specifici criteri definiti dall'Autorità.
- iii. introdurre un nuovo prodotto di capacità di rigassificazione “con opzione di rilascio”, al fine di ampliare la gamma dei prodotti disponibili per il conferimento. In particolare, tale prodotto consente all'utente aggiudicatario di scegliere, entro un termine predefinito, se utilizzare una determinata discarica. Se l'utente intende effettuare la discarica, sarà tenuto a corrispondere all'impresa di rigassificazione un “premio

aggiuntivo” rispetto al corrispettivo determinato in esito dell'asta. L'Autorità ha pertanto invitato i soggetti interessati

a far pervenire le proprie osservazioni alle predette proposte entro e non oltre il 30 giugno 2020.



<sup>1</sup> “Electricity Transmission System Operators” (TSOs), “Nominated Electricity Operators” (NEMOs), “Distribution System Operators” (DSOs), Associazioni dei TSOs, NEMOs e DSOs, “Electricity system users and consumers” e relative Associazioni, Autorità di regolazione nazionali, “Agency for the Cooperation of Energy Regulators” (ACER) ed altri stakeholders interessati (EU e non EU).

<sup>2</sup> Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management.

<sup>3</sup> Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation.

<sup>4</sup> Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing.

<sup>5</sup> Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.

<sup>6</sup> “Testo integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto”.

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.